

TRABAJO FIN DE GRADO

Curso 2014-2015

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CON AUTOCONSUMO INSTANTÁNEO Y CON INYECCIÓN 0

Tutor: D. Ernesto Pereda de Pablo

Alumno: Sergio Albelo Dávila

Grado en Ingeniería Mecánica

Abstract.

This final degree project deals with the design of a photovoltaic plant on the roof of a warehouse located in San Cristobal de La Laguna (Tenerife).

This installation is characterized by having an electronic device called "dynamic power controller" with which the user of the building will have an instant consumption of the energy generated by the photovoltaic modules and the injection of energy into the grid is avoided.

Renewable energies have evolved over the years, with a further improvement in the case of solar photovoltaic performance and efficiency of solar modules while reducing gone costs.

The commitment to this type of energy is increasing due to the change of mentality of people regarding the environment and reducing the consumption of fossil fuels. Also there are economic issues that have seen the installation of solar energy not only as a way to reduce electricity bills but also, insome cases, as a money-earning means through the sale of the power generated to the grid.

In this document, every part of the installation is detailed, from the modules to the dynamic power controller via the inverter. The type of media will be described, which keep the modules anchored to the roof of the industrial building, and also the type of protection needed to be installed in different sections of the wiring, in order to protect equipment and people responsible for maintenance and the operation of the installation.

The installation will have 21 solar panels and one inverter main devices, which will provide the industrial building of 6.72 kW. The panels' inclination will be 28 °, optimized for electricity production during the winter season period, since the warehouse is mainly used between September and December.

Three rows with seven panels will be placed in each side of the warehouse's roof, attached to it by an aluminum structure, and these rows of modules will be connected in parallel within the inverter.

In the DC current section from the modules to the inverter, various safety devices are placed such as fuses, overvoltage protectors and magnetothermic switches.

At the inverter output, three phase AC current is obtained. This part of the PV installation is protected against high current levels by fuses.

Before connecting the line with dynamic power controller (last item in the installation) a reverse current relay will be placed, to ensure that the current always flows in the right direction.

Each section will have its wiring depending on the current flowing and the span length, which can cause considerable voltage drop.

As well as describing each of the elements of the installation, basic safety and health document must be attached, with which it comes to avoiding accidents during the installation. The possible risks to which they are exposed operators working in the facility will be exposed, and the measures to be taken will be explained to avoid any accident.

Finally the total operating budget of the installation is estimated, including the execution budget as well as the material cost of labor and maintenance costs.

Índice

1. Objeto	7
2. Introducción	8
2.1. Las energías renovables.....	9
2.1.1. La energía solar fotovoltaica.....	12
2.1.2. Energía solar fotovoltaica en España.....	14
2.2. Descripción de un sistema solar fotovoltaico.....	16
2.2.1. Componentes de un sistema solar fotovoltaico conectado a red.....	17
2.2.2. Mantenimiento de la instalación.....	25
2.2.3. Normativa de aplicación.....	25
3. Memoria de proyecto	28
3.1. Situación y emplazamiento.....	28
3.2. Descripción general de la instalación.....	30
3.3. Elección de los paneles fotovoltaicos.....	33
3.3.1. Orientación de los paneles.....	37
3.3.2. Inclinación de los paneles.....	38
3.3.3. Distancia mínima entre filas de módulos.....	39
3.3.4. Cálculo del número de paneles.....	41
3.4. Estructura soporte.....	42
3.4.1. Sobrecargas soportadas.....	42
3.4.2. Características del soporte.....	44
3.5. Elección del inversor.....	46
3.5.1. Tensión y corriente en el punto de máxima potencia.....	46
3.5.2. Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura.....	47
3.5.3. Inversor elegido.....	49
3.6. Cableado.....	51
3.6.1. Cálculo de la línea por criterio térmico.....	51

3.6.2. Criterio de caída de tensión.....	54
3.6.3. Cableado de protección.....	58
3.6.4. Cableado de conexión.....	59
3.7. Protecciones.....	59
3.7.1. Protecciones de continua.....	61
3.7.2. Protecciones de alterna.....	64
4. Estudio Económico.....	66
4.1 Presupuesto de ejecución material.....	66
4.2. Presupuesto gastos generales.....	67
4.2.1. Coste del puesto de trabajo.....	67
4.2.2. Coste de la mano de obra.....	68
4.3. Retorno de la inversión.....	69
5. Pliego de condiciones técnicas y ambientales.	69
5.1. Condiciones técnicas.	69
5.1.1. Objeto.....	69
5.1.2. Equipo.....	69
5.2. Montaje de equipos.....	71
5.3. Garantía de los equipos de la instalación.....	73
5.4. Programa de mantenimiento.....	73
5.4.1 Mantenimiento preventivo.....	74
5.4.2 Mantenimiento correctivo.....	74
6. Estudio Básico de seguridad y salud.	75
6.1 Normativa.....	75
6.2. Definición de riesgos.....	76
6.3. Medidas de prevención y protección.....	77
7. Bibliografía.....	79
8. Planos.....	81
9. Conclusion.....	85
10. Anexos.....	86

1. Objeto:

El objeto del presente proyecto es el estudio, diseño e implantación de un generador fotovoltaico de 6.72kW de potencia nominal.

Dicha instalación estará situada sobre el tejado de una nave de dimensiones definidas.

Este proyecto tendrá como objetivo además establecer las condiciones técnicas y de seguridad de la instalación fotovoltaica, de modo que se asegure un normal funcionamiento de la misma, se preserve la seguridad de las personas y los bienes, y se contribuya a su fiabilidad técnica, a la eficiencia energética y a la durabilidad de estas instalaciones.

La finalidad de esta instalación es la producción de energía eléctrica a partir de energía solar de modo que se reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera, gases que son emitidos por centrales de energías convencionales principalmente térmicas para producir una misma cantidad de energía.

Cada kWh generado con energía solar fotovoltaica evita la emisión a la atmósfera de entre 0.5kg y 1kg de CO₂.

Se realizará el diseño de la instalación de tal manera que se obtenga una eficiencia energética óptima.

Entre los factores que han contribuido al interés por este recurso energético cabe destacar la disminución de sus costes, el aumento en eficiencia de conversión de sus diferentes variantes tecnológicas, el encarecimiento de los combustibles fósiles y la existencia de una legislación cada vez más restrictiva en materia medioambiental.

2. Introducción:

La electricidad es una de las formas de energía más versátiles y que mejor se adaptan a cada necesidad. Su utilización está tan extendida que difícilmente podría concebirse una sociedad tecnológicamente avanzada que no hiciese uso de ella.

Hoy en día existen miles de aparatos que, bien en forma de corriente continua o de corriente alterna, utilizan la electricidad como fuente de energía, y su uso ha provocado un gran aumento de la demanda de consumo eléctrico.

Este hecho ha propiciado la búsqueda de nuevas fuentes de energía y nuevos sistemas de producción eléctrica, basados, fundamentalmente, en el uso de energías renovables.

Los sistemas tradicionales de producción de electricidad tienen una problemática asociada que hace necesario intentar desarrollar otro tipo de fuentes energéticas:

- Centrales hidráulicas: El efecto invernadero y el cambio climático hacen que cada vez que las sequías sean más prolongadas y, por tanto, no se pueda asegurar la producción estable de electricidad a través de estas centrales.
- Centrales térmicas: tienen el problema de que los combustibles fósiles son un recurso limitado en el tiempo. Además provocan una gran emisión de gases contaminantes perjudiciales para el efecto invernadero.
- Centrales nucleares: tienen el problema de la eliminación de los residuos generados además del potencial riesgo de un accidente nucleares.

La demanda mundial de energía está creciendo a ritmos alarmantes. Según el estudio europeo "World Energy Technology and Climate Policy Outlook" realizado en 2003, se prevé un crecimiento medio del 1.8% anual en el periodo 2000-2030 en demanda mundial de energía primaria. La tendencia actual es la utilización de energías renovables y es aquí donde cobra importancia la energía solar.

Varias son las formas de aprovechar el sol para la producción de electricidad:

- Métodos indirectos: donde el sol se aprovecha para calentar un fluido y convertirlo en vapor con el fin de producir electricidad mediante el movimiento de un alternador.

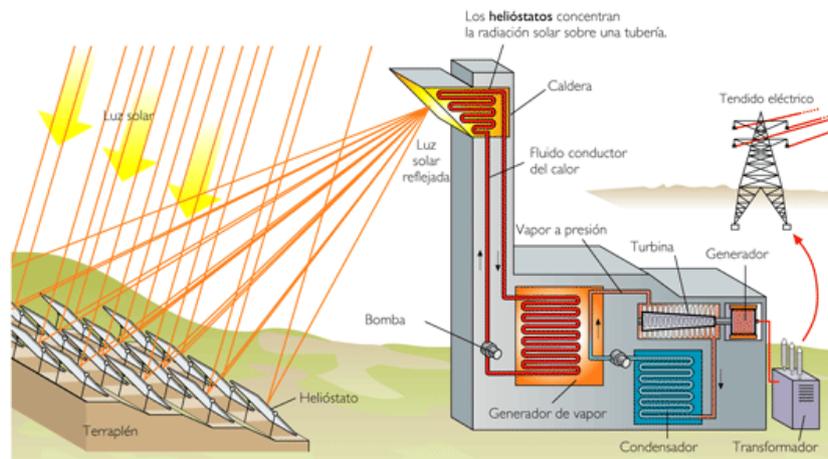


Figura 2.1: Esquema de la constitución de una central térmica solar de torre central. Fuente: tecnologiapiso.blogspot.com

- Método directo: donde la luz del sol es convertida directamente a electricidad mediante el uso de células solares. Dentro de este grupo podemos diferenciar dos instalaciones, las conectadas a red y los sistemas aislados.

2.1. Las energías renovables:

El despegue industrial (industrialización) y empleo masivo de energías comenzó con la llamada revolución industrial que se inició a mediados del siglo XVIII. Este periodo se divide en dos épocas:

- Primera revolución industrial (1760-1870) que se inicia con la llegada a la industria y los transportes de la máquina de vapor.
- Segunda revolución industrial (1870-1914), periodo de desarrollo de la energía eléctrica (motores eléctricos y alumbrado), así como el inicio de los automóviles como medio de transporte.

Este desarrollo industrial ha llevado a que actualmente se genera electricidad mediante la utilización de doce energías básicas como son Petróleo, Gas natural, carbón, nuclear, biomasa, biocombustibles, hidráulica eólica, incineración de residuos urbanos, solar térmica, solar fotovoltaica, aprovechamiento de los mares.

Hay otras formas de energía pero son de menor identidad o derivadas de estas.

Fue a partir de la década de los 70 cuando se comienzan a considerar a las energías renovables como una alternativa a las energías tradicionales, tanto por su

disponibilidad infinita como por su menor impacto ambiental en el caso de las energías limpias, y se consideraron por tanto energías alternativas.

Desde 2001 hasta 2012 se realizó en España un despliegue enorme en cuanto a la instalación de energías renovables, instalándose cada año más de 1000 megavatios en energías renovables. Pero desde 2012 no se autoriza ninguna planta que necesite ayudas públicas para ser rentable lo que ha provocado una disminución considerable en la instalación de plantas fotovoltaicas.

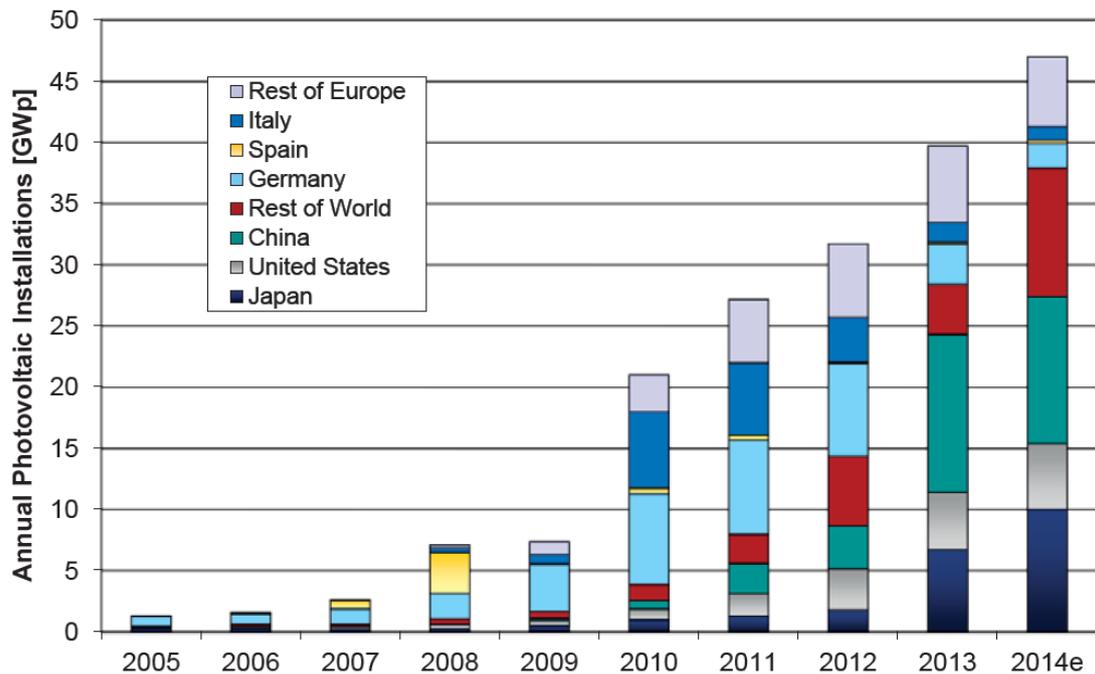


Figura 2.2: Instalación anual de fotovoltaica. Fuente: ec.europa.eu

Actualmente en España el 32% de la energía se genera mediante energía renovable. En el mes de Junio de 2015 con la energía eólica se generó el 14.1%, con la energía termosolar el 3.8% y con la energía solar fotovoltaica el 4.1%.

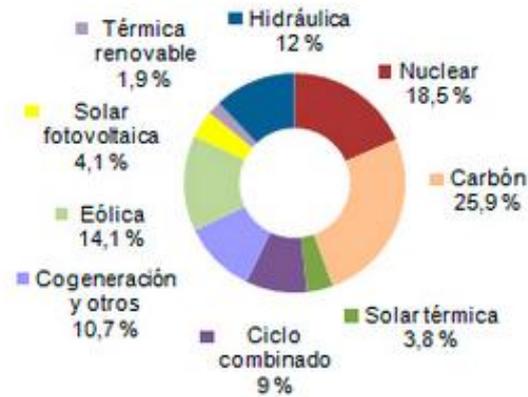


Figura 2.3: Generación de energía en España. Fuente: www.ree.es

En Canarias concretamente la situación actual es la que se muestra en la figura siguiente:

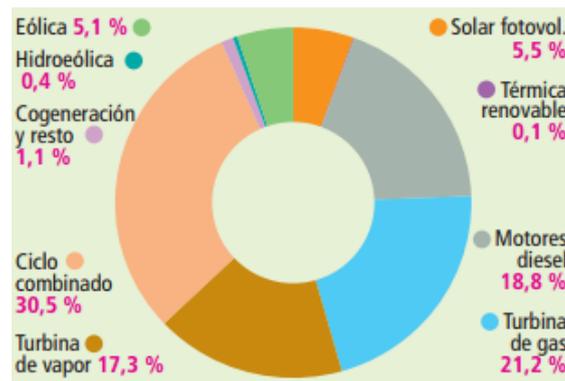


Figura 2.4: Generación de energía en Canarias. Fuente: www.ree.es

España posee unas condiciones ambientales muy favorables que hacen posible que los sistemas solares térmicos, fotovoltaicos y termo-eléctricos sean muy competitivos desde el punto de vista económico para múltiples aplicaciones.

2.1.1. La energía solar fotovoltaica:

La luz solar llega a la superficie terrestre de tres maneras diferentes:

- Radiación directa: la luz solar es recibida directamente del sol sin modificación de trayectoria aunque filtrada por la atmósfera. Los haces de luz son perfectamente paralelos.
- Radiación difusa: la luz llega distorsionada y sus haces han perdido el paralelismo por choques con las partículas y los gases atmosféricos.
- Radiación de albedo: el albedo se produce cuando la luz del sol llega reflejada desde objetos situados en tierra. se puede considerar como parte de la difusa.

Mediante las células solares se convierte directamente en electricidad los fotones provenientes de la luz del sol. Su funcionamiento se basa en el efecto fotovoltaico.

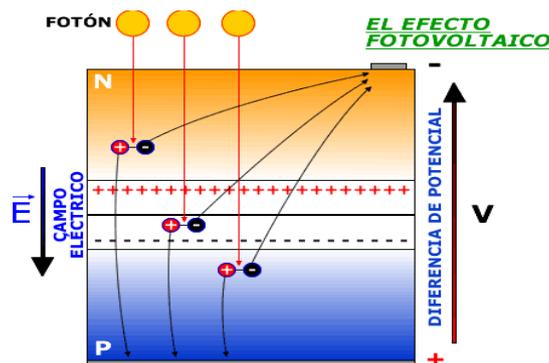


Figura 2.5: Efecto fotovoltaico. Fuente: www.ujaen.es

Este efecto fotovoltaico consiste en que cuando los fotones de la luz solar inciden sobre una célula fotovoltaica, estos pueden ser reflejados o absorbidos. Los fotones absorbidos son los que generan electricidad. Al ser absorbido, la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la célula. Con esta nueva energía el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico.

Entre las ventajas de la energía solar fotovoltaica las más importantes son:

- La energía proviene de una fuente inagotable, el sol.
- No contamina, no produce emisiones de CO₂ u otros gases.
- Reduce la dependencia energética de los países.

- La mayor producción coincide con las horas de mayor consumo.
- El coste de los componentes disminuye a medida que avanza la tecnología.

Las desventajas de este tipo de energía son:

- Solo se produce energía mientras hay luz y depende del grado de insolación.
- El coste de las instalaciones es elevado.
- El periodo de amortización es largo.

Dentro de las aplicaciones más comunes se destacan:

- Suministro eléctrico a casas aisladas.
- Producción de energía eléctrica para su venta a la compañía suministradora.
- Suministro directo para sistemas de riego de cultivos.



Figura 2.6: Tipos de instalaciones. Fuente: www.gobiernodecanarias.org

2.1.2. Energía solar fotovoltaica en España:

España dispone de unos recursos energéticos renovables óptimos y un nivel tecnológico excelente en energías renovables y específicamente en energía solar fotovoltaica.

España además cuenta con uno de los mayores índices de irradiación anual con respecto a los países europeos. Esto hace que la energía solar sea en este país más rentable que en otros países. Incluso las comunidades autónomas situadas en la parte norte de la península que reciben poca irradiación, reciben más irradiación que la media en Alemania por ejemplo, el cual, es el país que lidera la promoción de la energía solar fotovoltaica.

A continuación se muestra una imagen en la que se observa el nivel de radiación en España:

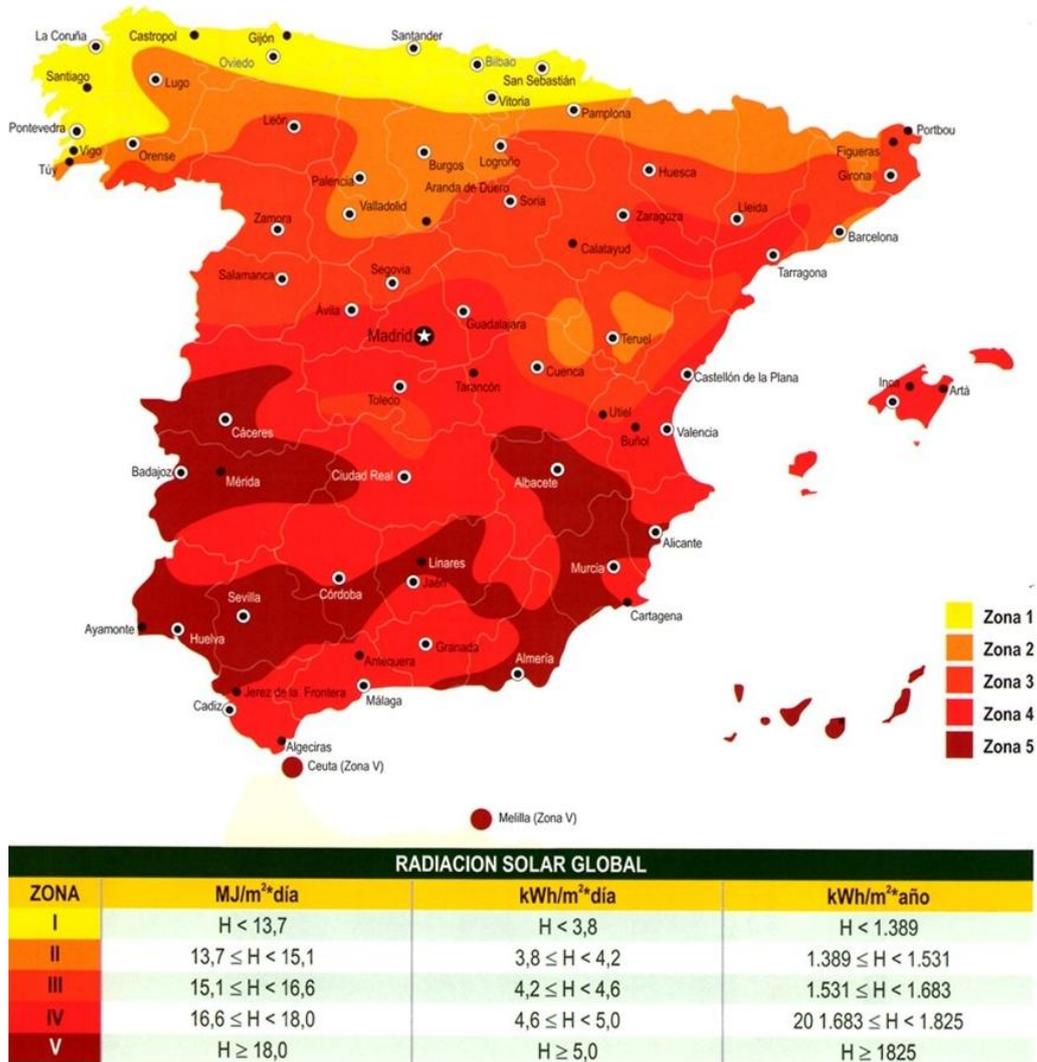


Figura 2.7: Radiación solar global . Fuente: www.municipalservicesproject.org

Dada la cantidad de horas de sol de las que dispone España y los compromisos europeos en materia de energías renovables, España fue uno de los primeros países a nivel mundial que comenzó con la investigación y el desarrollo de la energía solar fotovoltaica llegando a instalar mas de 1000MW en un solo año. Sin embargo regulaciones como la retirada de subvenciones frenaron el desarrollo e instalación de este tipo de tecnología.

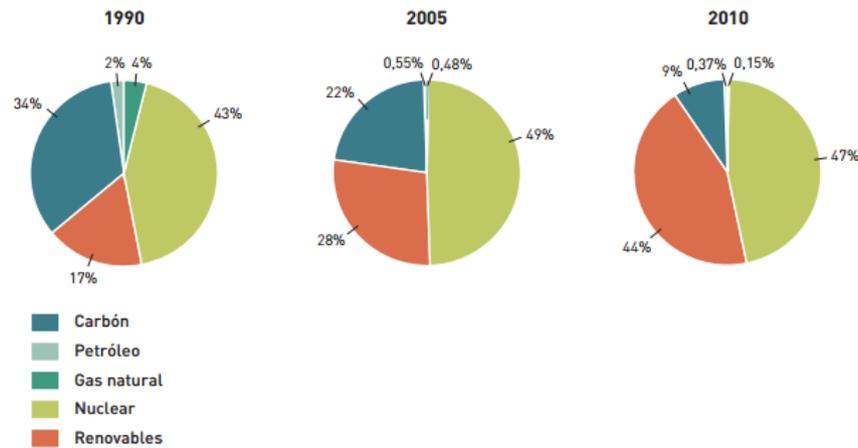


Figura 2.8: Evolución de la producción interior de energía por fuentes energéticas.
Fuente :IDEA

A pesar de estas inoportunas medidas Diversos factores permiten ser optimistas acerca del futuro de la energía solar fotovoltaica. En primer lugar se sitúan los avances tecnológicos que se suceden en torno a esta tecnología y por otro el apoyo institucional brindado a las energías renovables por dos de las grandes potencias comerciales y de consumo del mundo; la UE y EEUU.

Los avances tecnológicos se basan en las alternativas a las células de silicio que ya empiezan a ser viables. Se tratan de películas finas y flexibles que tienen un coste de fabricación económico y unos rendimientos entre el 5% y el 20% (aunque los fabricantes estiman que hay bastante margen para mejorar estos números).

2.2. Descripción de un sistema solar fotovoltaico:

La clasificación de las instalaciones solares fotovoltaicas se puede realizar en función de la aplicación a la que están destinadas. Así, se distingue entre aplicaciones autónomas y aplicaciones conectadas a red.

Dentro de las aplicaciones autonomas se encuentran las aplicaciones espaciales para proporcionar energía eléctrica a elementos como satélites de comunicación o la estación espacial internacional. Además dentro de las aplicaciones autonomas se destacan las aplicaciones para las telecomunicaciones, electrificación de zonas rurales y aisladas, señalizacion, alumbrado público, bombeo de agua, telemetría,etc.

En cuanto a las aplicaciones conectadas a red se distinguen las centrales fotovoltaicas y huertos solares y los edificios fotovoltaicos, como por ejemplo edificios que cuenta con una fachada de paneles solares.

El esquema general de una instalación solar fotovoltaica es el que se muestra en la siguiente figura:

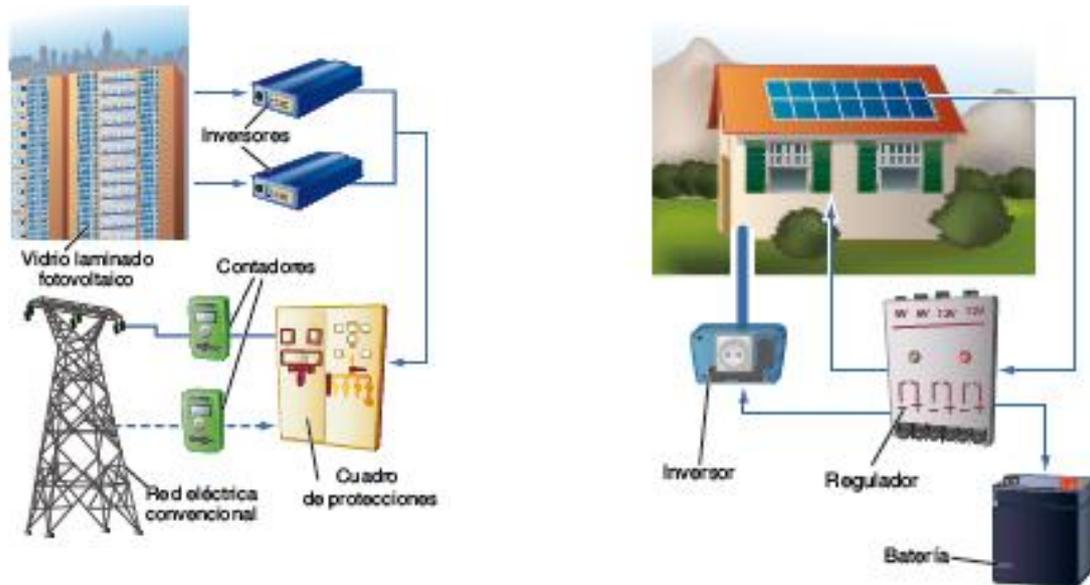


Figura 2.9: Esquema de instalación conectada a la red eléctrica e instalación solar autosuficiente. Fuente: www.mcgraw-hill.es

2.2.1. Componentes de un sistema solar fotovoltaico conectado a red.

En este apartado se irán detallando todos los elementos que conforman una instalación solar fotovoltaica conectada a red y en concreto la instalación que en este documento se proyecta.

- Paneles Solares:

Un panel solar o módulo fotovoltaico está formado por un conjunto de células, conectadas eléctricamente, encapsuladas, y montadas sobre una estructura de soporte o marco.

Para proteger a las células se coloca sobre ellas una lámina de vidrio que las protege de las condiciones climatológicas adversas.

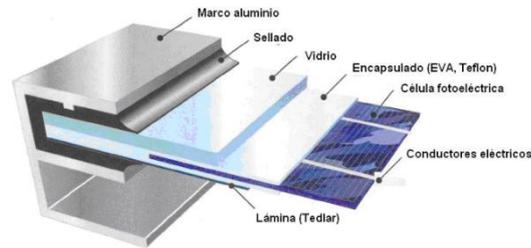


Figura 2.10: Constitución de un panel solar

Estas células solares son las encargadas de convertir directamente en electricidad los fotones provenientes de la luz del sol, como se explicó en apartados anteriores.

Los paneles solares vienen dados por la tecnología de fabricación de las células, y son fundamentalmente:

- Silicio cristalino (monocristalino y multicristalino).
- Silicio amorfo.

Las células de silicio monocristalino presentan un mayor rendimiento en torno al 24% en laboratorio y 18% en directo. Se obtienen de silicio puro fundido y dopado con boro. Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí.

Las células de silicio tienen un rendimiento de entre el 12% y el 14%. La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules. Su obtención es similar a la del monocristalino pero se disminuye el número de fases de cristalización.

Y por último las de silicio amorfo disponen de un rendimiento menor del 10%, tienen un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células. La ventaja que presentan este tipo de células es que se pueden depositar en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico.

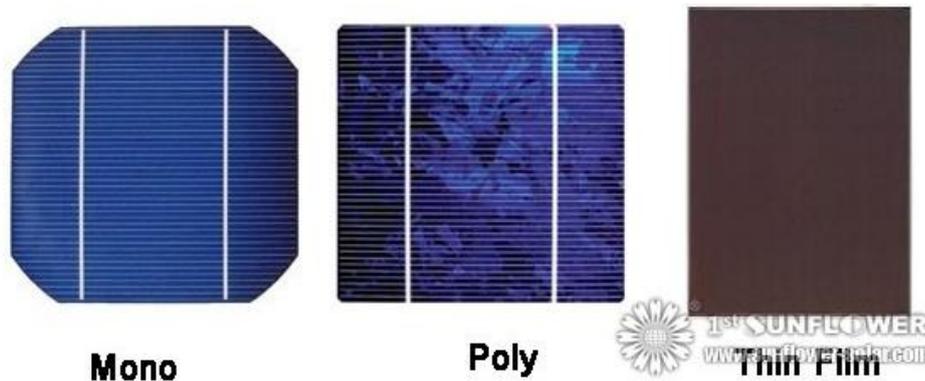


Figura 2.11: Tipos de células solares. Fuente: www.sunflowersolar.com

Dichas células van conectadas entre sí en serie y/o en paralelo de forma que el fabricante obtendrá aproximadamente la tensión y la corriente con la colocación de cada célula. Al conectar dos células en serie se aumenta la tensión final en los extremos manteniéndose constante la corriente y si las células se conectan en paralelo aumenta la intensidad total del conjunto.

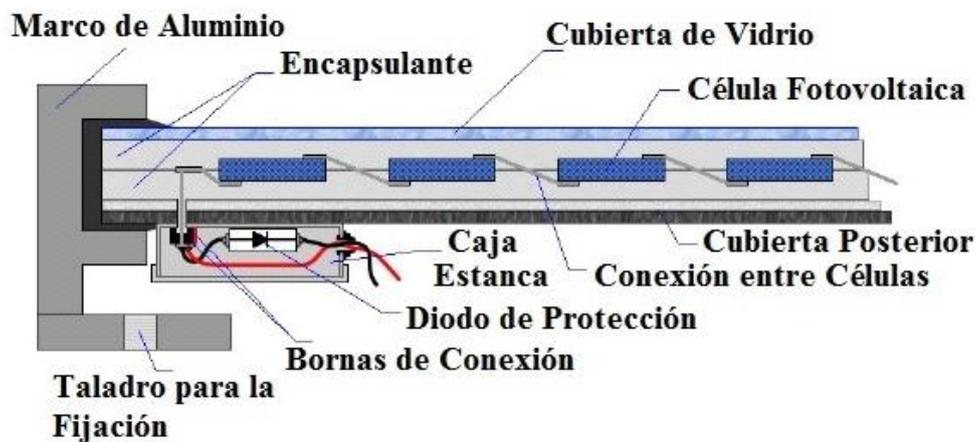


Figura 2.12: Elementos de un Panel solar. Fuente: www.ingemecanica.com

Los parámetros fundamentales de la célula solar son:

- Corriente de iluminación (I_L): la corriente generada cuando incide la radiación solar sobre la célula.
- Corriente de oscuridad: es debida a la recombinación de los pares electrón-hueco que se produce en el interior del semiconductor.

- Tensión de circuito abierto (V_{OC}): la máxima tensión que se obtiene en los extremos de la célula solar, que se da cuando no está conectada a ninguna carga. Es una característica del material con el que está construida la célula.
- Corriente de cortocircuito (I_{SC}): máximo valor de corriente que puede circular por la célula solar. Se da cuando sus terminales están cortocircuitados.
- Punto de máxima potencia (I_{mpp} , V_{mpp}): es el punto para el cual la potencia entregada es máxima, obteniéndose el mayor rendimiento posible del panel.
- Factor de forma (FF): es el cociente entre la máxima potencia que puede entregar la célula a la carga y el producto de la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito. En las células solares más habituales, los valores típicos son 0,7 o 0,8.

Estos valores son proporcionados por el fabricante de los módulos solares en la hoja de características del producto. En la instalación que se proyecta los módulos que se instalarán son de la marca SUNPOWER modelo E-19 320.

Se puede ver a continuación una representación de la corriente frente a la tensión de los módulos escogidos dependiendo de la irradiancia y de la temperatura de los módulos.

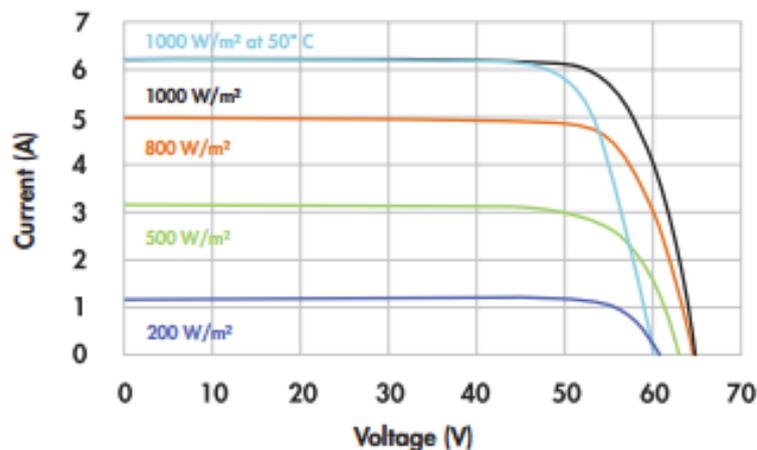


Figura 2.13: Representación de la corriente frente a tensión. Módulos E-19 320 SunPower.

En el caso del fabricante SUNPOWER las características proporcionadas de los paneles se obtienen con una temperatura de la célula de 25°C y una irradiancia de $1000\text{W}/\text{m}^2$.

- Estructura soporte:

Los paneles solares SunPower E-19 320 serán colocados sobre una estructura soporte, la cual deberá cumplir las especificaciones de diseño de la instalación, es decir la orientación y el ángulo de inclinación de los módulos.

En general, podemos disponer de estructuras fijas o móviles. en cuanto a la estructuras fijas no se puede modificar ni la orientación ni la inclinación de las mismas, en cambio, las estructuras móviles además de disponer de una libertad para elegir la inclinación que sea más oportuna para un determinado periodo del año pueden variar su orientación obteniendo así una mayor captación de luz solar.

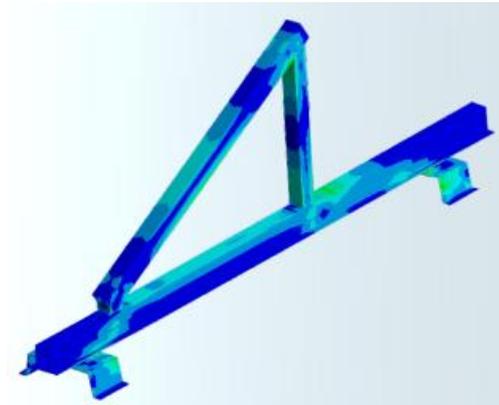


Figura 2.14: Simulación 3D respuesta tensional, estructura soporte modelo SS-N1-AL.
Fuente: Soportes Solares.

Las estructuras, además, deberán soportar el peso de los módulos solares, así como las posibles dilataciones térmicas provocadas por aumentos de temperatura.

Los anclajes de la estructura solar deberá soportar la fuerza ejercida por el efecto del viento y por la nieve aun que en este proyecto se ha descartado el efecto de la nieve debido a que la probabilidad de sufrir una nevada en la zona en la que se localiza la nave es casi nula.

Estos anclajes deberán estar homologados, no deberán generar sombras indeseadas y la tornillería utilizada ha de ser de acero inoxidable.

- Inversor:

El inversor se encarga de convertir la corriente continua en corriente alterna, igual a la utilizada en la red eléctrica.

Dependiendo de los valores de tensión y corriente proveniente de los paneles solares se escoge uno u otro inversor.

Se pueden colocar varios inversores en una misma instalación si es necesario debido a que los paneles al colocarlos de una forma determinada disponen de una tensión muy alta o una corriente muy superior a la admisible por el inversor.

El inversor es un elemento imprescindible en las instalaciones conectadas a red, estará presente en la mayoría de instalaciones autónomas, sobre todo en aquellas destinadas a la electrificación de viviendas.



Figura 2.15: Inversor FRONIUS IG PLUS 120 V-3

El rendimiento de los inversores oscila entre el 90% y el 97%, el cual puede variar dependiendo de la variación de la potencia en la instalación.

Las características deseables por tanto de un inversor son que disponga de una alta eficiencia, un bajo consumo en vacío, es decir, cuando no hay cargas conectadas, que

tenga una alta fiabilidad, protección contra cortocircuitos, seguridad y una buena regulación de la tensión y frecuencia de salida, que como ya se ha comentado anteriormente debe ser compatible con la red eléctrica.

Las características en la entrada que se tienen que tener en cuenta a la hora de seleccionar un inversor son:

- Potencia máxima de entrada.
- Máxima corriente de entrada.
- Máxima tensión de entrada.
- Rango de tensión MPP.

En la salida debemos tener en cuenta sobre todo los siguientes parámetros:

- Potencia nominal AC.
- Máxima potencia de salida.
- máxima corriente de salida.

- Protecciones:

Las protecciones que se tendrán que colocar en la instalación se dividirán en dos:

- Protecciones de continua. Desde los módulos fotovoltaicos hasta la entrada al inversor.
- Protecciones de alterna. Desde el inversor hasta el controlador dinámico de potencia.

Como se detallará en apartados siguientes dependiendo de la corriente máxima admisible del inversor se instalarán un determinado tipos de protecciones al igual que ocurre con el controlador dinámico de potencia.

Por tanto dispondremos de protecciones en el propio inversor y en diferentes partes de la instalación con el fin de proteger a la instalación, a los equipos que la componen y a los responsables de su puesta en marcha y mantenimiento.

- Controlador Dinámico de Potencia (CDP-0):

En esta instalación se contará con el dispositivo, de la marca CIRCUTOR, CDP-0 el cual se encargará de evitar la inyección a la red. Este dispositivo se trata de un controlador dinámico de potencia por desplazamiento del punto de trabajo del campo solar, que permite regular el nivel de generación de un inversor en una instalación fotovoltaica, en función del consumo del usuario. El CDP-0 tiene por objetivo ajustar el nivel de producción de energía de uno o varios inversores en una instalación fotovoltaica al consumo del usuario. De esta forma, se consigue eliminar la inyección de potencia a la red.



Figura 2.16: Control Dinámico de Potencia CDP-0

Unas de las aplicaciones de este dispositivo es dentro de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo sin inyección a red como la que se proyecta en este documento.

En el CDP-0 se introducen tanto la línea trifásica de la acometida como la línea trifásica que proviene del inversor y de este dispositivo sale la línea que va al cuadro general de la nave.

Se deben instalar dos transformadores MC3 que se encarga de medir los parámetros principales de la línea de red eléctrica y de la línea de salida del inversor. Conocidos estos parámetros y conocido el consumo de la nave, el controlador disminuye o aumenta el nivel de generación del inversor.

El generador fotovoltaico como máximo producirá 6.72kWp, en el caso de que el consumo en la nave sea de 2 kWp, el controlador enviará una señal al inversor para que

disminuya su nivel de generación y trabaje este en lugar de al 100%, al 30% evitándose así la inyección a red que se realizaría en el caso de no contar con este dispositivo.

2.2.2. Mantenimiento de la instalación.

En cuanto a los requisitos técnicos del contrato de mantenimiento que rige el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE se deberá realizar tanto un mantenimiento del tipo preventivo como correctivo durante al menos 3 años.

El mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma y se ejecutará según las especificaciones del fabricante.

Dentro del programa de mantenimiento se diferencian dos escalones de actuación como cita el Pliego de Condiciones Técnicas del IDEA, estando por un lado el mantenimiento correctivo y por otro lado el mantenimiento preventivo, todo realizado con el fin de prolongar y aumentar la vida útil de la instalación y su funcionamiento.

Dentro del plan de mantenimiento preventivo se realizarán inspecciones visuales (1 inspección al año), verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

En cuanto al plan de mantenimiento correctivo abarcará todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil.

Los dos tipos de mantenimiento serán realizados por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

Toda la información correspondiente a los procesos de mantenimiento será recogida en un libro de mantenimiento en el que constará la identificación del personal de mantenimiento.

2.2.3. Normativa de aplicación.

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía en régimen especial.
- Normas UNE de obligatorio cumplimiento publicadas por el instituto de Racionalización y Normalización.
- Código Técnico de la Edificación (CTE), que desarrolla y permite el cumplimiento de la Ley 38/1999 de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación.
- Real Decreto 486/1997 de 14 de Abril por el que se establecen las disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de Octubre sobre disposiciones mínimas en materia de seguridad y salud en Obras de Construcción.
- Ley 31/95 de Prevención de Riesgos Laborales.

- Ley 54/97 del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, establecidos por el IDAE (PCT – C – REV– Julio 2011).

3. Memoria de proyecto:

En este apartado se explicará en qué consiste el proyecto a realizar explicando detalladamente el emplazamiento, se realizará una descripción de la instalación, y se mostrará los elementos escogidos para dicha instalación a partir de los cálculos realizados.

3.1. Situación y emplazamiento:

La nave, en la que se instalarán los módulos fotovoltaicos, está situada en la ciudad de San Cristóbal de La Laguna, en la provincia de Santa Cruz de Tenerife, en la avenida Astrofísico Francisco Sánchez (TF-265) a unos 400 metros de la incorporación a la TF-5 en sentido Santa Cruz de Tenerife.

Dicha nave pertenece a la facultad de Ingeniería Informática situada en el campus de Anchieta de la Universidad de la Laguna.



Figura 3.1. Campus Anchieta ULL. Fuente: GoogleMaps.

La instalación se realizará sobre el agua que conforma el tejado de la nave y que está orientada hacia el sur.

El terreno donde se encuentra la nave está situado a unos 560 metros sobre el nivel del mar y sus coordenadas son:

Latitud: 28°28'56.37" N

Longitud: 16°19'20.05" O



Figura 3.2. Nave. Fuente: Google Earth

Las dimensiones de la nave son:

- Ancho de nave: 10.2 m
- Largo de nave: 20.66 m
- Altura de pared: 6 m
- Altura total: 7 m
- Inclinación del Tejado: 11.1°

La superficie de tejado que tenemos, por tanto, para realizar la instalación fotovoltaica será de 204 m².

Observamos que la fachada principal de la nave se encuentra orientada hacia el Este, con una desviación aproximada de 2° con respecto a éste, quedando las aguas del tejado orientadas hacia el Norte y el Sur cada una.



Figura 3.3: Exterior de la nave (Fachada principal).

3.2. Descripción general de la instalación:

La nave dispone de dos plantas en las que se realizan prácticas de diversas asignaturas. Estas prácticas son realizadas entre los meses de septiembre y diciembre. Este es un dato que se tendrá en cuenta a la hora de calcular la inclinación oportuna para los módulos fotovoltaicos.

En la planta inferior se cuenta con diversos circuitos eléctricos donde se realizan prácticas además de varios ordenadores y la correspondiente luminaria que proporciona luz a esa parte de la planta. Todo ello hace que durante una hora el consumo en dicha planta sea de aproximadamente 4.7kWh.

En la segunda planta de la nave se disponen de otros elementos para realizar prácticas como osciloscopios o generadores de señales además de un ordenador y varios tubos fluorescentes de 80W y dos bombillas de 150W que proporcionan una correcta iluminación de dicha planta.

El consumo de la segunda planta es aproximadamente de 2kWh.

Dado que ambas plantas no se utilizan simultáneamente, la instalación fotovoltaica que se proyecta en el presente documento se realizará para satisfacer a la nave de 4.7 kW de potencia.

Debido a las diferentes pérdidas que presentará la instalación se ha aplicado un factor de 0.7 obteniendo así el valor de 6.72 kW de potencia que supone el punto de partida del proyecto.

La instalación solar fotovoltaica proyectada en este documento se ubicará en una de las dos aguas del tejado de la nave citada en el apartado anterior. El generador fotovoltaico estará formado por 21 paneles marca SunPower modelo E19-320, en total la potencia máxima del generador fotovoltaico será de 6.72 kW.

Los módulos fotovoltaicos se situaran sobre soportes metálicos fijos con una inclinación fija.

La instalación eléctrica se ha dividido en tres circuitos diferentes de conductores de sección distinta desde los panees solares hasta el cuadro general de la nave.

Los paneles se dispondrán en 3 ramales conectados en paralelo formados por 7 paneles conectados en serie cada uno. Cada ramal va conectado directamente en el inversor elegido.

El inversor encargado de la conversión de la corriente continua generada por el generador fotovoltaico a corriente alterna que se inyectara posteriormente a la nave se

situara en el interior de la nave junto a la puerta principal de esta. Se ha buscado el inversor más eficiente cumplierse con la reglamentación y los rangos de operación necesarios para el correcto funcionamiento de los paneles solares, como el rango de tensiones de entrada al inversor, la tensión máxima de entrada, la corriente máxima, etc. eligiendo el inversor FRONIUS IG PLUS 120 V-3 cuya potencia de salida máxima es de 10kW.

Además la instalación contará con un controlador dinámico de potencia (CDP-0), el cual permite regular el nivel de generación del inversor en función del consumo del usuario. El CDP-0 tiene por objetivo ajustar el nivel de producción de energía del inversor. De esta forma, se consigue eliminar la inyección de potencia a la red.

En instalaciones trifásicas como la proyectada, el CDP-0 permite monitorizar y registrar el consumo de energía del usuario y mediante un analizador de redes externo,

monitorizar y registrar la producción de energía fotovoltaica y el consumo (o inyección) de la red eléctrica.

La instalación del presente proyecto cuenta con los siguientes elementos:

- Un generador fotovoltaico el cual es el encargado de captar y de convertir la radiación solar en energía eléctrica. Dentro del generador fotovoltaico encontramos los paneles solares donde se lleva a cabo el efecto fotovoltaico, las estructuras soporte que son los elementos encargados de sostener a los paneles y las interconexiones de los paneles.

- Un inversor capaz de convertir la corriente continua en corriente alterna.

- Un Controlador Dinámico de Potencia (CDP-0), encargado de regular el nivel de generación del inversor evitando así la inyección de energía en la red.

- Analizador de redes (CVM-MINI), encargado de analizar la red eléctrica trifásica. Captura datos instantáneos, máximos y mínimos de los dos parámetros eléctricos medidos.

- Dos transformadores eficientes trifásicos MC3 cuya función es la de medir la corriente y la tensión que circula. Irá uno situado para hacer la medida en la línea que procede de la red eléctrica y otro ira situado de tal forma que mida la línea que se prolonga desde el inversor hasta el CDP-0.

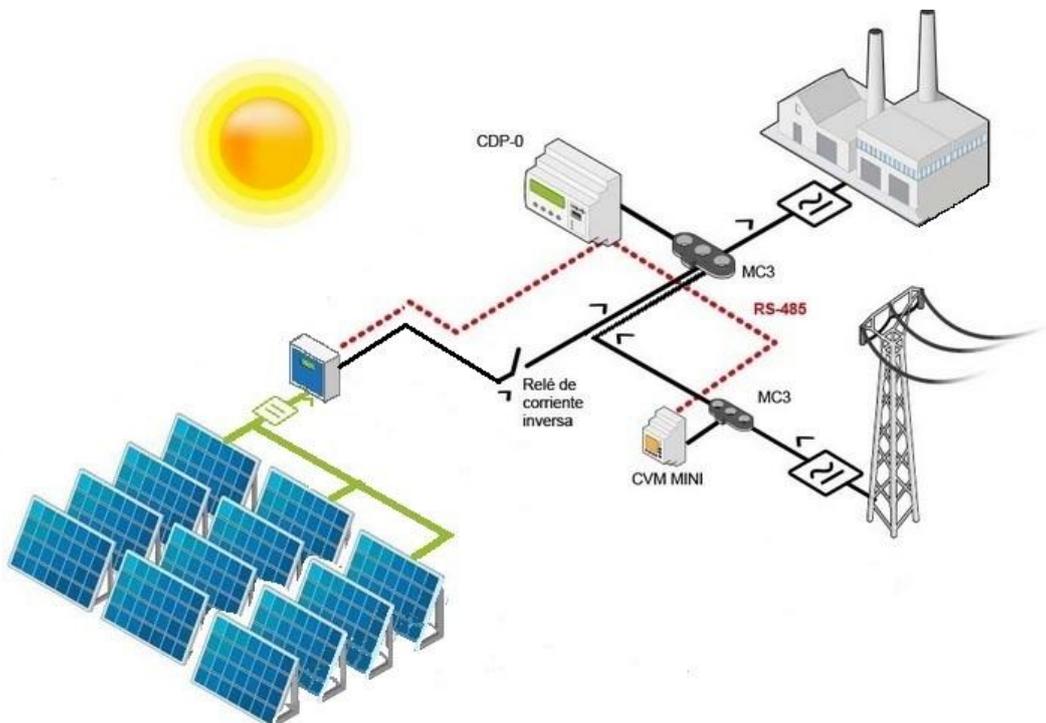


Figura 3.4: Esquema de la instalación.

3.3. Elección de los paneles fotovoltaicos:

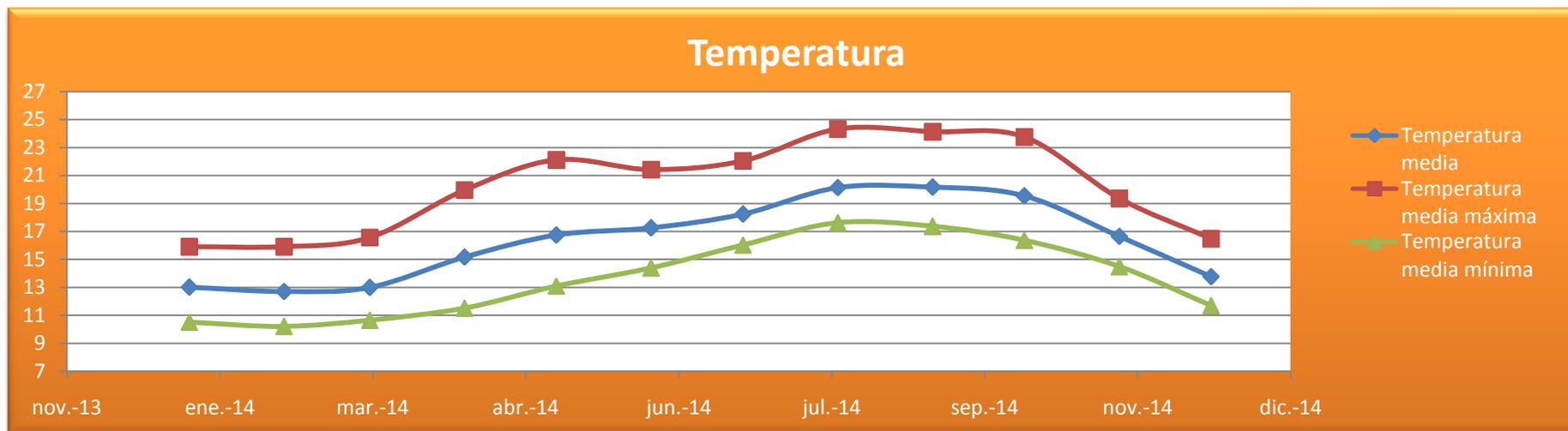
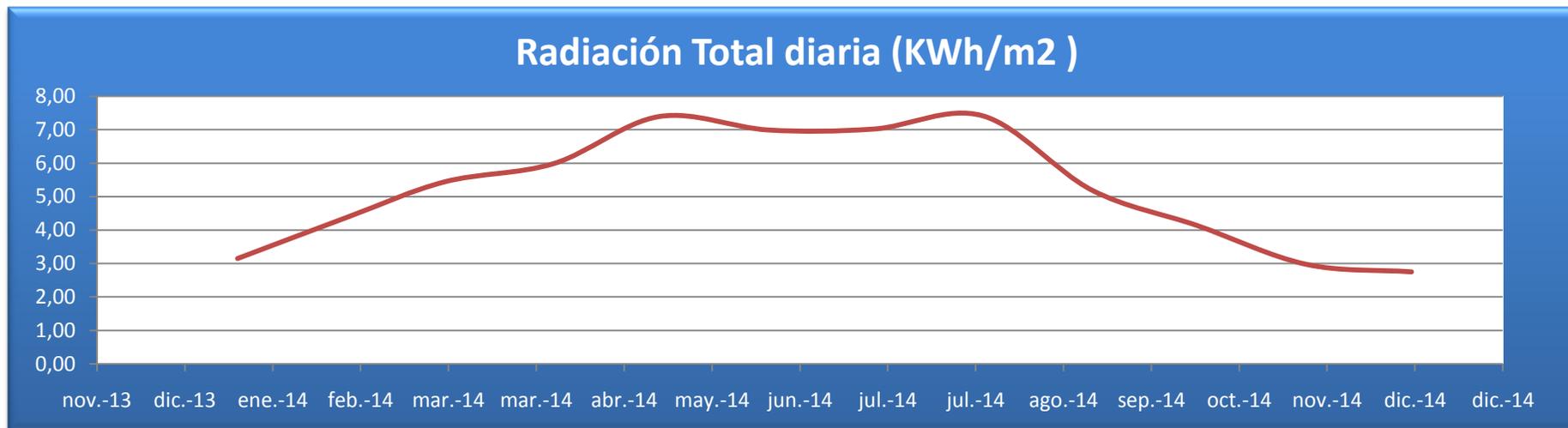
La zona en la que se va a realizar la instalación fotovoltaica presenta unas condiciones optimas para la instalación de dichas fuentes de energía.

Mediante los datos del años 2014 de la página web del cabildo de Tenerife se ha realizado la curva de radiación y de temperatura en la zona del emplazamiento.

La primera gráfica de las que se muestran en la página siguiente demuestran el alto nivel de radiación que existe en la laguna incluso en los meses más desfavorables que es cuando se utiliza la nave.

En cuanto a la segunda gráfica, en ella se muestra la temperatura media, la variación de las temperaturas máximas medias y las temperaturas mínimas medias.

Estos datos se utilizarán posteriormente para el cálculo de la tensión y la intensidad en la que trabajarán los paneles en condiciones desfavorables.



Para la elección de los paneles solares que a van a utilizar, se tendrán en cuenta varias consideraciones:

- Terreno a ocupar : debe estudiarse la cantidad de terreno de la que se dispone a la hora de dimensionar el campo de paneles solares, en este caso, la situación del campo de paneles será sobre el tejado de una nave, por lo que existirán limitaciones de espacio más obvias.

Como se detalló anteriormente, la nave en cuestión posee un área de tejado de unos 214 m². Ahora bien, teniendo en cuenta que uno de los objetivos a la hora de diseñar este tipo de instalaciones es la optimización de los recursos, se situarán solo paneles en la fachada orientada que está más al sur.

Dado que solo se instalarán los módulos en una de las dos aguas del tejado de la nave y para evitar que los módulos se instalen en el borde del tejado se aplicara una área de seguridad de 30 cm por cada lado por lo que queda una superficie para la instalación de 92 m².

Este dato es importante ya que a la hora de orientar los paneles solares, al existir cierta libertad para orientarlos puesto que no aparecen obstáculos de algún tipo que debieran considerarse para evitar posibles sombras en los paneles, se orientaran al sur puesto que para esta orientación, la captación de radiación solar es máxima a lo largo del día.

Por lo tanto, se trata de un tejado libre de obstáculos que puedan provocar sombras sobre los paneles, por lo que podrá utilizarse todo el espacio del que se dispone de forma que la orientación de los paneles sea optima.

A este efecto se ha escogido un área útil en forma de rectángulo de 20 m. de largo y 4.6 m. de ancho, siendo la superficie de 92 m².



Figura 3.5: Vista superior de la Nave. Fuente: GoogleMaps

- Tecnología a utilizar : Existen varios tipos de paneles solares fotovoltaicos dependiendo al tipo de célula solar del que están compuestos: silicio monocristalino, silicio policristalino y silicio amorfo. Para el diseño del proyecto se utilizaran paneles de tipo monocristalino que aunque son paneles caros, su rendimiento es el más alto del mercado llegando hasta casi el 20%.

- Presupuesto : La última y más importante de todas, a la hora del diseño de este tipo de instalaciones encargadas por un cliente, se tendrá en cuenta la cantidad que el cliente está dispuesto a invertir sobre la instalación fotovoltaica ya que aunque se realice un diseño de gran envergadura y calidad, si el sobrepasa el presupuesto dado por la persona quien nos la encarga, será imposible la realización del proyecto.

Teniendo en cuenta estas consideraciones se ha elegido el panel solar fotovoltaico SunPower E-19 320.

En la siguiente imagen se muestran las características del panel solar escogido, esto será importante a la hora de dimensionar el cableado, las protecciones y para la elección del inversor.

Electrical Data			CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO Y DATOS MECÁNICOS	
Measured at Standard Test Conditions (STC): Irradiance of 1000W/m ² , AM 1.5, and cell temperature 25°C			Temperatura	- 40°C to +85°C
Peak Power (+5/-3%)	P _{max}	320 W	Carga máxima	Viento: 2400 Pa, 245 kg/m ² frontal y posterior Nieve: 5400 Pa, 550 kg/m ² frontal
Efficiency	η	19.6 %	Resistencia al impacto	Granizo de 25 mm de diámetro a 23 m/s
Rated Voltage	V _{mpp}	54.7 V	Aspecto	Clase A
Rated Current	I _{mpp}	5.86 A	Células solares	96 células monocristalinas Maxeon II generación
Open Circuit Voltage	V _{oc}	64.8 V	Cristal templado	Templado antirreflectante de alta transmisión
Short Circuit Current	I _{sc}	6.24 A	Caja de conexiones	Clasificación IP-65
Maximum System Voltage	UL	600 V	Conectores	MC4
Temperature Coefficients	Power (P)	-0.38%	Bastidor	Negro anodizado de Clase 1, la clasificación más alta de la AAMA
	Voltage (V _{oc})	-176.6	Peso	18,6 kg
	Current (I _{sc})	3.5mA		
NOCT		45° C		
Series Fuse Rating		20 A		

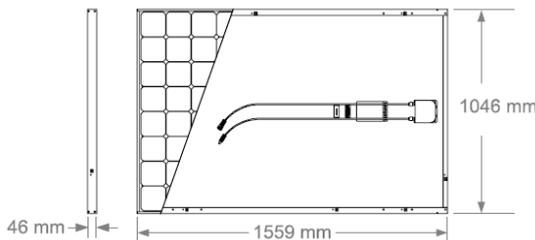


Figura 3.6:Características de los paneles SUNPOWER E-19 320

3.3.1. Orientación de los paneles:

A la hora de diseñar este tipo de instalaciones solares, es muy importante decidir la orientación de los paneles ya que interesara que los paneles capturen la mayor cantidad de radiación solar posible. Esta orientación puede ser impuesta por el emplazamiento donde vamos a instalar los paneles, como es el caso de tejados con una cierta orientación, o libre si la ubicación lo permite, como extensiones de terreno llanas.

Según el IDAE, la orientación se define por el ángulo llamado azimut α , que es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del modulo y el meridiano del lugar. Los valores típicos son 0° para los módulos al sur, -90° para módulos orientados al este y +90° para módulos orientados al oeste.

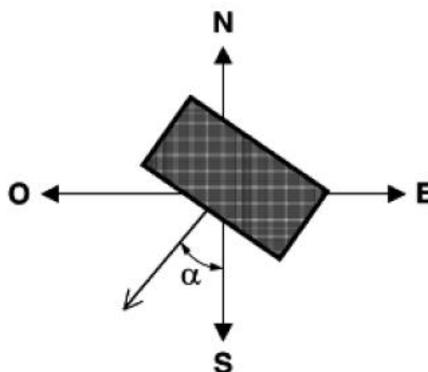


Figura 3.7:Representación del ángulo azimut

Para hallar la orientación óptima de los paneles solares debe considerarse la ubicación de los mismos, en este caso, los paneles captaran la mayor cantidad de radiación solar si se orientan al sur geográfico, donde $\alpha=0^\circ$.

3.3.2. Inclinación de los paneles:

Otro aspecto a tener en cuenta a la hora de diseñar instalaciones fotovoltaicas es la inclinación que deben tener los módulos para la captación de la mayor cantidad de radiación solar.

Según el pliego de condiciones de la IDEA, la inclinación de los paneles solares se define mediante el parámetro β , ángulo de inclinación, es decir el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos colocados horizontalmente y 90° para módulos verticales.

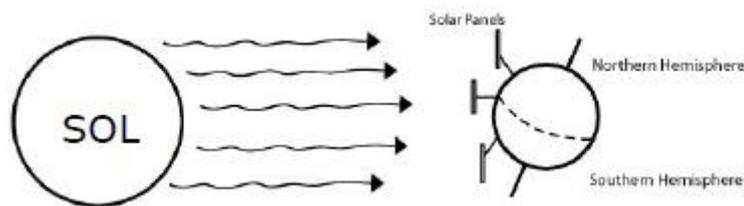


Figura 3.8: Inclinación de los paneles dependiendo del hemisferio en el que estén situados

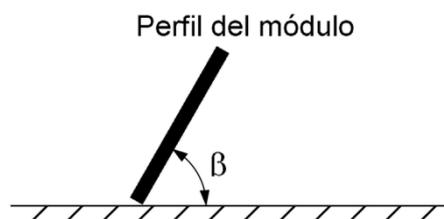


Figura 3.9: Ángulo de inclinación

En el caso de este proyecto dado que la nave se utiliza únicamente entre los meses de septiembre y enero se ha calculado la inclinación para el mes peor que en este caso corresponde al mes de diciembre.

La siguiente tabla muestra las inclinaciones para los diferentes periodos de utilización de la instalación, ya sea el periodo de verano, el periodo de invierno o si se va a utilizar todo el año.

Dado que la latitud en la que se encuentra la nave es:

Latitud: $28^\circ 28' 56.37''$ N $\rightarrow \varphi = 28.48^\circ$

Inclinación de los paneles según latitud		
Periodo de diseño	β_{opt}	β_{opt}
Diciembre	$\varphi+10^\circ$	38°
Julio	$\varphi-20^\circ$	8°
Anual	$\varphi-10^\circ$	18°

Tabla I: Inclinación de los paneles según latitud

La inclinación que le daremos a nuestros paneles será de 38° para poder captar la máxima radiación solar en entre los meses de septiembre y enero.

3.3.3. Distancia mínima entre filas de módulos:

A continuación se calculará la distancia que existirá entre las distintas filas de módulos solares, con el fin de evitar sombras de unos módulos sobre otros.

Según el pliego de condiciones técnicas del IDEA, la distancia entre las filas se obtiene aplicando la siguiente ecuación:

$$d = \frac{h}{\text{tag}(61^\circ - \text{latitud})}$$

siendo:

d: distancia mínima entre filas de módulos.

h: Altura del módulo.

Las dimensiones que tenemos que obtener por tanto son las que se muestran en la imagen siguiente:

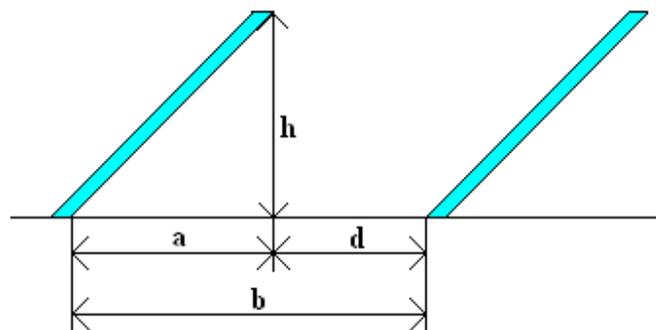


Figura 3.10: Separación entre módulos solares.

Como podemos observar la distancia de separación entre las filas de módulos depende de la inclinación de estos, por lo que cuanto mayor sea la inclinación mayor

será la sombra que se proyectará y por tanto habrá que aplicar una distancia mayor entre las filas.

En este caso los módulos solares estarán fijados con una inclinación de 38° pero el tejado cuenta con una inclinación de 11° por lo que en realidad los módulos estarán inclinados 27° sobre el tejado y sabiendo que la longitud del panel es de 1.046 m. la altura del panel será:

$$h = \text{sen}(27^\circ) \cdot 1.046\text{m} = 0.47\text{m}$$

Una vez conocida la altura de cada panel, la distancia será:

$$d = \frac{h}{\text{tag}(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{0.47}{\text{tag}(61^\circ - 28.48^\circ)} = 0.73\text{m}$$

Por tanto la distancia entre los extremos inferiores de dos paneles situados en filas consecutivas resultará de la suma de la distancia calculada anteriormente y la proyección de la longitud del panel sobre el suelo (a).

$$a = \cos(27^\circ) \cdot 1.046\text{m} = 0.93\text{m}$$

$$b = a + d = 0.93\text{m} + 0.73\text{m} = 1.66\text{m}$$

Es decir, cada panel estará separado a una distancia de 1.66m.

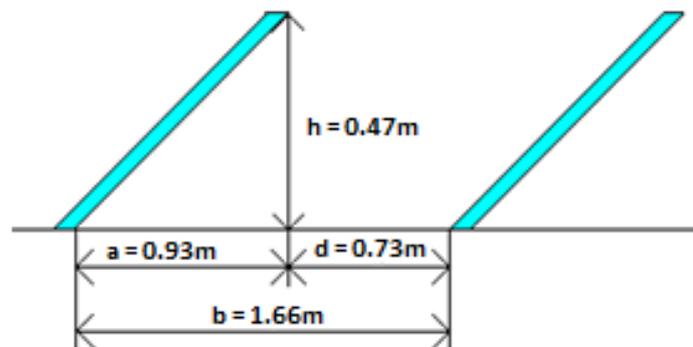


Figura 3.11: Distancia entre paneles calculada

3.3.4. Cálculo del número de paneles:

En este apartado se especificará cuántos paneles solares serán utilizados en la instalación y como se conectarán entre sí. Para ellos debemos tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Superficie disponible para la instalación de los paneles solares. Como se explicó en los apartados anteriores los paneles solares dispondrán de una superficie rectangular de 20 x 4.6 m (92 m²).

- Separación entre filas de módulos. Como se dijo en el apartado anterior la distancia entre los paneles debe ser de mínimo 1.66 m por lo que si disponemos de 4.6 m el número de filas que se podrán colocar es de:

$$\text{Número de filas de paneles} = \frac{4.6 \text{ m}}{1.66 \text{ m}} = 2.77 \text{ filas}$$

Por tanto se instalarán 3 filas de módulos ya que la sombra de la tercer fila no se tendrá en cuenta. Cada fila ocupará 1.66m y en la última fila solo necesitamos el tamaño de "a" para colocar los soportes.

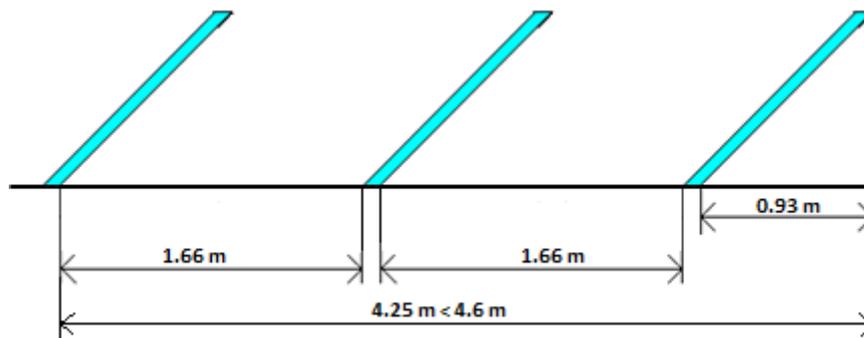


Figura 3.12: Distancia entre módulos.

- Las dimensiones del panel solar será un dato relevante para saber cuántos módulos podemos poner en cada fila. Sabiendo que el panel mide 1.046x1.559x0.046m y que el largo de la zona a ocupar es de 20m:

$$\text{Número de módulos por fila} = \frac{20m}{1.559m} = 12.83 \text{ módulos.}$$

Una vez disponemos del número máximo de módulos como de filas se calculará el número de paneles solares del que estará compuesto el generador fotovoltaico y con ello su potencia nominal.

Se han escogido 7 paneles por fila y un total de 3 filas, lo que hace un total de 21 paneles. Si cada panel tiene una potencia nominal de 320W, la potencia máxima que podrá entregar el generador fotovoltaico será de 6.72 KW.

El motivo por el cual se ha escogido este número de módulos es porque el consumo máximo dentro de la nave está estimado en unos 4.7kWh/día pero debido a las pérdidas la energía que se necesita diariamente teniendo en cuenta las pérdidas es de:

$$E = \frac{4700W}{0.7(\text{pérdidas})} = 6.7 \text{ kWh}$$

La colocación de 21 paneles dotará a la nave de suficiente potencia.

3.4. Estructura soporte:

Los módulos solares contarán con una estructura soporte que podrá modificar su inclinación si es necesario debido a cambios en los periodos de utilización de la nave, aunque en principio se instalará con una inclinación de 27° con el fin de captar la mayor cantidad de radiación solar en periodo otoño-invierno.

3.4.1. Sobrecargas soportadas:

Según el pliego de condiciones técnicas del IDEA, la estructura soporte de los paneles solares deberá resistir las sobrecargas producidas por el viento y la nieve.

Dada la situación geográfica de la nave descartaremos las sobrecargas por nieve dado que las probabilidades de producirse una nevada en dicha zona son casi nulas.

Lo que si se tendrá en cuenta es la sobrecarga producida por el viento. Tomaremos como velocidad del viento 120 km/h y se dimensionará la estructura para dicha velocidad.

Se seguirán los pasos de la norma MV-103 para la realización de los cálculos correspondientes a la resistencia a factores climatológicos adversos como en este caso el viento.

Partiendo de la premisa de que los paneles están orientados hacia el sur los vientos que ejercerán mayor fuerza serán los que provienen del norte en dirección sur como se muestra en la figura:

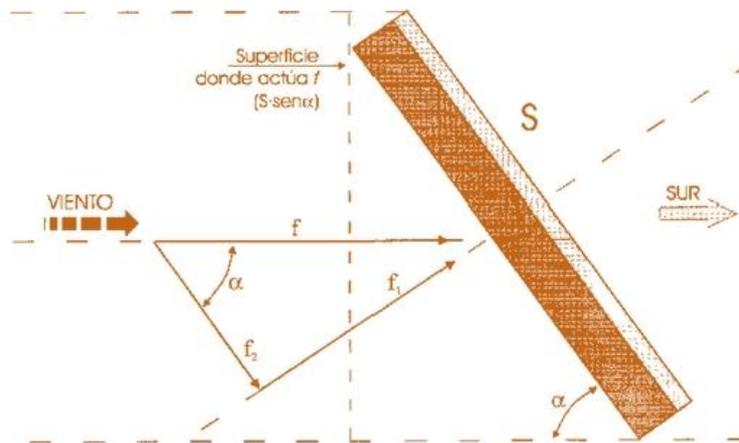


Figura 3.13: Efecto del viento sobre un panel solar.

Dependiendo de la altura del módulo solar y de la inclinación de este con respecto al suelo la fuerza ejercida por el viento será mayor o menor.

Cuanto mayor sea la inclinación de los paneles, mayor será la superficie obstáculo para el viento y por tanto mayor será la carga que ejerza el viento sobre la estructura.

Para una inclinación de 27° , la superficie obstáculo que encuentra el viento viene dada por:

$$S_{obstaculo} = \text{Área del panel} \cdot \text{sen } \beta = 1.046 \cdot 1.559 \cdot \text{sen}27^\circ = 0.74 \text{ m}^2$$

Si se considera que el viento avanza a una velocidad de 120 km/h se obtiene que la presión que ejercería sobre una superficie perpendicular es de unos 735N/m^2 , por tanto la fuerza total que el viento ejercerá sobre los paneles es de:

$$F = 735 \frac{\text{N}}{\text{m}^2} \cdot 0.74\text{m}^2 = 543.9\text{N}$$

Pero como se observa en la figura anterior, parte de la fuerza que ejerce el viento sobre el panel se pierde al deslizarse por la superficie trasera del módulo ya que los módulos no están perpendiculares al viento.

Por tanto la fuerza total que se ejerce sobre los paneles se puede descomponer en dos componentes de diferente dirección apareciendo una F_1 que se desliza y no ejerce fuerza sobre el panel y una F_2 cuya dirección si es perpendicular a la superficie del panel y por tanto si ejerce una carga.

$$F_2 = F \cdot \text{sen}\beta = 543.9 \cdot \text{sen}27^\circ = 246.93\text{N}$$

Esta será la fuerza que deberán soportar los anclajes que unen la estructura soporte con la base del tejado de la nave.

En el caso de que se modifique la inclinación, esta modificación se realizaría para los meses de verano con lo cual la inclinación será menor, la superficie obstáculo sería menor, la fuerza ejercida por el viento sería menor y por tanto los anclajes que se han dimensionado para una mayor inclinación soportarán las cargas del viento en esos meses.

3.4.2. Características del soporte:

La estructura que soportará y fijará los módulos será de aluminio 6060 T6, dichas estructuras son soportes diseñados por la empresa Soportes Solares S.L.

Los perfiles de aluminio proporcionan la ventaja de que el precio es muy reducido, la resistencia a la corrosión es elevada y cuentan con una elevada resistencia mecánica referida al peso.

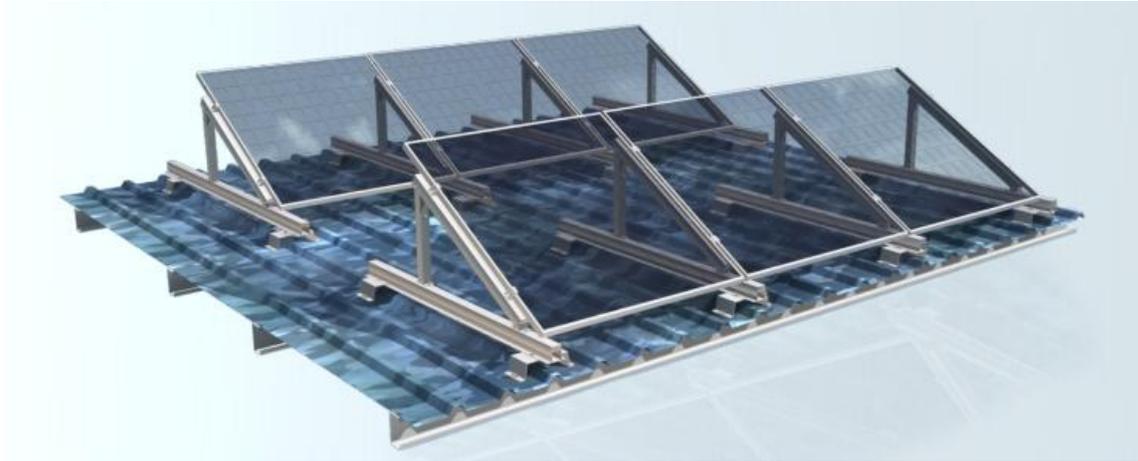


Figura 3.14: Estructura SOPORTES SOLARES modelo SS-N1-AL

Cumpliendo el pliego de condiciones técnicas del IDEA la tornillería deberá ser realizada en acero inoxidable cumpliendo la norma MV-106.

La parte inferior del módulo estará sujeto con una soporte tipo rótula y la estructura en si estará anclada al tejado con un soporte con el que se observa en la figura siguiente, que es el soporte indicado para anclar en paneles sándwich como los que cuenta la nave en su tejado.



Figura 3.15: Soporte de fijación a cubierta.

3.5 Elección del inversor:

La elección del inversor es una de las partes más importantes a la hora de realizar este tipo de diseños. Se debe seleccionar un inversor que cumpla tanto con las normas establecidas por el Pliego de Condiciones Técnicas del IDEA, como los requerimientos técnicos que imponen los paneles solares.

Se calcularas las tensiones máximas y mínimas y las corrientes máximas y mínimas que podrán tenerse a la salida del generador teniendo en cuenta tanto el funcionamiento normal de los paneles solares a la hora de entregar la máxima potencia como el funcionamiento de los paneles solares cuando están sometidos a condiciones de temperatura distintas a las establecidas en las condiciones estándar de medida.

3.5.1. Tensión y corriente en el punto de máxima potencia

El inversor a escoger deberá disponer de un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles para obtener así la máxima eficiencia energética del generador, por lo tanto se considerará que en condiciones normales de funcionamiento, se entregará la máxima potencia a una tensión dada en la hoja de características.

Se comenzará con el cálculo de la tensión de punto de máxima potencia (V_{mpp}) total que se obtiene realizando el producto entre la tensión de punto de máxima potencia (V_{mpp}) de cada panel por el número de paneles en serie en cada ramal del generador:

$$V_{mppTOTAL} = V_{mpp} \cdot N_s = 54.7 V \cdot 7 \text{ paneles en serie} = 382.9V$$

En cuanto a la corriente que suministra el generador cuando suministra la máxima potencia vendrá dada al multiplicar la corriente de punto de máxima potencia (I_{mpp}) de cada panel por el número de ramales:

$$I_{mppTOTAL} = I_{mpp} \cdot N_p = 5.86 A \cdot 3 \text{ ramales} = 17.58A$$

3.5.2. Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura.

Partiendo de los datos históricos recopilados en distintas páginas se ha comprobado que la temperatura máxima registrada en la laguna es de 40°C y la temperatura mínima registrada es de 2°C.

Se aproximará la temperatura de trabajo que alcanzan las células de los paneles fotovoltaicos mediante la siguiente expresión:

$$T_{max,panel} = T_{amb} + \frac{NOTC - 20}{800} \cdot I$$

siendo:

$$T_{amb}=40^{\circ}\text{C}$$

NOTC: Normal Operating Cell Temperature (temperatura de operación nominal de la célula)= 47°C para T_{max} y 43°C T_{min} . Esta temperatura corresponde a la temperatura que alcanzan las células cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800W/m².

I: nivel de irradiancia de 1000W/m²

$$T_{max,panel} = 40^{\circ}\text{C} + \frac{47 - 20}{800} \cdot \frac{1000\text{W}}{\text{m}^2} = 73.75^{\circ}\text{C}$$

Se realiza a continuación el cálculo para la obtención de la temperatura del panel cuando se somete a una temperatura ambiente de 2°C y un nivel de irradiancia de 100W/m²:

$$T_{min,panel} = T_{amb} + \frac{NOTC - 20}{800} \cdot I = 2^{\circ}\text{C} + \frac{43 - 20}{800} \cdot 100 = 4.875^{\circ}\text{C}$$

A partir de las temperaturas máxima y mínima alcanzables por el panel fotovoltaico, calculamos los valores de tensiones máxima y mínima que puede alcanzar el panel, en condiciones normales de funcionamiento, estas son:

$$\begin{aligned} V_{max,panel} &= V_{mpp} + \frac{\partial V}{\partial T} \cdot (T_{min,panel} - 25) = 54.7\text{V} - 0.1766 \cdot (4.875^{\circ}\text{C} - 25) \\ &= 58.25\text{V} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_{min,panel} &= V_{mpp} + \frac{\partial V}{\partial T} \cdot (T_{max,panel} - 25) = 54.7\text{V} - 0.1766 \cdot (73.75^{\circ}\text{C} - 25) \\ &= 46.09\text{V} \end{aligned}$$

En condiciones de circuito abierto, la tensión máxima que alcanzaría el panel es:

$$V_{max,panel,oc} = V_{oc} + \frac{\partial V}{\partial T} \cdot (T_{min,panel} - 25) = 64.8V - 0.1766 \cdot (4.875^{\circ}C - 25) \\ = 68.35V$$

$$V_{min,panel,oc} = V_{oc} + \frac{\partial V}{\partial T} \cdot (T_{max,panel} - 25) = 64.8V - 0.1766 \cdot (73.75^{\circ}C - 25) \\ = 56.19V$$

Finalmente se obtienen los valores de corriente máximas alcanzables por el panel. Estos valores crecen con la temperatura, según el fabricante. La máxima corriente en el punto de máxima potencia que puede alcanzar el panel será entonces:

$$I_{mpp,max} = I_{mpp} + \frac{\partial I}{\partial T} \cdot (T_{max,panel} - 25) = 5.86A + 0.0035 \cdot (73.75^{\circ}C - 25) \\ = 6.03A$$

y la intensidad máxima de cortocircuito vale:

$$I_{sc,Tmax} = I_{sc} + \frac{\partial I}{\partial T} \cdot (T_{max,panel} - 25) = 6.24A + 0.0035 \cdot (73.75^{\circ}C - 25) = 6.41A$$

$$I_{sc,Tmin} = I_{sc} + \frac{\partial I}{\partial T} \cdot (T_{min,panel} - 25) = 6.24A + 0.0035 \cdot (4.875^{\circ}C - 25) = 6.17A$$

Si consideramos que disponemos de 7 módulos en serie y 3 ramales conectados en paralelo nos quedan los siguientes valores de tensiones y corrientes:

$$V_{oc(Tmax,panel)TOTAL} = 56.19V \cdot 7 = 393.33V$$

$$V_{oc(Tmin,panel)TOTAL} = 68.35V \cdot 7 = 478.48V$$

$$V_{mpp(Tmax,panel)TOTAL} = 46.09V \cdot 7 = 322.64V$$

$$V_{mpp(Tmin,panel)TOTAL} = 58.25V \cdot 7 = 407.78V$$

$$I_{sc(Tmax,panel)TOTAL} = 6.41A \cdot 3 = 19.23A$$

$$I_{sc(Tmin,panel)TOTAL} = 6.17A \cdot 3 = 18.51A$$

3.5.3. Inversor elegido:

Los datos a tener en cuenta a la hora de elegir el convertidor de potencia continua a potencia alterna son los siguientes:

	Tensión de máxima potencia	Tensión de circuito abierto	Corriente de cortocircuito
Invierno (2°C)	407.78V	478.48V	18.51A
Verano (40°C)	322.64V	393.33V	19.23A

Tabla II: Valores de tensión y corriente para Invierno y Verano.

El inversor que se ha elegido es el inversor de la marca FRONIUS modelo IG PLUS 120 V-3 cuya tabla de características se presenta en la siguiente figura:

DATOS DE ENTRADA	Frontius IG Plus 120 V-3
Potencia máxima CC con coseno $\varphi=1$	10.590 W
Max. corriente de entrada	46,2 A
Max. corriente de cortocircuito por serie FV	69,3 A
Max. tensión de entrada	600 V
Rango de tensión MPP	230 - 500 V
DATOS DE SALIDA	
Potencia nominal CA	10.000 W
Max. potencia de salida	10.000 VA
Max. corriente de salida	14,5 A
Max. rendimiento	95,9 %
Rendimiento europeo	95,4 %
Rendimiento de adaptación MPP	> 99,9 %
Acoplamiento a la red	3~NPE 400 V / 230 V
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz
Coefficiente de distorsión no lineal	< 3 %
Factor de potencia	0,75 - 1 Ind./cap.
Consumo nocturno	< 1 W
DATOS GENERALES	
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	1.263 x 434 x 250 mm
Peso	49,2 kg
Tipo de protección	IP 54*
Concepto de Inversor	Transformador AF
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada
Instalación	Instalación interior y exterior
Margen de temperatura ambiente	-25 - +55°C
Humedad de aire admisible	0 - 95 %
EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	
Medición del aislamiento CC	Advertencia/desconexión (según la configuración de país) con Riso < 500 kOhmios
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia
Seccionador CC	Integrado
INTERFACES	
Opcional con Fronius Datamanager	WLAN, Ethernet, Modbus TCP, 6 Inputs digitales, 4 Inputs/outputs digitales, Datalogger, Servidor web

Figura 3.16: Tabla de características del inversor FRONIUS IG PLUS 120 V-3

Para finalmente escoger este modelo de inversor se han tenido en cuenta diferentes parámetros como son:

- El rango de tensiones en el que el inversor puede trabajar oscila entre 230V y 500V, por tanto, trabajará perfectamente bajo cualquiera de las

condiciones en las que se encuentren los paneles fotovoltaicos ya que cuando los paneles estén entregando la máxima potencia oscilará entre 407.78V y 322.64V. Además las tensiones de cortocircuito tanto para temperaturas mínimas como para temperaturas máximas está dentro del rango marcado por el fabricante.

- La máxima tensión de entrada a módulos es de 600V por tanto cumple perfectamente porque la máxima tensión se daría en condiciones de temperatura mínima y en circuito abierto siendo esta de 478.48V.

- La corriente máxima de entrada al inversor son 46.2A que es muy superior a la corriente máxima en condiciones de cortocircuito a una temperatura ambiente de 40°C que es de 19.23A.

- La potencia nominal para la que está diseñado el inversor es de 10590Wp. En este caso el generador fotovoltaico suministrará una potencia de 6720Wp como máximo.

Este inversor además cumple con la normativa vigente para este tipo de equipos destinados a la producción de energía mediante la tecnología solar fotovoltaica.

Se puede instalar tanto en el exterior como en el interior de la nave pero se ha considerado que para un mejor control de toda la instalación éste se situará en el interior de la nave.

3.6. Cableado:

3.6.1. Cálculo de la línea por criterio térmico

Tramos de Corriente Continua:

Conexión entre módulos:

- Los conductores utilizados en la instalación serán de tipo 0,6/1KV de cobre con recubrimiento XLPE (Polietileno reticulado).

- Los cables se dimensionaran para aguantar una intensidad nominal no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador fotovoltaico, tanto en CC como en CA.

- Los cables estarán instalados al aire. (Método C).

$$I_{SC,MAX}=6.41 \text{ A}$$

$$1.25 \cdot I_{SC} = 1.25 \cdot 6.41 = 8.0125 \text{ A}$$

Factores de reducción:

- Temperatura: $40^{\circ}\text{C} \rightarrow 0.87$ (Tabla 52-D1)
- Agrupación de circuitos: 0.85 (Tabla 52-E1)
- Exposición a la radiación solar directa: 0.9 (ITC BT 06)

Factor de reducción total: $0.87 \cdot 0.85 \cdot 0.9 = 0.6655$

Con un cable de $1.5 \text{ mm}^2 \rightarrow I_Z=24\text{A} \times 0.6655 \rightarrow I_Z=15.972 \text{ A} > I=8.0125 \text{ A}$

Pero puesto que la sección del conductor del módulo solar es de 12AWG que son aproximadamente 4 mm^2 cuya intensidad en la tabla corresponde a:

$I_Z=45\text{A}$, $I_{R,RED}=29.94\text{A}$, se opta por usar esta misma sección para el cableado de conexión entre módulos.

Sección de 4 mm^2 para el cableado de conexión entre módulos.

Conexión entre cada fila de módulos y el inversor:

- Los conductores utilizados en la instalación serán de tipo 0,6/1KV de cobre con recubrimiento XLPE (Poliétileno reticulado).

- Los cables se dimensionaran para aguantar una intensidad nominal no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador fotovoltaico, tanto en CC como en CA.

- Los cables irán sobre la propia cubierta de la nave (método C), sujetos con abrazaderas de plástico desde cada string hasta la entrada del inversor.

La intensidad de diseño será de $1.25 \cdot I_{SC}=1.25 \cdot 6.41=8.0125 \text{ A}$.

Los factores de reducción son idénticos a los obtenidos anteriormente (temperatura: 0.87, exposición a la radiación solar directa: 0.9), salvo el factor de reducción por agrupación de circuitos, ya que ahora podemos tener hasta 6 circuitos cargados lo cual nos da un factor de reducción de 0.72.

El producto de los coeficientes de reducción es de $0.87 \cdot 0.72 \cdot 0.9=0.564$.

De la tabla 52-C2 columna 6 de la norma UNE 20460-5-523:2004 vemos que un cable de 1.5mm^2 ($I_Z=24 \text{ A}$; 13.54 A aplicados los coeficientes de reducción) cumple. No obstante se ha optado por conductores de 4mm^2 ($I_Z=45 \text{ A}$; 25.38A aplicados los coeficientes de reducción) para unir cada ramal con el inversor, dado que el inversor Fronius IG PLUS 120 V-3 permite la conexión de los 3 ramales directamente sin necesidad de una caja de conexión previa.

Sección de 4 mm^2 para la conexión de cada ramal con el inversor

Tramos de Corriente Alterna:

Salida del inversor y entrada al CDP-0:

A la salida del inversor la línea ha de ser trifásica, según la normativa vigente (según RD 1663/2000 → instalaciones con potencia superior a 5 kW).

Se proyectará un cable multiconductor instalado desde la salida del inversor hasta la entrada al CDP-0.

El cable será un cable multiconductor sobre la pared pero no espaciado más de 0,3 veces el diámetro del conducto de ella (Punto nº5, tabla 52-B2).

La intensidad de salida nominal del inversor es de 14.5 A. La intensidad nominal de diseño será:

$$I_N = 1.25 \cdot I_{N,S} = 1.25 \cdot 14.5 = 18.125 \text{ A}$$

Los factores de reducción a tener en cuenta son:

- Temperatura (tabla 52-D1 de la norma UNE 20460-5-523:2004: $40^\circ\text{C} \rightarrow 0.91$).
- Agrupación de circuitos (tabla 52-E1 de la norma UNE 20460-5-523:2004: 1 cable multiconductor $\rightarrow 1.00$).

Por tanto el factor a aplicar es únicamente el referido a la temperatura.

De la tabla 52-C4 de la norma UNE 20460-5-523:2004 vemos que un cable multiconductor con 3 conductores cargados con una sección de $2,5 \text{ mm}^2$ de cada conductor soporta hasta una intensidad de $I_Z = 26 \text{ A}$; 23.66 A aplicado el factor de reducción por lo tanto cumple.

Sección de $2,5 \text{ mm}^2$ de cada conductor (cable multiconductor)

Resumen de conductores seleccionados:

Tramo	Sección (mm ²)	I _d máx. de diseño (A)	I _Z conductor (A)	Factor de seguridad
Conexión entre paneles	4	8.0125	25.38	0.6655
Salida String-Entrada inversor	4	8.0125	25.38	0.564
Salida inversor-Entrada CDP-0	2.5	18.125	23.66	0.91

Tabla III: Sección de conductores seleccionada.

3.6.2. Cálculo de la línea por criterio de caída de tensión:

La ITC-BT-40 (Instalaciones Generadoras en Baja Tensión) establece que la máxima caída de tensión desde el generador hasta el punto de conexión a Red ha de ser inferior al 1.5% de la tensión nominal de la línea.

La caída de tensión en la línea monofásica de CC se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta U = \frac{2 \cdot I \cdot L \cdot \rho}{S}$$

Mientras que para la línea trifásica en CA, la expresión utilizada es:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot \rho \cdot \cos\varphi}{S}$$

Donde:

- I: Intensidad que circula por el conductor (A).
- L: Longitud del tramo considerado (m).
- ρ: Resistividad del conductor(Ω·mm²/m), para el cobre vale 1/54 Ω·mm²/m.
- S: Sección del conductor (mm²).

La resistividad del conductor viene dada a una temperatura de 20°C, para conocer el valor de esta a otra temperatura, se aplicará la expresión:

$$\rho(\theta_2) = \rho(20^\circ\text{C})(1 + \alpha(\theta_2 - 20))$$

donde α vale 1/254.5 °C⁻¹ para el cobre.

La temperatura que alcanza el conductor se estima a partir de la siguiente expresión:

$$\theta_2 = 20^{\circ}\text{C} + (\theta_{max} - 20^{\circ}\text{C}) \frac{I_d^2}{I_N^2} = 20^{\circ}\text{C} + \frac{(\theta_{max} - 20^{\circ}\text{C})}{FS^2}$$

Siendo θ_{max} la máxima temperatura que alcanza el conductor para la intensidad de diseño, en el caso de conductores de cobre con recubrimiento XLPE la temperatura es de 90°C .

Las tensiones e intensidades de cálculo serán las intensidades nominales en el punto de máxima potencia, a la máxima temperatura alcanzable por el panel por ser estos los valores más desfavorables.

Tramos considerados en la línea de corriente continua:

1. Conexión entre paneles: la distancia entre los paneles va a ser muy pequeña por lo tanto no lo consideramos para el cálculo.

2. Conexión entre cada ramal y el inversor: Dado que el inversor irá situado en el interior de la nave consideraremos la distancia entre el panel más alejado de la fachada principal de la nave , siendo la longitud máxima de unos 25m.

Tramos considerados en la línea de corriente alterna:

El cálculo concierne a la línea que circula desde la salida del inversor hasta la entrada al CDP-0 (Control dinámico de potencia).

Se ha estimado que la distancia que recorrerá la línea desde el inversor hasta que sea introducida al CDP-0 serán como máximo 2 metros.

Los resultados de cálculo se muestran en la hoja de cálculo que se muestran en el siguiente apartado.

Resultados de cálculo de la red por criterio de caída de tensión y secciones definitivas.

Con todos los parámetros de cálculo definidos en los apartados anteriores, se ha elaborado una hoja de cálculo, en la que para cada tramo considerado, variando la longitud de los conductores, se obtiene la caída de tensión de cada tramo y la caída de tensión acumulada, en valor absoluto y en %, para una sección de conductor considerada, así como las pérdidas en términos de potencia debido al efecto Joule

(W/m), este último dato servirá para estimar el rendimiento global de la instalación solar fotovoltaica.

Los resultados definitivos que se han obtenido se muestran en la siguiente tabla:

Tramo considerado	$V_{MPP, min}$ (V)	Sección por criterio térmico (mm ²)	$I_{MPP, max}$ (A)	Sección adoptada (mm ²)	I_N conductor (A)	Temperatura alcanzada por el conductor, θ_2 (°C)	Resistividad del cobre corregida ($\Omega \cdot mm^2/m$)	L tramo (m)	ΔV (V)	ΔV (%)	ΔV acumulada (%)
String-Inversor Inversor-CDP	513.86	4	6.41	4	25.38	24.466	0.01884	25	1.510	0.294	0.294
	230	2.5	14.5	2.5	23.66	46.291	0.02043	2	0.474	0.206	0.589

Tabla IV: Caídas de tensión en diferentes tramos.

3.6.3. Cableado de protección:

Según se cita en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión se deben conectar a tierra todas las masas metálicas de una instalación, con el fin de proteger la propia instalación y a los encargados del mantenimiento de la misma.

Para este apartado se seguirá la norma ITC-BT-18 "Instalaciones de puesta a tierra".

En dicha instalación fotovoltaica se usaran tanto las tomas a tierra como los conductores y los bornes de puesta a tierra que posee la nave.

Lo que si se añadirá será las conductores de protección que sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos. Unirán las masas a borne de puesta a tierra y con ello al conductor de tierra.

Estos conductores serán del mismo material que los conductores activos utilizados en la instalación.

En la tabla 2 de la norma ITC-BT-18 encontramos la relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase, dicha tabla es la que se adjunta a continuación.

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

Tabla V: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase.

Dependiendo del tramo de cableado los conductores de protección tendrán una sección u otra, por tanto:

- Tramo de conexión entre ramales e inversor:

La sección del conductor de fase es de 4mm² por tanto la sección del cableado de protección será de 4mm².

- Tramo de conexión entre inversor y controlador dinámico de potencia:

La sección del conductor de fase es de 2,5mm² por tanto la sección del cableado de protección será de 2.5mm².

3.6.4. Cableado de conexión

Para realizar la conexión entre CDP-0 y el CVM mini y entre el CDP-0 y el inversor FRONIUS IG PLUS 120 V-3 se utilizarán los siguientes cables:

- Cable RS422 para la conexión del CDP-0 con el inversor.
- Cable RS485 para la conexión del CDP-0 con el CVM MINI

3.7. Protecciones:

En este apartado se procederá al cálculo y al dimensionado de las protecciones que se han de usar tanto en las líneas de corriente continua como en la línea de corriente alterna que va desde el inversor hasta el controlador dinámico de potencia.

Las protecciones que se utilicen deben proteger el circuito de manera rápida y eficaz.

Otro aspecto importante es que se debe garantizar un correcto suministro de energía, por lo que el sobredimensionado de las protecciones provocaría cortes constantes en la instalación lo que resultaría inefectiva.

El principal factor características de las protecciones en el poder de corte de las mismas. Con esto se garantiza que estas protecciones sean capaces de interrumpir el circuito bajo una intensidad superior a la máxima prevista.

En el lado de corriente continua, en la parte del generador fotovoltaico, la máxima intensidad de cortocircuito corresponde a la máxima intensidad que es capaz de proporcionar este bajo condiciones climatológicas muy desfavorables.

Para el dimensionado de los fusible se tomarán las siguientes dos condiciones:

Condición 1:

$$I_b (\text{Intensidad de diseño}) \leq I_n \leq I_z$$

Siendo:

I_b = Corriente de diseño.

I_n = Corriente nominal del dispositivo de protección.

En cuanto a la corriente nominal del fusible (I_n), este parámetro viene normalizado y sus valores son:

2 4 6 10 16 20 25 35 40 50 63 80 100 125 160 200 250 315 400 425 500 630 800 1000.

I_z = Corriente máxima admisible por el elemento a proteger.

Método de instalación de la tabla 52-B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento												
		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
A1													
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	-
Aluminio													
2,5	11,5	12	13,5	14	16	17	18	20	20	22	25	-	-
4	15	16	18,5	19	22	24	24	26,5	27,5	29	35	-	-
6	20	21	24	25	28	30	31	33	36	38	45	-	-
10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	-	-
16	36	38	42	46	51	56	57	63	66	70	83	-	-
25	46	50	54	61	64	71	72	78	84	88	94	105	-
35	-	61	67	75	78	88	89	97	104	109	117	130	-
50	-	73	80	90	96	106	108	118	127	133	145	160	-
70	-	-	-	116	122	136	139	151	162	170	187	206	-
95	-	-	-	140	148	167	169	183	197	207	230	251	-
120	-	-	-	162	171	193	196,5	213	228	239	269	293	-
150	-	-	-	187	197	223	227	246	264	277	312	338	-
185	-	-	-	212	225	236	259	281	301	316	359	388	-
240	-	-	-	248	265	300	306	332	355	372	429	461	-

Es necesario consultar las tablas 52 - C1 a 52 - C12 con el fin de determinar la sección de los conductores para la que la intensidad admisible anterior es aplicable para cada uno de los métodos de instalación.

Tabla VI: Tabla A.52-1 bis. Intensidades admisibles. Norma UNE 20460-5-523-2004

Condición 2:

$$I_f \leq 1.45 \cdot I_z$$

Siendo:

I_f = Corriente convencional de funcionamiento del dispositivo de protección.

3.7.1. Protecciones de continua:

En este apartado se dimensionarán los fusibles que protegerán al tramo que une cada ramal (7 módulos conectados en serie) con el inversor elegido.

La sección del conductor en este tramo es de 4mm^2 por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

$$I_b = I_{\text{mpp, módulo}} = 5.86\text{A}$$

$$I_z = I_{\text{max, admisible}} = 45\text{A}$$

Para que se cumpla la primera condición la intensidad nominal debe ser:

$$I_n = 20\text{A}.$$

A continuación se procede al cálculo de la corriente convencional de fusión de este fusible (condición 2):

$$I_f \leq 1.45 \cdot I_z$$

Al ser la protección por fusible tipo gG se cumple que:

$$I_f \leq 1.6 \cdot I_n$$

$$I_f = 1.6 \cdot I_n = 1.6 \cdot 20 = 32\text{A}$$

$$I_f \leq 1.45 \cdot I_z \rightarrow 32\text{A} \leq 1.45 \cdot 45 \Rightarrow 32\text{A} \leq 65.25\text{A}$$

Como se puede observar se cumple la segunda condición por lo tanto se emplearán fusibles de 20A en cada ramal de paneles conectados en serie del generador solar fotovoltaico.



Figura 3.17: Fusibles de baja tensión para continua

Además se instalarán unos interruptores de continua que se instalarán con el fin de aislar zonas del generador para efectuar labores de mantenimiento de los módulos solares.

Cada ramal ira conectado a un interruptor-seccionador con lo cual se proporciona así un eficaz aislamiento de los ramales.

Para la elección de los interruptores-seccionadores se tendrán en cuenta, la tensión de de servicio de la línea y la corriente que deben ser capaces de interrumpir los interruptores al abrirse.

$$I_{SC} = 6.24A$$

$$V_{OC} = 478.48V$$

El tipo de interruptor depende de la tensión de la instalación, así pues cuanto mayor sea este valor, mayor será el número. de interrupciones por corriente y por consiguiente el numero de polos conectados en serie.

Para satisfacer estas características de la línea se ha elegido el interruptor-seccionador de la marca ABB modelo OTP16BA4MS con 4 polos, una tensión máxima de 500V y que es capaz de interrumpir una corriente de 16A.



Figura 3.18: Interruptor-Seccionador Marca ABB

Para evitar problemas de sobretensiones se ha decidido instalar protecciones contra sobretensiones con protectores de clase 2 para proteger a la instalación contra las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas indirectas que producen a una determinada distancia de la instalación fotovoltaica e inducen una sobretensión.

Como se detalló en apartados anteriores, la instalación fotovoltaica estará expuesta a una temperatura mínima de 2°C lo cual producirá una tensión de 478.48 V por lo tanto se elegirá un descargador con una tensión de régimen superior a este valor.

El descargador elegido ha sido el descargador marca GAVE modelo PST25PV cuya tensión de régimen permanente máximo de 550V y una corriente de descarga nominal de 20kA.



Figura 3.19: Protectores de sobretensión Clase II

A parte de estas tres protecciones se instalará un magnetotérmico. Estos aparatos están compuestos por un disipador térmico y otro magnético y actúan sobre un dispositivo de corte la lámina bimetálica y electroimán.

El corte se realiza al aire y para sobreintensidades pequeñas y prolongadas actúa la protección térmica. actuando la protección magnética para sobreintensidades elevadas.

Para la elección del magnetotérmico se realizan las mismas comprobaciones que para el dimensionado de los fusibles:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1.45 \cdot I_z$$

$$I_b = I_{\text{mpp, módulo}} = 5.86 \text{ A}$$

$$I_z = I_{\text{max, admisible}} = 27 \text{ A}$$

Se utilizará un magnetotérmico de 20A en la línea que une cada ramal con el inversor.

El interruptor que se ha escogido es el interruptor magnetotérmico de la marca CHINT modelo NM6-125 con 2 polos con los cuales se logra una tensión máxima de 500V en corriente continua, algo superior al voltaje en circuito abierto que se produciría en la instalación proyectada que tiene un valor de 478.48V.



Figura 3.20: Interruptor magnetotérmico NM6

3.7.2. Protecciones de alterna:

En este tramo se colocará un relé de corriente inversa que se utiliza para supervisar la dirección de alimentación de generadores de corriente alterna.

Se ha elegido el relé de la marca multitek modelo M200-RP3.

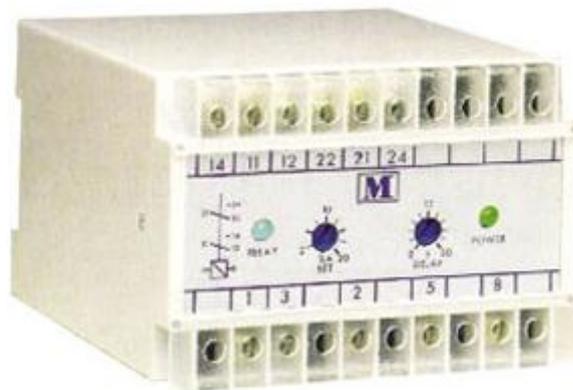


Figura 3.21: Relé de potencia inversa M200-RP3

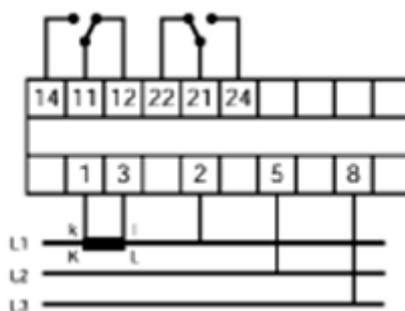


Figura 3.22: Diagrama de conexión del relé

En este tramo de corriente alterna también se colocarán 3 fusibles de 20A como los colocados en la parte de corriente continua para evitar el exceso de corriente en los cables y los problemas que en estos aparecerían si se supera la corriente máxima admisible por el conductor.

Los fusibles que se instalarán serán de la marca GAVE modelo 31F20PV.

A parte de todas estas protecciones el inversor cuenta con sus propias protecciones de fábrica que no hacen falta añadir.

Como se observa en el manual que se adjunta en los anexos el inversor gracias a su construcción y funcionamiento, ofrece un máximo de seguridad, tanto durante el montaje como también durante el servicio. El inversor se encarga de las tareas de protección de las personas y del aparato mediante:

- Separación galvánica. El inversor dispone de un transformador de alta frecuencia que asegura la separación galvánica entre el lado de corriente continua y la red por lo que garantiza la máxima seguridad posible.
- Vigilancia de red. El inversor detiene inmediatamente el servicio en caso de situaciones anómalas de la red e interrumpe la alimentación de la red de corriente. Vigila la tensión, la frecuencia y realiza una supervisión de situaciones independientes.

4. Estudio Económico:

En este apartado se describe el coste total del proyecto. El coste de fabricación se divide en tres partes, el coste del material, el coste del puesto de trabajo y finalmente el coste de la mano de obra.

4.1 Presupuesto de ejecución material:

En este apartado se realizará el cálculo del coste de la instalación, se detallará el coste de cada elemento que se instalará y que se ha detallado en apartados anteriores de este documento.

EQUIPOS PRINCIPALES DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA				
Artículo	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Precio Total
Módulos fotovoltaicos SUNPOWER E-19 320	21	Ud.	452.58€	9504.18€
Inversor FRONIUS IG PLUS 120 V-3	1	Ud.	2539€	2539€
Estructura soporte SOPORTESSOLARES SS-N1-AL	-	-	-	700€
CDP-0	1	Ud.	1241€	1241€
CVM MINI + 1MC3	1	Ud.	397.43€	397.43€
Transformador MC3	1	Ud.	134€	134€
Total equipos principales				14515.61€

CABLEADO				
Artículo	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Precio Total
Conexión entre módulos: Cable tipo 0.6/1KV cobre con recubrimiento XLPE 2x4mm²	28.062	m	2.4885€	69.83€
Conexión ramal-inversor: Cable tipo 0.6/1KV cobre con recubrimiento XLPE 2x4mm²	90	m	2.4885€	223.97€
Conexión inversor-CDP-0: Cable tipo 0.6/1KV con recubrimiento XLPE 3x2,5mm²	3	m	2.1675€	6.5€
Cable RS422	1	Ud.	9.99€	9.99€
Cable RS485	1	Ud.	12.95€	12.95€
Total cableado				323.24€

PROTECCIONES Y PUESTA A TIERRA				
Artículo	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Precio Total
Conductor de protección de sección 4 mm²	50	m	2.4885€	124.425€
Fusibles 20A GAVE 31F20PV + portafusible	9	Ud.	7.54€	67.86€
Interruptor-Seccionador ABB OTP16BA4MS	3	Ud.	43.32€	129.96€
Descargador Protectores de sobretensión GAVE PST25PV	3	Ud.	30.75€	92.25€
Interruptor Magnetotérmico CHINT NM6	1	Ud.	45.54€	45.54€
Relé de potencia inversa M200-RP3	1	Ud.	50€*	50€
Total Protecciones y puesta a tierra				510.04€

*Precio estimado a falta de confirmación

Total presupuesto de ejecución material: 15348.88€

4.2. Presupuesto gastos generales:

4.2.1. Coste del puesto de trabajo:

Los puestos de trabajo originan un costo durante su funcionamiento, es decir, durante el desarrollo de la actividad específica. Este costo varía de acuerdo con la naturaleza y característica del puesto de trabajo.

Este coste es determinado por la empresa encargada de la instalación, la cual analiza cual sería el costo de funcionamiento.

Un puesto de trabajo tiene un costo por el simple hecho de funcionar:

- Energía que consume.
- Mantenimiento.
- Interés de la inversión.
- Amortización.

Por tanto el puesto de trabajo es la suma de tiempo de fabricación por su coste y tiempo de montaje por su coste.

4.2.2. Coste de la mano de obra:

Se denomina mano de obra directa al conjunto de operarios relacionados directamente con la producción y con responsabilidad sobre un puesto de trabajo. Existen diferentes categorías de mano de obra directa: Oficial de 1a, oficial de 2a, Oficial de 3a, especialista. La cualificación profesional guarda relación con la tarea asignada siendo el oficial de 1a al que le corresponden tareas que requieren mayor conocimiento.

El jornal/h de la mano de obra directa se obtiene dividiendo la remuneración anual del operario entre las horas de trabajo efectivas/año, ambos conceptos de acuerdo con la legislación vigente.

Por tanto al presupuesto del material habrá que añadirle los gastos generales, el coste de la mano de obra como se ha indicado será detallado por la empresa y el beneficio industrial que le reportará a la empresa el realizar el trabajo que se fijará en un 7%.

El coste total de los gastos generales es un tanto por ciento del presupuesto de ejecución material, y está establecido por los departamentos y administraciones tanto locales como nacionales.

Además cabe destacar que la obra lleva consigo una serie de tasas administrativas como licencias o inspecciones que también se incluyen en los gastos generales.

Se considerará por tanto que el coste de los gastos generales será de aproximadamente el 20% del presupuesto de ejecución material y la obra será realizada por la Universidad de La Laguna por parte del personal de mantenimiento, lo cual supondrá a la Universidad un ahorro del 7% del beneficio industrial que se había explicado anteriormente.

Por tanto se obtiene el siguiente coste total:

Presupuesto de ejecución material	15348.88€
Gastos generales (20%)	3069.78€
Mantenimiento (2%)	613.96€
Beneficio Industrial	0€

Presupuesto total de la instalación: 19032.63€

4.3. Retorno de la inversión:

Considerando que la nave se utiliza solo 4 meses al año y determinadas horas a la semana, el consumo que se tiene en la nave actualmente es muy reducido por lo que el gasto en energía eléctrica por parte de la Universidad de La Laguna es muy reducido.

Según cálculos aproximados el consumo anual es de unos 250 kWh/año y considerando que el precio del kWh es de 0,13€/kWh, se obtiene un gasto de unos 32 €, por lo tanto no se obtendrá un retorno de la inversión realizada.

El presupuesto del proyecto es muy superior al gasto que se tiene actualmente en dicha nave por lo que el motivo de llevar a cabo este proyecto no sería en ningún caso un motivo económico.

5. Pliego de condiciones técnicas y ambientales.

5.1. Condiciones técnicas.

5.1.1. Objeto.

En este apartado se detallarán las condiciones mínimas que deberá cumplir la instalación fotovoltaica proyectada en cuanto a suministro y montaje, sirviendo de guía para los instaladores y fabricantes de equipos.

Con este apartado lo que se busca es definir las especificaciones mínimas que debe cumplir la instalación para asegurar su calidad.

5.1.2. Equipos.

- Módulos fotovoltaicos:

El módulo fotovoltaico seleccionado SUNPOWER E-19 320 deberá satisfacer las especificaciones de la norma UNE-EN 61215:2006 para módulos de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación y estar cualificado por el CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas).

Todos los módulos que se instalen deberán ser del mismo modelo y llevarán de forma clara la placa de características donde se detalle el modelo y el nombre o el logotipo del fabricante.

Se comprobará que los módulos instalados cuentan con las características que el fabricante proporciona, asegurándose que los módulos posean diodos de derivación para evitar las averías de las células y que los marcos de los módulos sean de aluminio.

Dentro de las características a comprobar se comprobará que la potencia máxima y corriente de cortocircuito real está dentro de un rango del 10% con respecto a los datos aportados por el fabricante en la hoja de características del producto.

Además se realizará una inspección visual de los módulos con el fin de localizar alguna rotura o mancha en alguno de los paneles fotovoltaicos.

- Estructura soporte:

La estructura soporte será la estructura modelo SS-N1 de aluminio de la marca SOPORTES SOLARES SL.

Se anclará la estructura al tejado de la nave con el soporte S-8 que es el indicado para la sujeción en chapa.

- Inversor:

El inversor que se ha escogido es el inversor FRONIUS IG PLUS120 V-3 es el adecuado para la instalación que tenemos convirtiendo la corriente continua generada en los paneles solares a corriente alterna.

La potencia máxima que puede suministrar a la instalación es superior a la que podrían generar los módulos fotovoltaicos pero así nos aseguramos que si se dan las condiciones idóneas de radiación se otorgue a la nave el máximo de potencia sin llevar al inversor a su límite de funcionamiento.

Deberá cumplir a su vez las directivas comunitarias de seguridad eléctrica.

- Protecciones:

El fin de la utilización de las protecciones es asegurar la máxima protección de las personas y de la instalación.

Como se detalló en el apartado de protecciones, las utilizadas en esta instalación serán de calidad y dimensiones especificadas en dicho apartado.

Será competencia de FRONIUS adjuntar con el dispositivo las pruebas de seguridad por las que se ha pasado el inversor.

- Cableado:

Todos los cables utilizados serán de cobre flexibles con aislamiento XLPE (polietileno reticulado y tendrán diferentes secciones dependiendo del tramo en el que estén situados y la intensidad que por dicho tramo circule.

5.2. Montaje de equipos.

A continuación se especificará como se conectaran los diferentes equipos presentes en la instalación.

- Módulos fotovoltaicos:

Los paneles solares se colocarán en tres filas situándose 7 paneles en cada fila. Teniendo así 3 ramales paralelos de 7 módulos fotovoltaicos conectados en serie. Dichos módulos se situarán sobre la estructura soporte especificada anteriormente.

Se atornillará la estructura para anclarla al tejado de la nave y posteriormente se realizará la elevación de los módulos hasta que adopten la inclinación deseada.

Una vez los módulos estén fijados a la estructura soporte y ésta esté bien asegurada al tejado de la nave se comenzará la conexión de los módulos en serie.

Los string de cada ramal se llevarán por la superficie del tejado y se introducirán a la nave para conectarlos al inversor.

- Inversor:

El inversor estará situado en el interior de la nave para su mejor protección frente a condiciones meteorológicas adversas a pesar de que según las características del inversor este podría colocarse a la intemperie.

EL inversor será el encargado de realizar la conversión de corriente continua a corriente alterna para la posterior inyección a la nave pasando por el CDP-0.

El inversor que se ha elegido ha sido el inversor de la marca FRONIUS dado que es uno de los inversores que puede controlar el CDP-0.

El modelo de inversor es el IG PLUS 120 V-3 el cual posee una protección IP54 es decir una protección contra los residuos de polvo y protección frente a salpicaduras de agua y dado que la refrigeración se realiza por aire se colocará el inversor en una zona donde la circulación de aire sea continua y así evitar el calentamiento excesivo de dicho dispositivo.

Al inversor se conectará cada cable positivo y negativo que proviene de cada ramal relajándose la conexión en paralelo dentro del propio inversor sin necesidad de caja de conexión previa.

A la salida del inversor se dispondrá de una línea trifásica que se conectará al controlador dinámico de potencia junto a la red proveniente de la acometida.

- CDP-0: Controlado dinámico de potencia.

Será el elemento que se encargará de evitar la inyección de potencia a la red. El CDP-0 tiene por objetivo ajustar el nivel de producción de energía del inversor al consumo del usuario, de esta forma se consigue eliminar la inyección de potencia a la red.

Al CDP-0 se conectarán tanto a línea trifásica que sale del inversor como la acometida y del CDP-0 sale la potencia hacia el cuadro general con el que ya cuenta la instalación.

Además habrá una conexión entre el CVM mini, que será el encargado gracias a un transformador MC3 de medir los principales parámetros eléctricos de la red que proviene de la acometida y otra conexión entre el CDP-0 y el inversor, con esas dos conexiones y conocido el consumo del usuario el CDP-0 realizará un desplazamiento del punto de trabajo del campo solar lo que permitirá regular el nivel de generación del inversor.

- Protecciones y puesta a tierra

Los elementos de protección que se colocarán en esta instalación serán:

- 50 metros de cable de protección de sección similar a la de los conductores de fase.

- 6 fusibles de 20A de la marca GAVE modelo 31F20PV el cual incluirá su propio portafusible.

- 3 Interruptores seccionadores de la marca ABB modelo OTP16BA4MS con 4 polos, una tensión máxima de 500V y capaz de interrumpir el paso de una corriente de 16A.

- 3 protectores contra sobretensiones marca SOLARTEC modelo PST25PV cuya tensión de régimen permanente máximo de 550V y una corriente de descarga nominal de 20kA.

- 1 Interruptor magnetotérmico marca CHINT modelo NM6 con 2 polos y una tensión máxima de 500V.

Además de colocará a la salida del inversor un relé de corriente inversa marca MULTITEK modelo M200-RP3 que se utilizará para supervisar la dirección de alimentación de los generadores de corriente alterna.

5.3. Garantía de los equipos de la instalación.

En cuanto a la garantía que se adjunta en los anexos de los módulos solares que nos ofrece SUNPOWER, dicha empresa garantiza que en 25 años desde la fecha de puesta en funcionamiento de la instalación los módulos no presentaran defectos de fabricación ni de materiales en condiciones normales de aplicación. Además se esperan una pérdidas de potencia de no más del 0.4% anual. En el caso de que durante el Periodo de Garantía los Módulos PV no cumplan con la presente Garantía Limitada, y siempre y cuando SunPower determine a su sola discreción que cualquier pérdida de potencia no se debe a ninguno de los supuestos excluidos SunPower reparará, sustituirá (nuevo o renovado) o reembolsará los Módulos PV defectuosos según lo dispuesto en la presente Garantía.

El inversor Fronius cuenta con una garantía de 5 años desde la puesta en funcionamiento del mismo y en cuanto al controlador dinámico de potencia, el CDP-0 cuenta con una garantía de dos años contra todo defecto de fabricación a partir de la entrega del producto.

La garantía permanecerá vigente en todos los equipos siempre y cuando se hayan manipulado de forma correcta tal y como se especifica en cada manual de instrucciones de cada equipo.

5.4. Programa de mantenimiento

Para alargar la vida útil de todos los equipos que comprenden la instalación que en el presente documento se proyecta se realizará tanto un mantenimiento preventivo como un mantenimiento correctivo de la misma.

El mantenimiento lo realizará personal cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora y todas las actividades realizada por este personal quedarán

registradas en el cuaderno de mantenimiento donde constarán las actividades que se han realizado, la fecha y los operarios que las han realizado.

5.4.1. Mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo en esta instalación se tratará de una inspección visual de la instalación además de realizar la verificación de que todos los componentes y equipos funcionan perfectamente.

Al tratarse de una instalación fotovoltaica de una potencia pico instalada de más de 5 KWp, se debe realizar esta actividad dos veces al año como mínimo.

Además se realizará una limpieza de los módulos con el fin de evitar que las capas de suciedad disminuyan la eficiencia del panel.

5.4.2. Mantenimiento correctivo

El personal encargado de los temas de mantenimiento sustituirán o arreglarán los equipos que presenten algún defecto.

Este tipo de mantenimiento no se realizará de forma periódica sino que se activa cuando se produce el fallo en la instalación.

Durante el periodo de garantía como ya se explico anteriormente el coste de este mantenimiento será nulo para el usuario si se ha utilizado el equipo tal y como se especifica en su manual de instrucciones y por tanto se cumplen las condiciones de garantía.

6. Estudio Básico de seguridad y salud.

A continuación se detallará el estudio básico de seguridad y salud obligatorio y necesario para la obtención del permiso de obra.

Para la realización de este documento se tendrá en cuenta que la instalación fotovoltaica trabajará a baja tensión por lo que los trabajos realizados sobre la misma serán los adecuados para baja tensión.

Al trabajar con energía eléctrica se podrá especial atención a la seguridad de la instalación conectando todos los equipos metálicos a un conductor de protección a tierra cumpliendo con la diversa normativa que abarca el tema de la seguridad y la prevención de riesgos laborales.

6.1. Normativa.

La normativa de aplicación para la seguridad y salud en las obras de construcción está reflejada en el R.D.1627/1997 publicado en el BOE. En este Real Decreto se define el Estudio de Seguridad y Salud, así como el Estudio Básico de Seguridad y Salud y el Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo.

Como se cita en ese real decreto es obligada la redacción de un estudio básico de seguridad y salud.

En el caso de que el presupuesto de ejecución superará los 450759.08€, la duración superior a 30 días laborales empleándose a más de 20 trabajadores simultáneamente, que el volumen de mano de obra estimada sea de más de 500 trabajadores o la realización de obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas habría que realizar un estudio completo de seguridad y salud pero en esta instalación no se dan ninguna de las condiciones anteriores.

En este documento se deberá identificar todos los riesgos laborales, tanto los que pueden ser evitados como los que no indicando las medidas de prevención y protección necesarias.

La normativa a utilizar para garantizar la seguridad de los trabajadores en la ejecución será:

- Estatuto de los trabajadores.
- Plan Nacional de Higiene y Seguridad en el Trabajo (B.O.E.11.3.71).
- Comités de Seguridad e Higiene en el Trabajo (B.O.E. 16.3.71).

- Reglamento de Seguridad e Higiene en la Industria de la Construcción (B.O.E. 15.6.52).
- Homologación de los medios de protección personal de los trabajadores (B.O.E. 29.5.74).
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión(B.O.E. 9.10.73).
- Convenio Colectivo Provincial de la Construcción.
- Obligatoriedad de la inclusión de un Estudio de Seguridad e Higiene en el Trabajo en los proyectos de edificación (B.O.E. 24.3.86).
- Ley de Prevención de Riesgos Laborales (LEY 31/1998, 8.11.95).

6.2. Definición de riesgos.

Se analizarán a continuación tanto los riesgos generales como los riesgos específicos que podrían darse a la hora del montaje y de la puesta en funcionamiento de la instalación.

•Riesgos generales:

Este tipo de riesgos son aquellos a los que esta expuestos cualquier operario que trabaje en la ejecución de la obra, los que se han considerado son:

- Caída de objetos o componentes de la instalación sobre personas.
- Caída de personas al mismo y distinto nivel.
- Proyecciones de partículas a los ojos.
- Heridas y quemaduras en manos o pies por el manejo de materiales.
- Sobreesfuerzos y lesiones musculares.
- Golpes y cortes por el manejo de herramientas.
- Heridas por objetos punzantes o cortantes.
- Golpes contra objetos.
- Quemaduras por contactos térmicos.
- Exposición a descargas eléctricas.
- Polvo, ruido, etc.

- Riesgos específicos:

Este tipo de riesgos son los que pueden darse en cualquier encargado en determinadas actividades, se han considerado tres actividades, el transporte de materiales en primer lugar y el montaje de equipos en segundo lugar, así pues cada actividad se prevé que presentará los siguientes riesgos:

Para el transporte de materiales:

- Sobreesfuerzos y lesiones musculares.
- Riesgo de golpes con materiales transportados.
- Caída de objetos a la misma o distinta altura.
- Daños en instalaciones cercanas a las de descarga de materiales.

Para la actividad de montaje de equipos:

- Caída de objetos sobre el personal encargado del montaje.
- Caídas a diferente nivel del personal encargado del montaje.
- Cortes y heridas debidas a la manipulación de herramientas cortantes.
- Riesgo de descargas eléctricas directas o indirectas en la conexión de equipos.
- Caídas de los soportes de módulos durante su montaje.
- Quemaduras.
- Proyecciones de partículas a los ojos.
- Incendios.

6.3. Medidas de prevención y protección.

Para la prevención y la protección se tendrán en cuenta dos tipos de medidas ante riesgos laborales dependiendo de si las medidas dependen de la obra en general o de si dependen de los operarios encargados de ejecutarla.

- Medidas de prevención y protección general:

- Se acondicionarán los terrenos destinados a la obra y tránsito de personal recogiendo escombros o materiales indeseados periódicamente para evitar tropiezos o lesiones de los trabajadores.
- Si se utilizara algún tipo de andamio para la ejecución de la obra, éste sería metálico provisto de barandillas y redes para evitar caídas de personal u objetos.

Si se utilizasen escaleras de mano para el montaje de equipos, deberán ser del tipo “tijera” con soportes antideslizantes y no podrán utilizarse para formar andamios.

- El material eléctrico estará almacenado en lugares sin humedad y será tratado por personal eléctrico cualificado.

- Las conexiones en los cuadros provisionales de obra deberá realizarse mediante enchufes macho-hembra y una vez terminada la obra se procederá a revisar las conexiones de los cuadros ya fijos.

- Las herramientas utilizadas estarán protegidas con material aislante para evitar descargas eléctricas.

- Medidas de prevención y protección personales:

- Casco de seguridad homologado de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaria M.T.1 para evitar golpes en la cabeza y caída de materiales de forma accidental. Será de uso obligatorio y personal.

- Botas de protección con punta de acero homologadas de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaria M.T.5 para evitar golpes en los pies y aislantes para evitar descargas eléctricas.

- Guantes y herramientas aislantes homologados de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaria M.T.4 y M.T.26 para labores de conexionado eléctrico.

- Gafas protectoras ante proyecciones hacia los ojos homologadas de acuerdo a la Norma Técnica Reglamentaria M.T.16.

- Guantes de cuero o material resistente homologados de acuerdo a la Norma Técnica Reglamentaria M.T.11 para evitar cortes y quemaduras al manipular herramientas.

- Arnés o cinturones de seguridad homologados de acuerdo a la Norma Técnica Reglamentaria M.T.13 para evitar caídas desde lugares elevados.

7. Bibliografía:

Libros y documentos utilizados:

- [1] José Roldán Vilorio. Energías renovables, lo que hay que saber.
- [2] José M^a de Juana. Energías renovables para el desarrollo.
- [3] McGraw Hill. Componente de una instalación solar fotovoltaica.
- [4] Xavier Elías Castells. Energías renovables.
- [5] Marcelo Romero Tous. Ediciones CEAC. Energía solar fotovoltaica.
- [6] Paulino Montané. 2^a edición. Marcombo Boixareu editores. Protecciones en las instalaciones eléctricas: evolución y perspectivas.
- [7] Enríquez Harper. 2^a edición. Limusa noruega editores. Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales.
- [8] José Luis Valentín Labarta. Editorial Donostiarra. Instalaciones Solares Fotovoltaicas.
- [9] Miguel Moro Vallina. Instalaciones solares fotovoltaicas.
- [10] Símbolos gráficos. Norma IEC 1082-1
- [11] Norma UNE 20460-5-523:2004.
- [12] Guía BT 40. Instalaciones generadores de baja tensión.
- [13] Norma MV-101/1962 "Acciones en la edificación".
- [14] Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones Conectadas a Red. PCT-C-REV-julio 2011.
- [15] Guía fotovoltaica final para instalaciones de energías renovables. Instalaciones fotovoltaicas. Gobierno de Canarias.

Páginas web visitadas:

- www.solarfotovoltaica.galeon.com
- www.sunedison.es
- villalbasolarfotovoltaica.wordpress.com
- www.idae.es
- www.ujaen.es
- www.gobiernodecanarias.org
- www.ree.es
- www.tecnologiapiso.blogspot.com

- www.ingemecanica.com
- www.circuitor.es
- www.idae.es
- www.fronius.es
- www.soportessolares.es
- www.sunpowercorp.es
- www.abb.com
- www.chintelectrics.es
- www.sensovant.com
- www.gave.com
- www.solartec.com
- www.ibkcables.com
- www.topcable.com

Apuntes de clase utilizados:

- Asignatura Oficina Técnica "Coste de Fabricación". Julio 2014

Programas informáticos utilizados:

- Software AUTOCAD.
- Software GOOGLE EARTH.

8. Planos:

- Plano 1. Emplazamiento y situación de la nave.
- Plano 2. Vistas de la nave y colocación de los módulos solares.
- Plano 3. Esquema unifilar de la instalación.

PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK

PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK

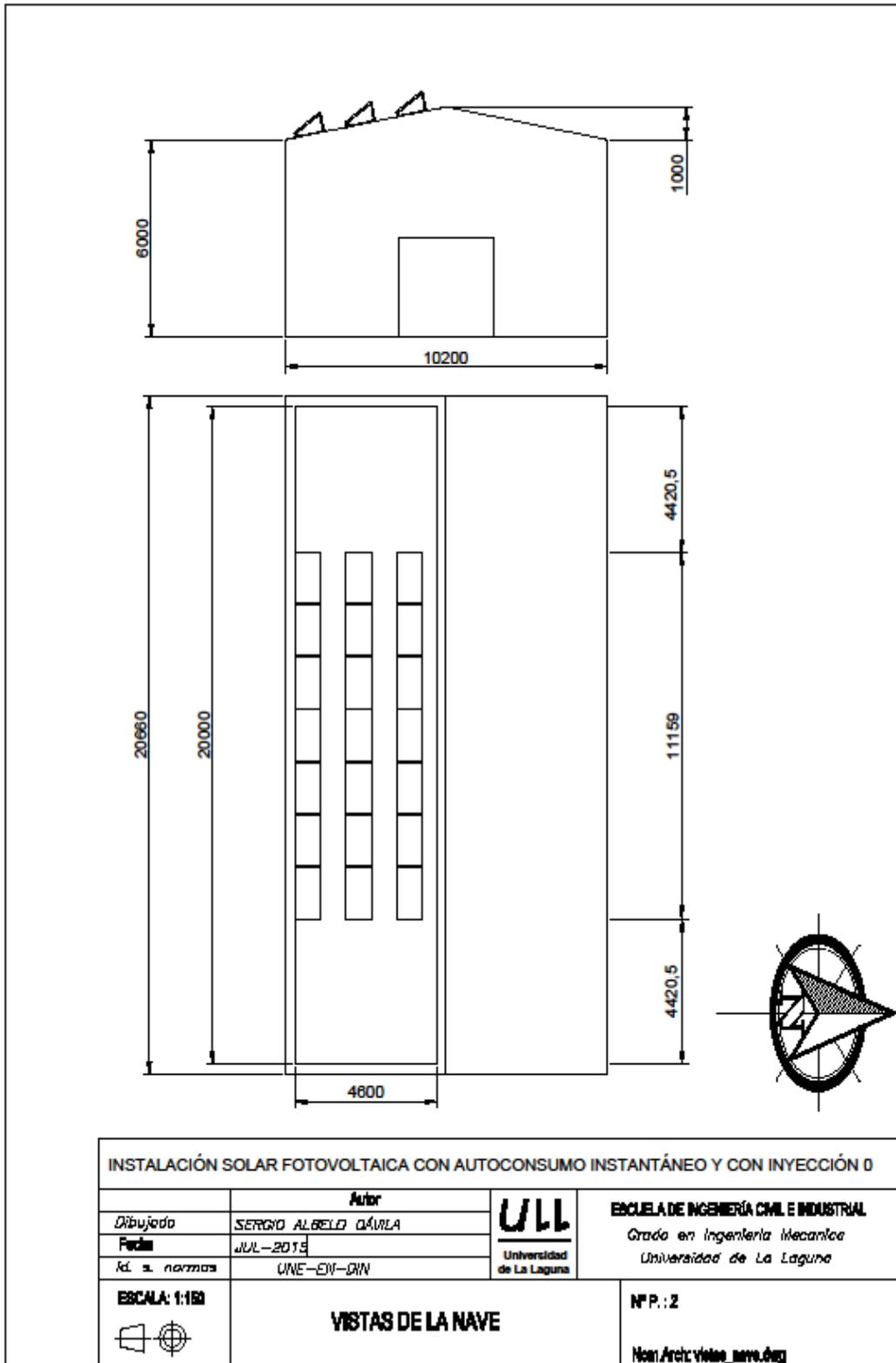


EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 6.72 KW
EN SAN CRISTOBAL DE LA LAGUNA (TENERIFE)
PARCELA 06147

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CON AUTOCONSUMO INSTANTÁNEO Y CON INYECCIÓN 0

	Autor	ULL Universidad de La Laguna	ESCUELA DE INGENIERIA CIVIL E INDUSTRIAL Grado en Ingeniería Mecánica Universidad de La Laguna
Dibujado	SERGIO ALBELO DÁVILA		
Fecha	JUL-2015		
Id. a normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: VARIAS	EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN		Nº P.: 1 Non.Archi: emplazamiento.dwg

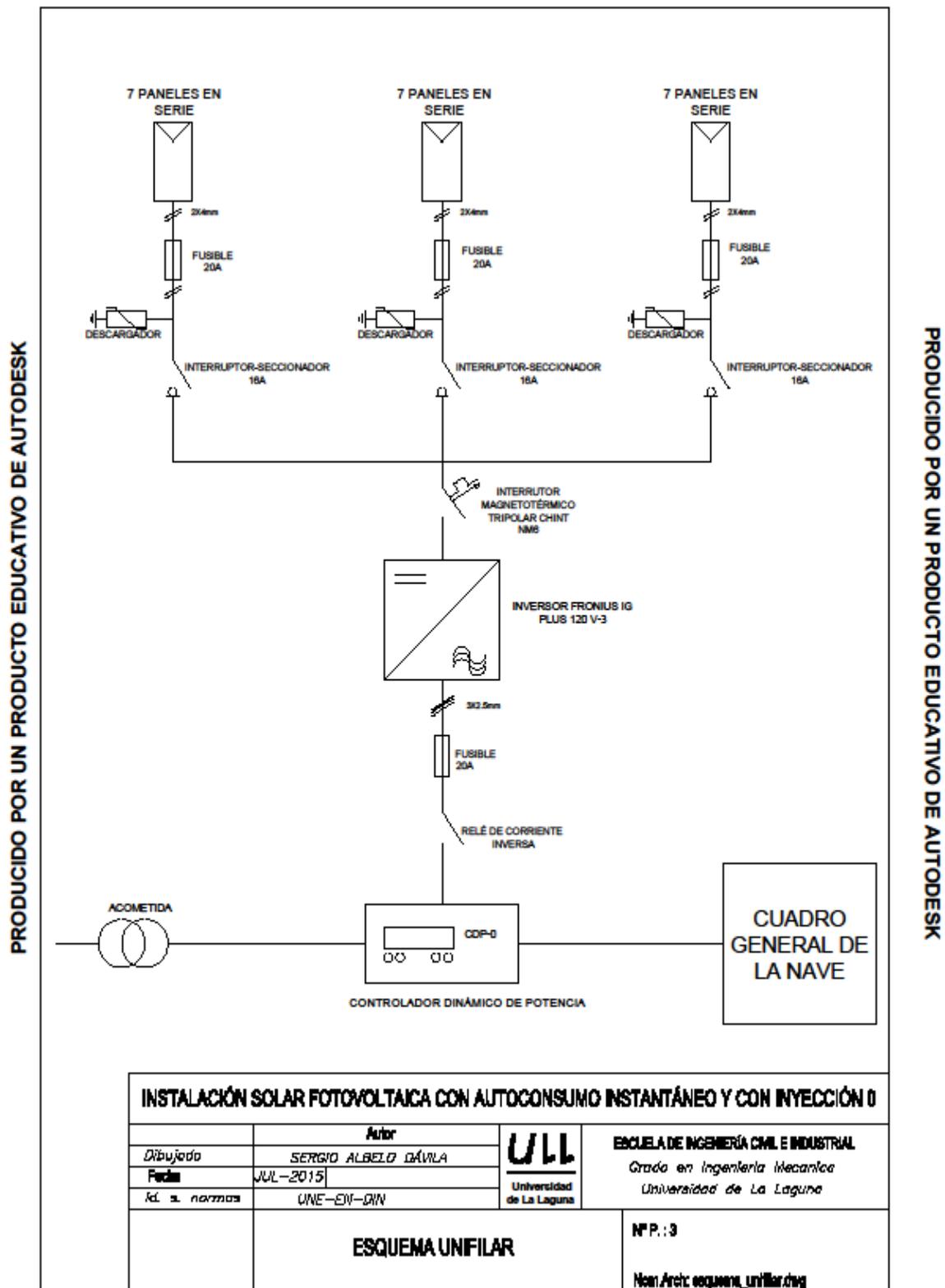
PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK



INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CON AUTOCONSUMO INSTANTÁNEO Y CON INYECCIÓN D			
Autor		 Universidad de La Laguna	ESCUELA DE INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL Grado en Ingeniería Mecánica Universidad de La Laguna
Dibujado	SERGIO ALBELO DÁVILA		
Fecha	JUL-2013		
Id. a. normas	UNE-EN-GBN		
ESCALA: 1:100	VISTAS DE LA NAVE		Nº P.: 2
			Non Arch: vistas_nave.dwg

PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK

PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK



PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK

9. Conclusion:

The geographical situation of the Canary Islands, the weather and high levels of irradiance must annually make the commitment to renewable energies such as solar photovoltaic, in this archipelago it is something to be encouraged.

Unfortunately the current legislative framework does not provide incentives for the installation of certain energy sources from fossil fuels not and this complicates the construction of new facilities such as the one in this document is projected.

For this project, why has conducted the photovoltaic installation on the ship has been a purely ecological grounds because the reduced consumption that presents the ship impossible for the University to make a return to the facility.

But with a change in practice schedules or increased hours of the same and therefore a rise in the use of the ship would be higher consumption. Assuming a continuous consumption of 6 hours a day on the 1st floor of the ship during the academic year (September-June) consumption within the facility would be approximately 8460 kWh / year, which would save € 1,100 per year through the installation of photovoltaic panels.

Therefore I consider that either consumption is increased, increasing the practice days on the ship, which if lead to long-term profitability of the installation or the installation is performed with an ecological purpose.

10.Anexos:

En este apartado se añadirán las hojas de características de cada uno de los equipos y elementos que conforman la instalación que en este documento se redacta, y de los que se ha ido explicando su funcionamiento y situación en apartados anteriores.

BENEFITS

Highest Efficiency

SunPower™ Solar Panels are the most efficient photovoltaic panels on the market today.

More Power

Our panels produce more power in the same amount of space—up to 50% more than conventional designs and 100% more than thin film solar panels.

Reduced Installation Cost

More power per panel means fewer panels per install. This saves both time and money.

Reliable and Robust Design

Proven materials, tempered front glass, and a sturdy anodized frame allow panel to operate reliably in multiple mounting configurations.



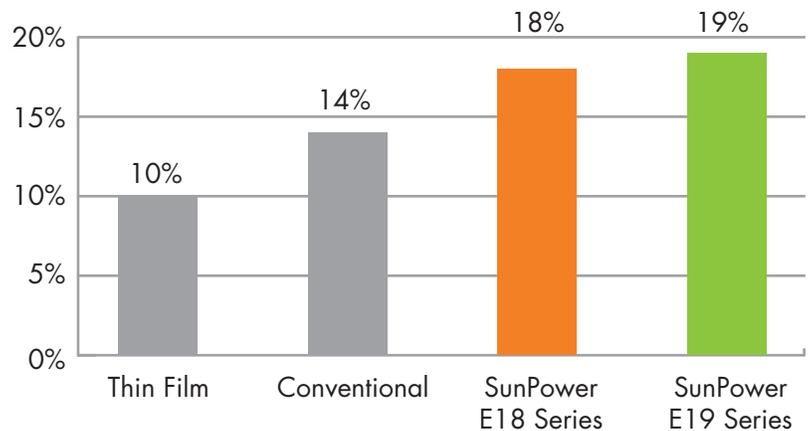
SPR-320E-WHT-D



The planet's most powerful solar panel.

The SunPower™ 320 Solar Panel provides today's highest efficiency and performance. Utilizing 96 back-contact solar cells, the SunPower 320 delivers a total panel conversion efficiency of 19.6%. The 320 panel's reduced voltage-temperature coefficient, anti-reflective glass and exceptional low-light performance attributes provide outstanding energy delivery per peak power watt.

SunPower's High Efficiency Advantage



Electrical Data

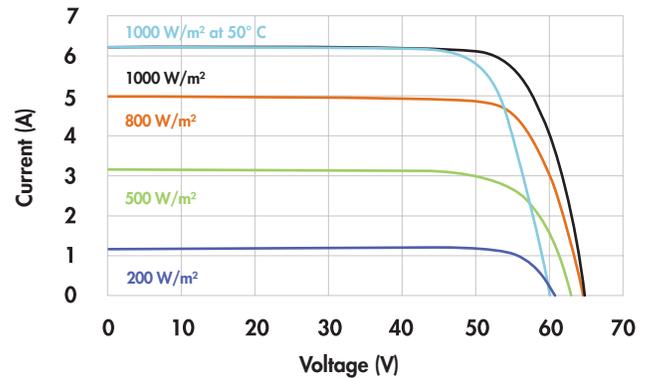
Measured at Standard Test Conditions (STC): irradiance of 1000W/m², AM 1.5, and cell temperature 25° C

Peak Power (+5/-3%)	P _{max}	320 W
Efficiency	η	19.6 %
Rated Voltage	V _{mpp}	54.7 V
Rated Current	I _{mpp}	5.86 A
Open Circuit Voltage	V _{oc}	64.8 V
Short Circuit Current	I _{sc}	6.24 A
Maximum System Voltage	UL	600 V
Temperature Coefficients	Power (P)	-0.38% / K
	Voltage (V _{oc})	-176.6mV / K
	Current (I _{sc})	3.5mA / K
NOCT		45° C +/-2° C
Series Fuse Rating		20 A

Mechanical Data

Solar Cells	96 SunPower all-back contact monocrystalline	
Front Glass	High transmission tempered glass with anti-reflective (AR) coating	
Junction Box	IP-65 rated with 3 bypass diodes Dimensions: 32 x 155 x 128 (mm)	
Output Cables	1000mm length cables / MultiContact (MC4) connectors	
Frame	Anodized aluminum alloy type 6063 (black)	
Weight	41.0 lbs (18.6 kg)	

I-V Curve



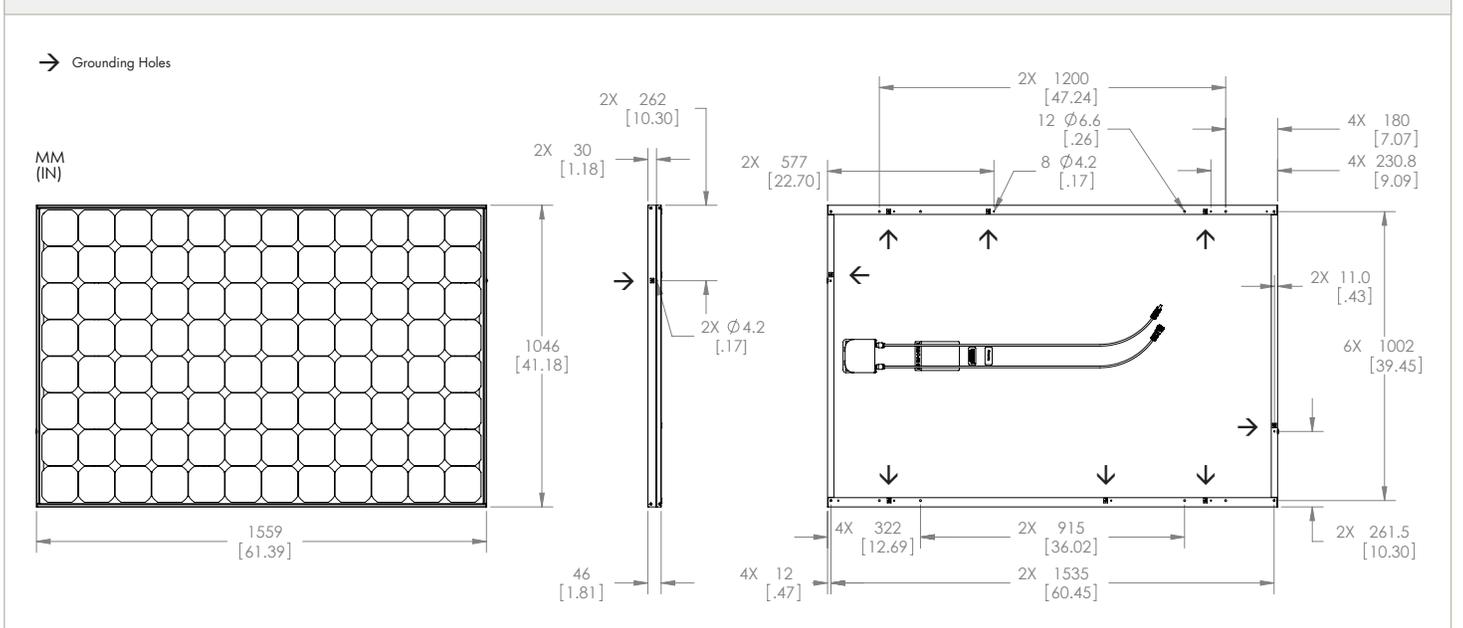
Tested Operating Conditions

Temperature	-40° F to +185° F (-40° C to + 85° C)
Max load	113psf 550 kg/m ² (5400 Pa), front (e.g. snow) w / specified mounting configurations 50 psf 245 kg/m ² (2400 Pa) front and back – e.g. wind
Impact Resistance	Hail 1 in (25 mm) at 51 mph (23 m/s)

Warranties and Certifications

Warranties	25 year limited power warranty 10 year limited product warranty
Certifications	Tested to UL 1703. Class C Fire Rating

Dimensions



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.
Visit sunpowercorp.com for details

GARANTÍA LIMITADA DE PRODUCTO Y POTENCIA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIALES SUNPOWER

La presente Garantía Limitada cubrirá exclusivamente los módulos fotovoltaicos SunPower adquiridos en Europa e identificados con el marcado CE, que incluyan las siglas "SPR" en el número correspondiente al modelo de producto, y cuya fecha de venta sea posterior al 1 de abril de 2013. Los módulos fotovoltaicos SunPower que incluyan las siglas "COM" en su número de modelo están destinados a instalaciones comerciales, y tienen una garantía diferente.

1. GARANTÍA LIMITADA

SunPower Energy Systems Spain, S.L. ("SunPower") garantiza que, durante veinticinco (25) años a contar desde la Fecha de Comienzo de la Garantía¹ (el "Periodo de Garantía"), los módulos fotovoltaicos especificados más arriba (los "Módulos PV") no tendrán defectos de fabricación ni de materiales en condiciones normales de aplicación, instalación, uso y servicio, así como que la potencia de los Módulos PV será como mínimo de un 95% de la Potencia Pico Mínima² durante los primeros 5 años, y que durante los 20 años siguientes la degradación anual no será superior a un 0.4%, de manera que la potencia de los Módulos PV al final del año 25º del Periodo de Garantía será como mínimo de un 87% de la Potencia Pico Mínima.

En caso de que durante el Periodo de Garantía los Módulos PV no cumplan con la presente Garantía Limitada, y siempre y cuando SunPower determine a su sola discreción que cualquier pérdida de potencia no se debe a ninguno de los supuestos excluidos, previstos en la Cláusula 3, SunPower reparará, sustituirá (nuevo o renovado) o reembolsará los Módulos PV defectuosos según lo dispuesto en la presente Garantía Limitada. SunPower hará todos los esfuerzos razonables para reparar o sustituir los Módulos PV defectuosos con Módulos PV eléctrica y mecánicamente compatibles y con una potencia nominal igual o superior. Si esto no fuera posible desde un punto de vista comercial, SunPower reembolsará el precio de compra de los Módulos PV defectuosos que hubiera pagado el cliente, sin perjuicio de los derechos que pudieran corresponder al cliente en virtud del Real Decreto Legislativo 1/2007 o norma que lo sustituya. La reparación, sustitución o reembolso de los Módulos PV defectuosos serán las únicas y exclusivas garantías proporcionadas bajo la presente Garantía Limitada. En caso de reparación o sustitución de Módulos PV defectuosos, la presente Garantía Limitada no se extenderá más allá del Periodo de Garantía.

En caso de una reclamación válida de Módulos PV instalados por SunPower, por un tercero vinculado a SunPower o por un instalador autorizado de SunPower, la presente Garantía Limitada cubrirá:

- (i) los costes de transporte razonables y habituales derivados de la devolución de los Módulos PV defectuosos;
- (ii) el reenvío de los Módulos PV reparados o de sustitución; y
- (iii) los costes asociados a la instalación, desinstalación o reinstalación de los Módulos PV.

2. CONDICIONES GENERALES PARA LAS RECLAMACIONES DE GARANTÍA

- a) Las reclamaciones de Garantía deberán ser presentadas, en todo caso, dentro del Periodo de Garantía, sin perjuicio de la prescripción de las acciones legales correspondientes.
- b) Salvo en los supuestos legalmente previstos con carácter imperativo, las reclamaciones relativas a la presente Garantía Limitada deberán ser realizadas por o en nombre de, (i) el cliente final original designado en el certificado de garantía o en la factura, según lo que resulte de aplicación, y (ii) la persona a quien haya sido transmitida la propiedad de los Módulos PV, debiendo el reclamante, en tal caso, acreditar debidamente la transmisión de la propiedad por parte del cliente final original.
- c) En caso de que los Módulos PV se utilicen en una plataforma móvil de cualquier clase, como por ejemplo, un vehículo, el Periodo de Garantía quedará limitado a doce (12) años.
- d) En caso de sustitución de Módulos PV defectuosos, éstos últimos pasarán a ser propiedad de SunPower.

3. EXCLUSIONES Y LIMITACIONES

La presente Garantía Limitada no cubrirá ninguna de las siguientes circunstancias:

- a) Los Módulos PV que se hayan visto afectados por: uso inadecuado, abuso, negligencia o accidente; alteración, instalación, aplicación o desinstalación inadecuadas (incluyendo sin carácter limitativo la instalación, aplicación o desinstalación por una persona distinta a SunPower, a un distribuidor autorizado de SunPower o a un técnico autorizado por SunPower por escrito); inobservancia de las instrucciones

¹ "Fecha de Comienzo de la Garantía" será la fecha más temprana de (i) fecha de conexión de la instalación y (ii) 6 meses después de la fecha de entrega por SunPower. Si la fecha de entrega no pudiera ser verificada, se tomará como referencia la fecha de fabricación.

² Potencia Pico Mínima" se define como Potencia Pico menos la tolerancia de la potencia pico o la potencia nominal mínima, según lo establecido en la etiqueta. Se define Potencia Pico como el vatio pico en Condiciones de Test Estándar, según lo dispuesto en la norma IEC61215, medido de conformidad con la norma IEC60904, teniendo en cuenta las tolerancias previstas en la norma EN50380. Los módulos SunPower requerirán en todo caso una velocidad de barrido no inferior a 200ms para garantizar una medición de potencia precisa. SunPower puede proporcionar bajo previa solicitud un procedimiento de test detallado o una relación de agencias de test de reconocido prestigio.

de SunPower relativas a la instalación, uso y/o mantenimiento o el incumplimiento de la normativa aplicable tanto nacional como local; reparaciones o modificaciones realizadas por una persona distinta del servicio técnico autorizado de SunPower; situaciones en las que se superen los límites de tensión, viento o carga de nieve; subidas de tensión, rayos, inundaciones o incendios; daños provocados por personas, insectos, animales o por exposición a productos químicos; roturas del cristal como consecuencia de impactos o cualquier otra circunstancia que escape al control de SunPower.

- b) Variaciones estéticas que procedan del desgaste natural de los materiales de los Módulos PV u otras variaciones cosméticas que no produzcan una menor potencia de la garantizada en la presente Garantía Limitada. Dicho desgaste natural de los materiales de los Módulos PV podrá incluir, entre otras variaciones estéticas, la decoloración del marco del Módulo PV, el desgaste de la capa de cristal o la aparición de zonas con decoloraciones alrededor o sobre las células fotovoltaicas o en cualquier parte del Módulo PV.
- c) Módulos PV instalados en lugares que, a juicio de SunPower y sin perjuicio de cualquier norma imperativa aplicable, puedan estar expuestos al contacto directo con agua salada.
- d) Módulos PV cuyas etiquetas identificativas del tipo o número de serie de producto hayan sido alteradas, arrancadas o sean ilegibles.
- e) Módulos PV que hayan sido movidos de su lugar de instalación original, sin el consentimiento expreso y por escrito de SunPower.
- f) Módulos SunPower que incluyan las siglas "COM" en su número de modelo.

SunPower en ningún caso será responsable frente al cliente o frente a cualquier tercero como consecuencia de un incumplimiento o cumplimiento tardío de cualesquiera términos y condiciones de venta, incluyendo la presente Garantía Limitada, en caso de Fuerza Mayor, guerra, disturbios, huelgas, incendios, inundaciones o cualquier otra causa o circunstancia más allá del control razonable de SunPower.

4. LIMITACIÓN DEL ÁMBITO DE LA GARANTÍA

EN LA MEDIDA PERMITIDA POR LA LEGISLACIÓN IMPERATIVA APLICABLE, LA PRESENTE GARANTÍA LIMITADA EXPRESAMENTE SUSTITUYE Y EXCLUYE CUALQUIER OTRA GARANTÍA EXPLÍCITA O IMPLÍCITA INCLUYENDO, SIN CARÁCTER LIMITATIVO, LA GARANTÍA DE COMERCIABILIDAD, APTITUD PARA UN DETERMINADO objetivo, USO O APLICACIÓN, EXCLUYENDO ASIMISMO CUALQUIER OTRA OBLIGACIÓN O RESPONSABILIDAD DE SUNPOWER, SALVO QUE TALES GARANTÍAS, OBLIGACIONES O RESPONSABILIDADES HAYAN SIDO EXPRESAMENTE ACEPTADAS POR ESCRITO, firmadas y aprobadas POR SUNPOWER. EN LA MEDIDA PERMITIDA POR LA LEGISLACIÓN IMPERATIVA APLICABLE, SUNPOWER NO TENDRÁ RESPONSABILIDAD ALGUNA POR DAÑOS CAUSADOS A PERSONAS O PROPIEDADES O POR CUALESQUIERA PÉRDIDAS O DAÑOS QUE SE DERIVEN DE CUALQUIER CAUSA RELACIONADA CON los módulos pv, INCLUYENDO, SIN CARÁCTER LIMITATIVO, CUALQUIER DEFECTO EN LOS MÓDULOS PV O por SU USO O INSTALACIÓN. EN LA MEDIDA PERMITIDA POR LA LEGISLACIÓN IMPERATIVA APLICABLE, SUNPOWER NO SERÁ RESPONSABLE, BAJO NINGUNA CIRCUNSTANCIA, DE DAÑOS INCIDENTALES, CONSECUENCIALES O ESPECIALES, INDEPENDIENTEMENTE DE CÓMO SE ORIGINEN TALES DAÑOS. EN CONSECUENCIA, LA PÉRDIDA DE USO, el LUCRO CESANTE, el CESE DE PRODUCCIÓN O DE INGRESOS o beneficios, ENTRE OTROS, ESTÁN ESPECÍFICAMENTE EXCLUIDOS DEL ÁMBITO DE la presente GARANTÍA limitada. EN LA MEDIDA PERMITIDA POR LA LEGISLACIÓN imperativa APLICABLE, LA RESPONSABILIDAD TOTAL DE SUNPOWER, DE EXISTIR, con respecto a daños y perjuicios U OTROS, NO EXCEDERÁ DEL PRECIO DE COMPRA PAGADO A SUNPOWER POR EL CLIENTE POR la unidad de PRODUCTO O SERVICIO PRESTADO O POR PRESTAR, según el caso, QUE HAYA DADO LUGAR A LA RECLAMACIÓN DE GARANTÍA. ALGUNOS PAÍSES, COMO ESPAÑA, NO ADMITEN ciertas LIMITACIONES de GARANTÍA NI LA EXCLUSIÓN DE DAÑOS y perjuicios, POR LO QUE ALGUNA DE LAS LIMITACIONES O EXCLUSIONES ANTERIORES podrían NO SERLE DE APLICACIÓN.

SI CUALQUIERA DE LAS CLÁUSULAS DE LA PRESENTE GARANTÍA LIMITADA FUERA DECLARADA INAPLICABLE O ILEGAL POR UN TRIBUNAL U ORGANISMO COMPETENTE, DICHA CLÁUSULA SERÁ MODIFICADA EN LA MEDIDA ESTRICTAMENTE NECESARIA PARA QUE EL RESTO DE LA PRESENTE GARANTÍA LIMITADA CONTINÚE EN PLENO VIGOR Y EFICACIA.

5. CUMPLIMIENTO DE LA GARANTÍA

En caso de que Vd. considere justificadamente que tiene derecho a interponer una reclamación cubierta por esta Garantía Limitada, deberá notificarlo inmediatamente (a) al vendedor e instalador de los Módulos PV o (b) a cualquier instalador autorizado de SunPower o (c) contacte directamente con SunPower Energy Systems Spain, S.L., Paseo de la Castellana 86 – 7º, 28046 Madrid, e-mail: soportetecnico@sunpowercorp.com. Su instalador o SunPower gestionarán la reclamación, para lo cual requerirán, entre otros, el certificado de garantía, información del registro de garantía "online", la factura correspondiente, y/o pruebas de la fecha de entrega de los Módulos PV, número de serie y producto de los módulos afectados, y pruebas de la reclamación. No se aceptará la devolución de ningún Módulo PV a menos que SunPower lo haya autorizado previamente por escrito.

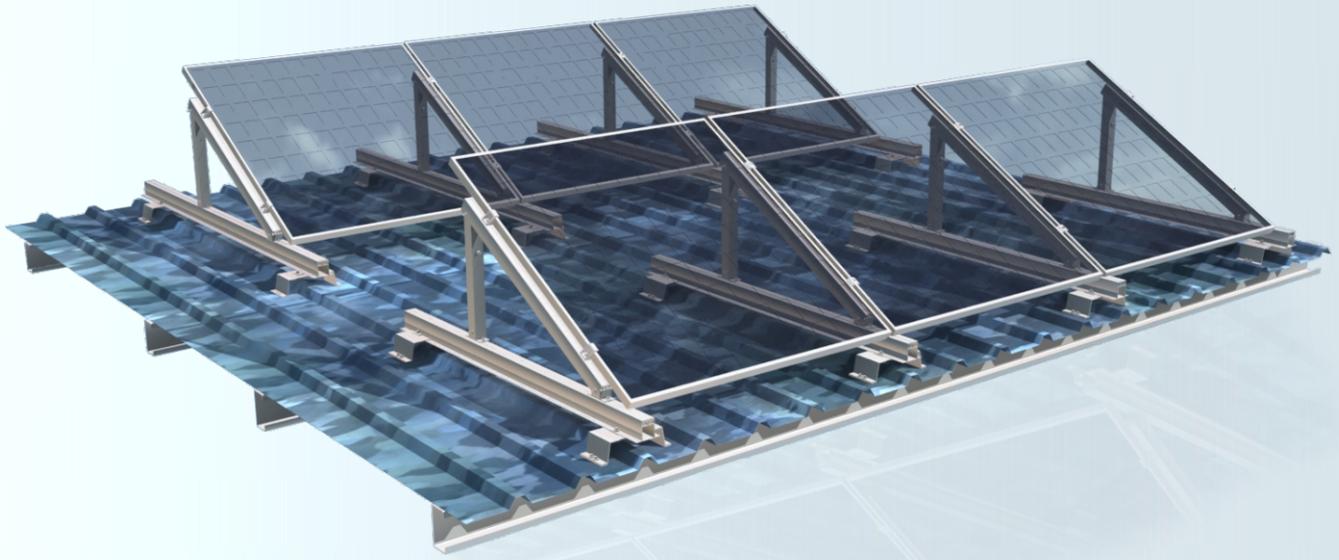
6. GARANTÍA LEGAL

La presente Garantía Limitada es independiente y compatible con las garantías y derechos irrenunciables que corresponden al cliente de los Módulos PV cuando éste tenga la condición de consumidor o usuario de conformidad con la normativa legal aplicable (Real Decreto Legislativo 1/2007, de 16 de noviembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley General para la Defensa de los Consumidores y Usuarios (o norma que lo sustituya) y otras leyes complementarias, cuando resulte aplicable).

Document#: 503124 Rev B

ESTRUCTURA SS-N1-AL

Estructura sobreelevada.



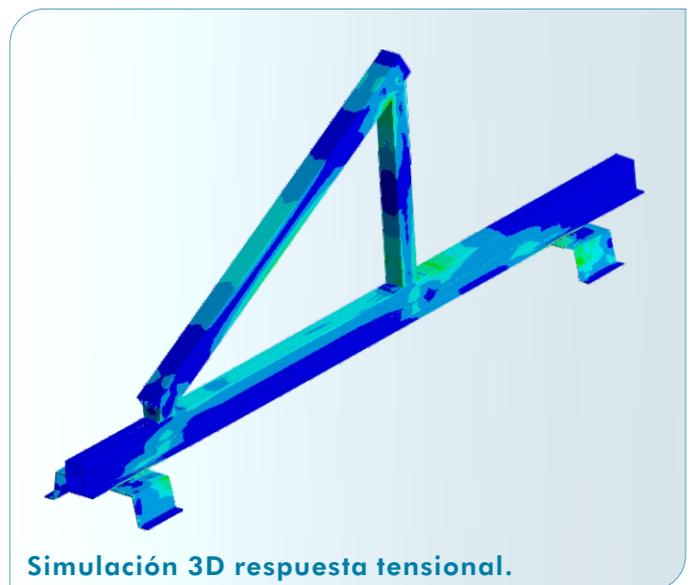
Estructura desarrollada para la fijación de módulos solares sobre cualquier tipo de tejado, y para cualquier tipo de módulo, teniendo éstos la inclinación y la orientación deseada por el cliente.

Fabricada en aluminio 6060 T6, la estructura SS-N1-AL sale de nuestras instalaciones lista para montar, sin necesidad de cortar o taladrar en obra, simplificando los tiempos de montaje de forma notable.

Con la distribución de los perfiles inferiores de la estructura, y con la disposición de bastidores en cada extremo de los módulos, se consigue una distribución óptima de las cargas. Esto permite minimizar los esfuerzos mecánicos a los que se ve sometida la cubierta, en comparación con las estructuras convencionales.



Vista lateral de la estructura.



Simulación 3D respuesta tensional.

Soportes de fijación a cubierta

Gracias a la gran variedad de soportes para el anclaje, Soportes Solares ofrece soluciones estructurales a todo tipo de cubiertas; garantizando una total impermeabilidad del tejado, ya sea anclándose sobre correas metálicas, de hormigón o madera, así como a la propia chapa del tejado.



Soporte-S3
Indicado para chapa grecada.
Regulable en giro y altura.



Soporte-S4
Indicado para correas de hormigón y tejas. Regulable en giro y altura.



Soporte-S5
Indicado para chapa ondulada.
Regulable en giro y altura.



Soporte-S6
Indicado para correas de metal o madera, y para cubiertas tipo sandwich. Regulable en giro y altura.

Gran variedad de soportes adaptables a todo tipo de cubiertas.

Garantizada la impermeabilidad.

Soportes S3, S4, S5 y S6 regulables para el correcto alineado de los módulos.



Soporte-S8
Indicado para chapa grecada u ondulada.

Las grapas de Soportes Solares garantizan una perfecta fijación del módulo a la estructura, aún bajo las condiciones climáticas más adversas, gracias a su diseño exclusivo, y a su proceso de fabricación mediante inyección.



Grapa G6
Unión intermedia de paneles.



Grapa G7
Sujeción del panel al perfil.



Grapa LM
Sujeción creada para módulos sin marco.



SOPORTES SOLARES
S.L.



SHIFTING THE LIMITS

Fronius IG Plus

**25 V / 30 V / 35 V / 50 V / 55 V / 60 V
70 V / 80 V / 100 V / 120 V / 150 V**

Manual de instrucciones

ES

Inversores para instalaciones foto-
voltaicas acopladas a la red

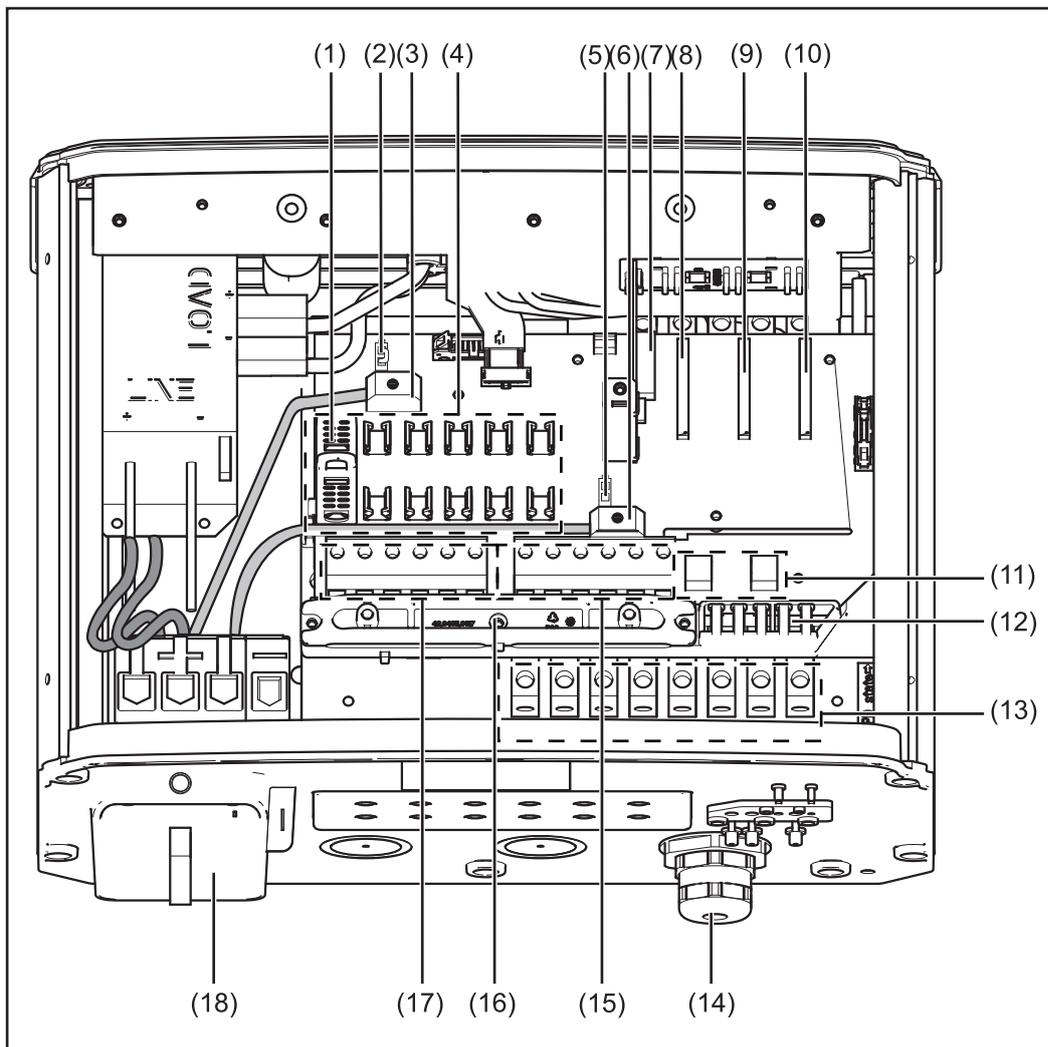


42,0426,0062,ES 018-04032015



Posibilidades de conexión en el Fronius IG Plus

Posibilidades de conexión en el Fronius IG Plus



Pos. Descripción

(1)	Cubierta de seguridad (6 unidades para los fusibles de ramal, 1 unidad para el fusible de la puesta a tierra del módulo solar)
(2)	Puesto enchufable de saltador SMON
(3)	Cable de interruptor principal DC+
(4)	6 portafusibles DC+
(5)	Puesto enchufable de saltador SMOFF
(6)	Cable de interruptor principal DC-
(7)	Tarjeta enchufable para la configuración de país (tarjeta IG-Brain)
(8)	Puesto de tarjeta enchufable libre para una tarjeta opcional
(9)	Puesto de tarjeta enchufable libre para una segunda tarjeta opcional
(10)	Puesto de tarjeta enchufable libre para una tercera tarjeta opcional
(11)	Portafusibles para puesta a tierra del módulo solar
(12)	Descarga de tracción para el cable de tarjeta enchufable
(13)	Bornes de conexión en el lado AC
(14)	Prensaestopa métrico M32 o M40 (conexión AC)
(15)	6 bornes de conexión DC-

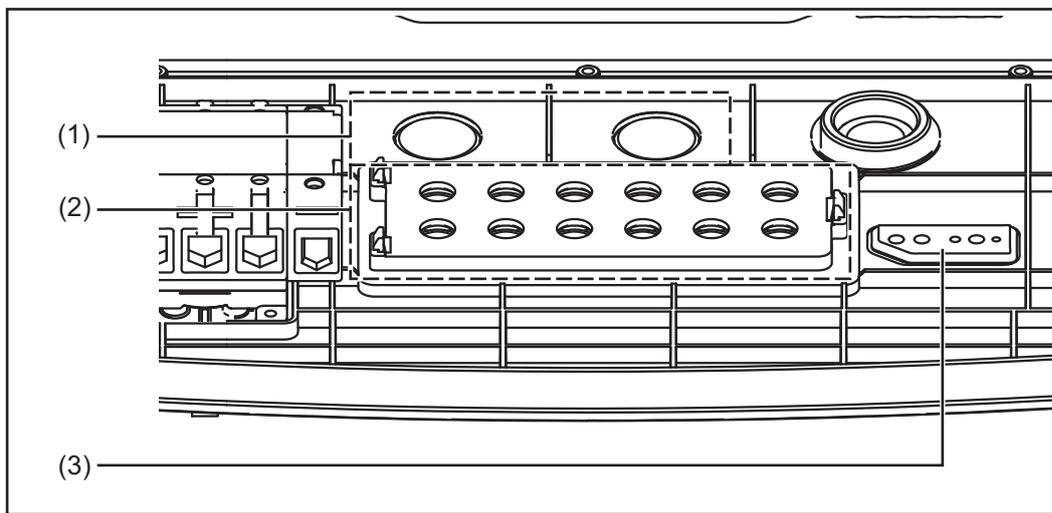
Pos.	Descripción
(16)	Descarga de tracción para los ramales de módulo solar
(17)	6 bornes de conexión DC+
(18)	Interruptor principal DC

Puntos de rotura nominales en el Fronius IG Plus

Generalidades

El inversor dispone de varios puntos de rotura nominales de diferente tamaño. Después de romper estos puntos se producen las correspondientes escotaduras que sirven como entradas para los cables más diversos.

Puntos de rotura nominales para entradas de cables en el Fronius IG Plus



Pos.	Descripción
(1)	2 entradas de cables para prensaestopa métrico M32 (para cables DC con una sección transversal de cable > 16 mm ²)
(2)	12 entradas de cables para 6 ramales de módulo solar DC (para un diámetro de cable de 5-9,2 mm)
(3)	Inserto aislante (entrada de cables para el cable de tarjeta enchufable)

Cómo romper los puntos de rotura nominales

Los puntos de rotura nominales de plástico, así como el punto de rotura nominal de metal sólo se debe romper desde fuera hacia dentro.

El punto de rotura nominal de metal más pequeño desde dentro hacia fuera.

Sólo se deben romper tantos puntos de rotura nominales como cables hay disponibles (por ejemplo, para 3 ramales de módulo solar, se deben romper 6 escotaduras).

Los puntos de rotura nominales de plástico están equipados adicionalmente con taladros de centraje de tal modo que éstos se pueden abrir taladrando si fuera necesario.

Conectar los ramales de módulo solar al Fronius IG Plus (DC)

Generalidades acerca de los módulos solares

Para una selección adecuada de los módulos solares y un uso lo más económico posible del inversor, se deben tener en cuenta los siguientes puntos:

- La tensión de marcha sin carga de los módulos solares aumenta con irradiación solar constante y baja la temperatura. La tensión de marcha sin carga no debe exceder 600 V.
Una tensión de marcha sin carga superior a 600 V provoca la destrucción del inversor, en cuyo caso se extinguirán todos los derechos de garantía.
- Valores exactos para el dimensionamiento de los módulos solares proporcionan unos programas de cálculo adecuados como, por ejemplo, el Fronius Solar.configurator (disponible en <http://www.fronius.com>).



¡OBSERVACIÓN! Antes de la conexión de los módulos solares, se deben comprobar los siguientes aspectos:

- El valor de tensión para los módulos solares según las indicaciones del fabricante coincide con la realidad.
- Necesidad de una puesta a tierra del módulo solar.

Seguridad



¡ADVERTENCIA! Una descarga eléctrica puede ser mortal. Riesgo originado por la tensión de red y la tensión DC de los módulos solares.

- Sólo instaladores eléctricos oficiales pueden abrir la zona de conexión.
- La zona separada de las partes de potencia sólo se puede separar de la zona de conexión cuando se encuentra en el estado sin tensión.
- Sólo el personal de servicio formado por Fronius puede abrir la zona separada de las piezas conductoras.

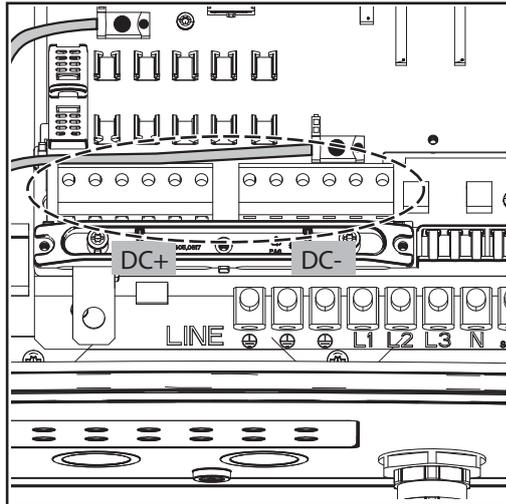
Antes de realizar cualquier tipo de trabajo de conexión se debe procurar que el lado de AC y DC de delante del inversor no tenga tensión.

El interruptor principal DC sirve exclusivamente para conmutar la parte de potencia sin corriente. Si el interruptor principal DC está desconectado, la zona de conexión sigue estando bajo tensión.



¡PRECAUCIÓN! Riesgo de dañar el inversor debido a unos bornes de conexión no apretados correctamente. Los bornes de conexión no apretados correctamente pueden provocar daños térmicos en el inversor y, como consecuencia, causar incendios. Al conectar cables AC y DC debe prestarse atención a que todos los bornes de conexión estén apretados firmemente con el par indicado.

Bornes de conexión en el lado DC



Conexión de cables de aluminio (DC)

Los bornes de conexión en el lado DC resultan adecuados para conectar cables de aluminio monohilo circulares. Debido a la capa de óxido no conductora de aluminio deben tenerse en cuenta los siguientes puntos a la hora de conectar cables de aluminio:

- Las corrientes de medición reducidas para los cables de aluminio.
- Las condiciones de conexión indicadas a continuación.

Corrientes de medición reducidas para los cables de aluminio:

Sección de medición	Corriente de medición reducida
2,5 mm ²	20 A
4 mm ²	27 A
6 mm ²	35 A
10 mm ²	48 A
16 mm ²	64 A



¡OBSERVACIÓN! A la hora de dimensionar las secciones transversales de cables deben tenerse en cuenta las disposiciones locales.

Condiciones de conexión:

- 1** Limpiar el extremo de cable pelado con cuidado rascando la capa de óxido, por ejemplo, con una cuchilla

¡IMPORTANTE! No utilizar cepillos, limas o papel de lija; las partículas de aluminio se quedan enganchadas y pueden ser transmitidas a otros conductores.

- 2** Después de eliminar la capa de óxido, se debe aplicar una grasa neutra al extremo de cable, por ejemplo, vaselina libre de ácidos y álcali.
- 3** Conectar el extremo de cable directamente en el borne.

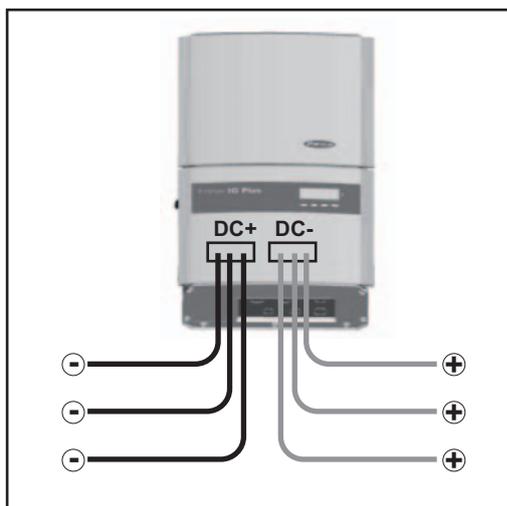
Estas operaciones deben repetirse cuando el cable ha sido desembornado y debe ser conectado de nuevo.

Polaridad invertida de las series fotovoltaicas de módulo solar

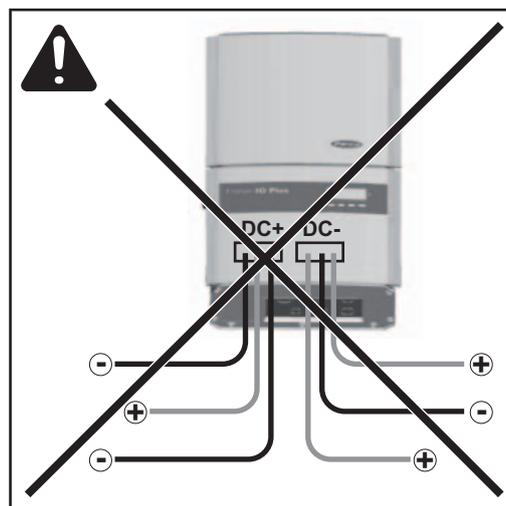


¡PRECAUCIÓN! Peligro de dañar y, en consecuencia, quemar el inversor al utilizar diferentes series fotovoltaicas de módulo solar con polaridad invertida. Incluso la polaridad invertida de una sola serie fotovoltaica puede provocar una carga térmica inadmisible que puede quemar el inversor.
¡Antes de realizar la conexión, prestar atención a la polaridad correcta de las diferentes series fotovoltaicas de módulo solar!

La conexión con polaridad invertida de todas las series fotovoltaicas de módulo solar no provoca ningún tipo de daño en el inversor.



Todas las series fotovoltaicas de módulo solar conectadas con polaridad invertida: ningún tipo de daño en el inversor



Una serie fotovoltaica de módulo solar conectada con polaridad invertida: ¡Peligro de daños e incendio!

Sinopsis

"Conectar los ramales de módulo solar al Fronius IG Plus (DC)" se compone de los siguientes apartados:

- Sistema sin puesta a tierra: Conectar los ramales de módulo solar
- Sistema sin puesta a tierra: conectar los ramales de módulo solar con una sección transversal de cable $> 16 \text{ mm}^2$
- Puesta a tierra del módulo solar en el polo negativo: Conectar los ramales de módulo solar
- Puesta a tierra del módulo solar en el polo negativo: conectar los ramales de módulo solar con una sección transversal de cable $> 16 \text{ mm}^2$
- Puesta a tierra del módulo solar en el polo negativo en caso del Fronius IG Plus
- Puesta a tierra del módulo solar en el polo positivo: conectar los ramales de módulo solar
- Puesta a tierra del módulo solar en el polo positivo: conectar los ramales de módulo solar con una sección transversal de cable $> 16 \text{ mm}^2$
- Puesta a tierra del módulo solar en el polo positivo en caso del Fronius IG Plus
- Criterios para la selección correcta de fusibles de ramal

**Fronius IG Plus
120 V-3**

Datos de entrada

Rango de tensión MPP	230 - 500 V DC
Máxima tensión de entrada (con 1000 W/m ² / -10 °C en marcha sin carga)	600 V DC
Máxima corriente de entrada	46,2 A DC
Máxima corriente de cortocircuito de los módulos solares	69,3 A

Datos de salida

Potencia de salida nominal (P_{nom})	10 kW
Máxima potencia de salida	10 kW
Tensión de red nominal	3 ~ NPE 400 / 230 V
Tolerancia de la red	+10 / -15 % ¹⁾
Corriente de salida nominal (trifásica)	14,5 A AC
Frecuencia nominal	50 - 60 Hz ¹⁾
Coefficiente de distorsión no lineal	< 3,0 %
Factor de potencia Cos phi	1 0,75 - 1 ind./cap. ²⁾
Máx. impedancia de la red admisible $Z_{máx}$ en la PCC ³⁾	Ninguna
Máxima corriente de retroalimentación ⁴⁾	0 A ⁵⁾
Impulso de corriente de conexión ⁶⁾	0 A ⁵⁾
Máxima corriente de falta de salida por período de tiempo	504 A / 30,26 ms

Datos generales

Máximo rendimiento	95,9 %
Rendimiento europeo	95,4 %
Consumo propio por la noche	1,72 W
Refrigeración	Ventilación forzada regulada
Tipo de protección	IP 54 / en Australia IP 44
Dimensiones altura x anchura x profundidad	1263 x 434 x 250 mm
Peso	49,2 kg
Temperatura ambiente admisible (con una humedad del aire relativa del 95%)	- 20 °C - +55 °C
Clase de emisión CEM	B
Categoría de sobretensión (OVC)	AC 3 / DC 2

Dispositivos de seguridad

Medición del aislamiento DC	Advertencia/desconexión ⁷⁾ en caso de $R_{ISO} < 600$ kilo-ohmios
Protección contra sobretensiones DC	Integrada
Protección contra polaridad invertida	Integrada
Comportamiento en caso de sobrecarga DC	Desplazamiento del punto de trabajo



Conexión y configuración de un CDP con inversores Fronius



NOTA DE APLICACIÓN (M028E0201-01-14A)



PRECAUCIONES DE SEGURIDAD

Siga las advertencias mostradas en el presente manual, mediante los símbolos que se muestran a continuación.

	<p>PELIGRO Indica advertencia de algún riesgo del cual pueden derivarse daños personales o materiales.</p>
---	---

	<p>ATENCIÓN Indica que debe prestarse especial atención al punto indicado.</p>
---	---

Si debe manipular el equipo para su instalación, puesta en marcha o mantenimiento tenga presente que:

	<p>Una manipulación o instalación incorrecta del equipo puede ocasionar daños, tanto personales como materiales. En particular la manipulación bajo tensión puede producir la muerte o lesiones graves por electrocución al personal que lo manipula. Una instalación o mantenimiento defectuoso comporta además riesgo de incendio. Lea detenidamente el manual antes de conectar el equipo. Siga todas las instrucciones de instalación y mantenimiento del equipo, a lo largo de la vida del mismo. En particular, respete las normas de instalación indicadas en el Código Eléctrico Nacional.</p>
--	--

	<p>Consultar el manual de instrucciones antes de utilizar el equipo En el presente manual, si las instrucciones precedidas por este símbolo no se respetan o realizan correctamente, pueden ocasionar daños personales o dañar el equipo y /o las instalaciones.</p>
---	---

CIRCUTOR, SA se reserva el derecho de modificar las características o el manual del producto, sin previo aviso.

LIMITACIÓN DE RESPONSABILIDAD

CIRCUTOR, SA se reserva el derecho de realizar modificaciones, sin previo aviso, del dispositivo o a las especificaciones del equipo, expuestas en el presente manual de instrucciones.

CIRCUTOR, SA pone a disposición de sus clientes, las últimas versiones de las especificaciones de los dispositivos y los manuales más actualizados en su página Web .

www.circutor.com



3.- INVERSOR FRONIUS IG PLUS

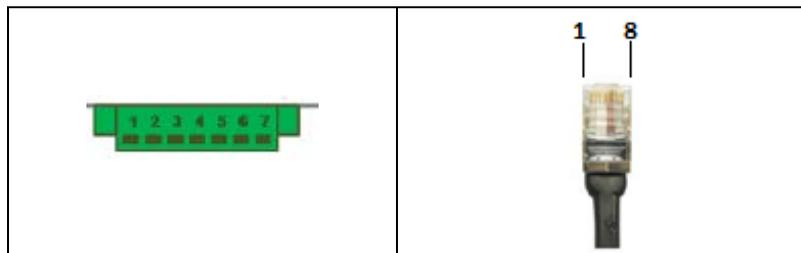
La comunicación entre el **CDP** y el inversor se realiza mediante un bus RS-422. El bus RS-422 permite conectar hasta 100 inversores, aunque en la gran mayoría de instalaciones domésticas el número de inversores oscila entre 1 y 3. Para la comunicación de datos entre los inversores es necesario que cada inversor tenga instalada una tarjeta de comunicaciones Com Card (*esta tarjeta se solicita como opcional en los inversores*).

3.1.- CABLE DE COMUNICACIONES

Relación de bornes del cable de comunicaciones entre el **CDP** y el inversor:

Tabla 4: Relación de bornes del cable de comunicaciones.

CDP Conector comunicaciones del canal R2		INVERSOR Conector OUT (RJ45)	
Terminal	Descripción	Terminal	Descripción
1	TxD+	3	RxD+
4	RxD+	4	TxD+
2	RxD -	5	TxD-
3	TxD -	6	RxD-



3.1.1. CONEXIÓN DE UN INVERSOR

En la **Figura 4** se muestra la conexión entre el **CDP** y un único inversor. El cable de comunicaciones debe conectarse en el terminal “OUT” del inversor, mientras que en el terminal “IN” se debe conectar el terminal de final de bus.

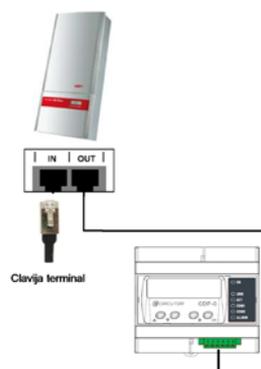


Figura 4: Conexión entre un CDP y un único inversor Fronius IG Plus.

3.1.2. CONEXIÓN DE VARIOS INVERSORES

En la **Figura 5** se muestra la conexión entre el **CDP** y varios inversores.

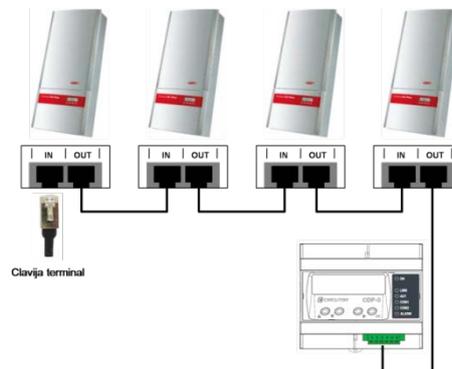


Figura 5: Conexión entre un CDP y varios inversor Fronius IG Plus.

En caso de tener varios inversores, el cable de comunicaciones entre ellos debe ir del terminal “IN” del primer inversor, al terminal “OUT” del siguiente inversor. Y así sucesivamente hasta llegar al último inversor, el cual debe tener siempre el terminal de final de bus en el conector “IN”.

El cable de comunicaciones entre inversores es un cable pin a pin con conectores RJ45 en ambos extremos. Este tipo de cable se puede adquirir en cualquier tienda de material informático, ya que es el habitual para conectar un PC u otros dispositivos que tengan puerto ETHERNET.

En el último inversor del bus de comunicaciones RS-422 siempre debe estar conectado el terminal de fin de bus. Este terminal es un conector de tipo RJ45 que debe ir siempre conectado en el borne ‘IN’ del inversor.

Tabla 5: Terminal de final de bus.

	PIN conector RJ45	Descripción de señal	Descripción del conexionado
	1	Alimentación	
2	GND		
3 y 4	RxD+ / TxD+	Cruzar los cables 3 y 4	
5 y 6	TxD- / RxD-	Cruzar los cables 5 y 6	
7	GND		
8	Alimentación		

3.2.- CONFIGURACIÓN DE LAS COMUNICACIONES DEL INVERSOR

En este tipo de inversores se han de modificar 3 parámetros para que la comunicación entre el **CDP** y el inversor sea correcta.

Tabla 6: Parámetros de configuración para las comunicaciones con el CDP.

Descripción	Valor para comunicaciones con el CDP
Número de periférico	00
Protocolo de comunicaciones	IFP
Velocidad de comunicaciones	9600

A continuación se muestra un parte del documento de Fronius **42_0410_1564_168027_snapshot.pdf**, donde se explica el proceso de configuración.

(Documentación extraída con autorización de Fronius).

Pasos preparatorios: hasta 100 inversores de las series Fronius IG Plus y Fronius CL a través del interfaz RS 422

Generalidades

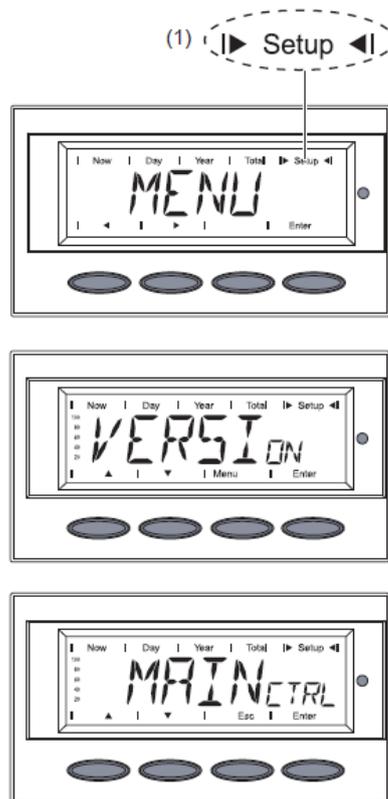
Para poder utilizar el protocolo de interfaz, es necesario realizar los siguientes pasos:

1. Sólo en caso del Fronius IG Plus: Controlar el número de versión del software del circuito impreso de control de cada inversor

¡Importante! Esta variante del sistema sólo permite la lectura del protocolo de interfaz con el número de versión del software 4.22.00 (EE. UU. - 4.15.00) del circuito impreso de control y superior.

2. Asignar a cada inversor un número propio de inversor
3. Activar el protocolo de interfaz en cada inversor
4. Conectar los inversores mediante el cable de patch
5. Conectar la instalación fotovoltaica mediante el cable de patch a 3rd Party Device (PC, convertidor, etc.)
6. Enchufar la clavija final en el ultimo zócalo "IN" libre
7. Ajustar la tasa de baudios

Consultar el número de versión del circuito impreso de control



1. Cambiar al nivel del menú (pulsar la tecla „Menú“)
2. Seleccionar el modo „Configuración“ (1) con las teclas „izquierda“ o „derecha“
3. Pulsar la tecla „Enter“
- Se muestra „Standby“
4. Seleccionar el punto de menú „VERSION“
5. Pulsar la tecla „Enter“

- Se muestra „MAINCTRL“
6. Pulsar la tecla „Enter“

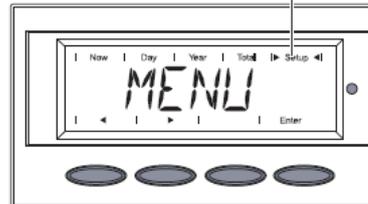
Consultar el número de versión del circuito impreso de control (continuación)



- Se muestra el número de versión de la unidad de tarjeta IG-Brain

Ajustar el número del inversor

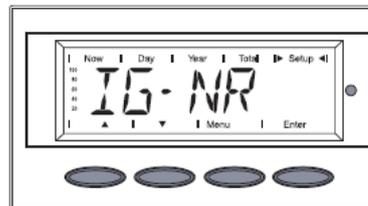
(1)  Setup 



1. Cambiar al nivel del menú (pulsar la tecla „Menú“)
2. Seleccionar el modo „Configuración“ (1) con las teclas „izquierda“ o „derecha“

◀ ▶

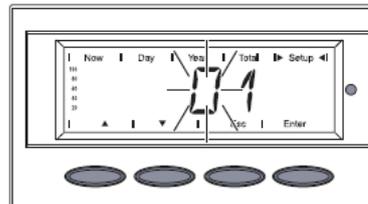
3. Pulsar la tecla „Enter“
- Se muestra „Standby“



4. Seleccionar el punto de menú „IG-NR“ con las teclas „arriba“ o „abajo“
5. Pulsar la tecla „Enter“

▲ ▼

- Se muestra el número del inversor, el primer dígito parpadea

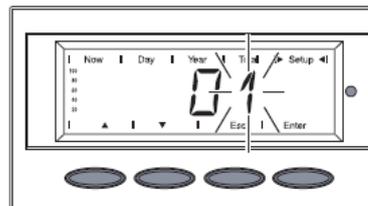


6. Seleccionar un número para el primer dígito con las teclas „arriba“ o „abajo“

▲ ▼

7. Pulsar la tecla „Enter“

- el segundo dígito parpadea

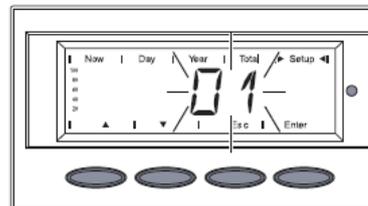


8. Seleccionar un número para el segundo dígito con las teclas „arriba“ o „abajo“

▲ ▼

9. Pulsar la tecla „Enter“

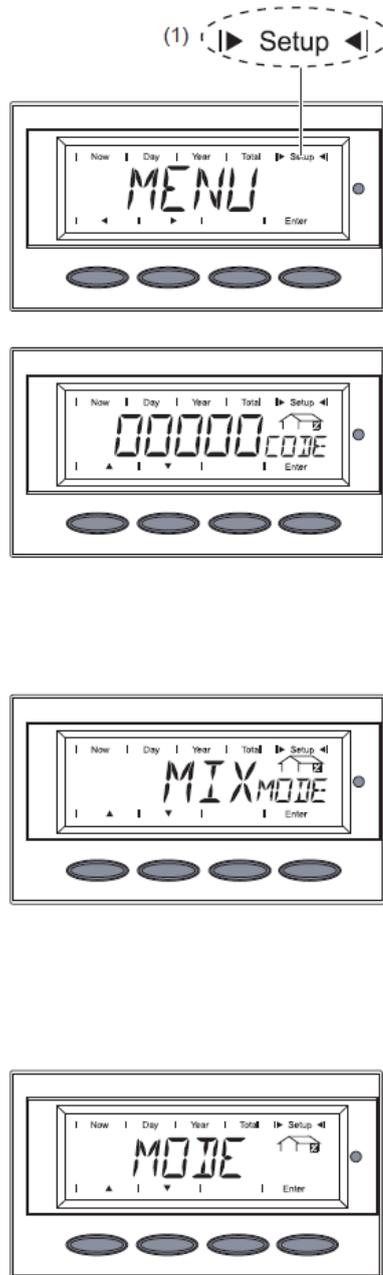
- El número ajustado del inversor parpadea



10. Pulsar la tecla „Enter“
- Se acepta el número

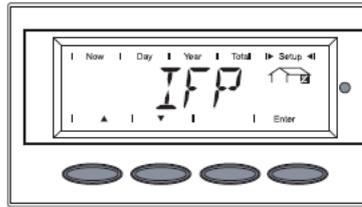
11. Pulsar la tecla „Esc“ para salir del punto de menú „IG-Nr“

Seleccionar el protocolo de interfaz



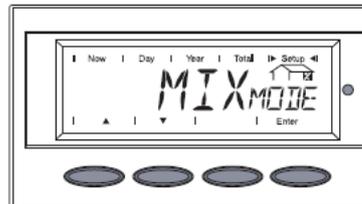
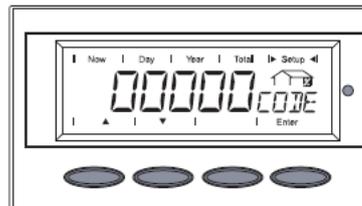
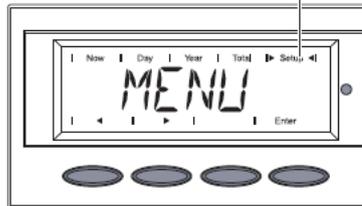
1. Cambiar al nivel del menú (pulsar la tecla „Menú“)
 2. Seleccionar el modo „Configuración“ (1) con las teclas „izquierda“ o „derecha“
◀ ▶
 3. Pulsar la tecla „Enter“
- Se muestra „Stand_{by}“
 4. Pulsar inmediatamente cinco veces la tecla „Menú“
- '00000_{CODE}' aparece
 5. Cambiar el número que está parpadeando con las teclas „arriba“ o „abajo“
▲ ▼
 6. Confirmar el número correspondiente con la tecla „Enter“
 7. Introducir el código numérico 22742
 8. Pulsar la tecla „Enter“ después de haber introducido todos los números
- La indicación parpadea
 9. Volver a pulsar „Enter“
- Se muestra „MIX_{Mode}“
- ¡Importante!** En caso de inversores con una sola etapa de potencia se muestra „DC_{Mode}“.
10. Seleccionar „COMM“ con las teclas „arriba“ o „abajo“
▲ ▼
 11. Confirmar la entrada con la tecla „Enter“
- Se muestra „MODE“
 12. Confirmar la entrada con la tecla „Enter“

Seleccionar el protocolo de interfaz
(continuación)



Ajustar la tasa de baudios del inversor

(1) Setup



- Se muestra „IFP“
- 13. Seleccionar „IFP“ o „Dat_{com}“ con las teclas „arriba“ o „abajo“
- ▲ ▼
- 14. Confirmar la entrada con la tecla „Enter“
 - El tipo de protocolo ha cambiado
 - Se muestra „Mode“

1. Cambiar al nivel del menú (pulsar la tecla „Menú“)
2. Seleccionar el modo „Configuración“ (1) con las teclas „izquierda“ o „derecha“
- ◀ ▶
3. Pulsar la tecla „Enter“
 - Se muestra „Stand_{by}“
4. Pulsar inmediatamente cinco veces la tecla „Menú“
 - ‘00000_{CODE}‘ aparece
5. Cambiar el número que está parpadeando con las teclas „arriba“ o „abajo“
6. Confirmar el número correspondiente con la tecla „Enter“
7. Introducir el código numérico 22742
8. Pulsar la tecla „Enter“ después de haber introducido todos los números
 - La indicación parpadea
9. Volver a pulsar „Enter“
 - Se muestra „MIX_{Mode}“

¡Importante! En caso de inversores con una sola etapa de potencia se muestra „DC_{Mode}“.

10. Seleccionar „COMM“ con las teclas „arriba“ o „abajo“
11. Confirmar la entrada con la tecla „Enter“
 - Se muestra „MODE“
12. Seleccionar „IFP“ con las teclas „arriba“ o „abajo“
13. Confirmar la entrada con la tecla „Enter“

Ajustar la tasa de baudios del inversor
(continuación)



- Se muestra „Baud“

14. Seleccionar „BAUD“ con las teclas „arriba“ o „abajo“
15. Confirmar la entrada con la tecla „Enter“ (5)

- Se muestra un valor entre 2400 y 19200

16. Seleccionar el valor deseado para la tasa de baudios con las teclas „arriba“ o „abajo“
17. Confirmar la entrada con la tecla „Enter“
18. Salir del menú con la tecla „Esc“

Después de salir de la estructura del menú, el inversor realiza una prueba de arranque.

En este tiempo se muestra „Start_{Up}“.



Control dinámico de potencia

CDP- 0, CDP- G



MANUAL DE INSTRUCCIONES

(M98250001-01-15A)



1.- COMPROBACIÓN EN LA RECEPCIÓN

A la recepción del equipo compruebe los siguientes puntos:

- a) El equipo se corresponde con las especificaciones de su pedido.
- b) El equipo no ha sufrido desperfectos durante el transporte.
- c) Realice una inspección visual externa del equipo antes de conectarlo.
- d) Compruebe que está equipado con:
 - Una guía de instalación.



Si observa algún problema de recepción contacte de inmediato con el transportista y/o con el servicio postventa de **CIRCUTOR**.

2.- DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO

Los equipos **CDP** son una familia de controladores dinámicos de potencia por desplazamiento del punto de trabajo del campo solar, que permiten regular el nivel de generación del inversor en función del consumo del usuario.



El equipo dispone de:

- 1 canal de comunicaciones **Ethernet** que permite la monitorización “*Online*” desde cualquier PC o dispositivo móvil que tenga navegador web.
- **Display** de 2 líneas de 20 caracteres, que nos permite visualizar todas las variables eléctricas que mide el equipo.
- **6 LEDs** de indicación para poder conocer en todo momento el estado de las comunicaciones y de la alarma.
- **4 teclas** para desplazarse por el menú.

EL modelo **CDP-G** puede realizar la gestión de hasta 3 cargas no críticas.

3.- INSTALACIÓN DEL EQUIPO

3.1.- RECOMENDACIONES PREVIAS

	<p>Para la utilización segura del equipo es fundamental que las personas que lo manipulen sigan las medidas de seguridad estipuladas en las normativas del país donde se está utilizando, usando el equipo de protección individual necesario y haciendo caso de las distintas advertencias indicadas en este manual de instrucciones.</p>
---	--

La instalación del equipo **CDP** debe ser realizada por personal autorizado y cualificado.

Antes de manipular, modificar el conexionado o sustituir el equipo se debe quitar la alimentación y desconectar la medida. Manipular el equipo mientras está conectado es peligroso para las personas.

Es fundamental mantener los cables en perfecto estado para eliminar accidentes o daños a personas o instalaciones.

El fabricante del equipo no se hace responsable de daños cualesquiera que sean en caso de que el usuario o instalador no haga caso de las advertencias y/o recomendaciones indicadas en este manual ni por los daños derivados de la utilización de productos o accesorios no originales o de otras marcas.

En caso de detectar una anomalía o avería en el equipo no realice con él ninguna medida.

Verificar el ambiente en el que nos encontramos antes de iniciar una medida. No realizar medidas en ambientes peligrosos o explosivos.

	<p>Antes de efectuar cualquier operación de mantenimiento, reparación o manipulación de cualquiera de las conexiones del equipo se debe desconectar el aparato de toda fuente de alimentación tanto de la propia alimentación del equipo como de la medida.</p> <p>Cuando sospeche un mal funcionamiento del equipo póngase en contacto con el servicio postventa.</p>
---	--

3.2.- INSTALACIÓN

La instalación del equipo se realiza en carril DIN 46277 (EN 50022). Todas las conexiones quedan en el interior del cuadro eléctrico.

	<p>Con el equipo conectado, los bornes, la apertura de cubiertas o la eliminación de elementos, puede dar acceso a partes peligrosas al tacto. El equipo no debe ser utilizado hasta que haya finalizado por completo su instalación.</p>
---	---

3.3.- MARCAJE EN LÁSER

En la visión frontal del **CDP** podemos ver que se ha marcado en láser la identificación numérica de los bornes y los símbolos asociados a sus distintas funciones.

En la visión lateral, podemos observar las características eléctricas del equipo, y un esquema de su conexión monofásica, en el que se indica la conexión de la medida de la potencia del usuario, de la red eléctrica y del Inversor.

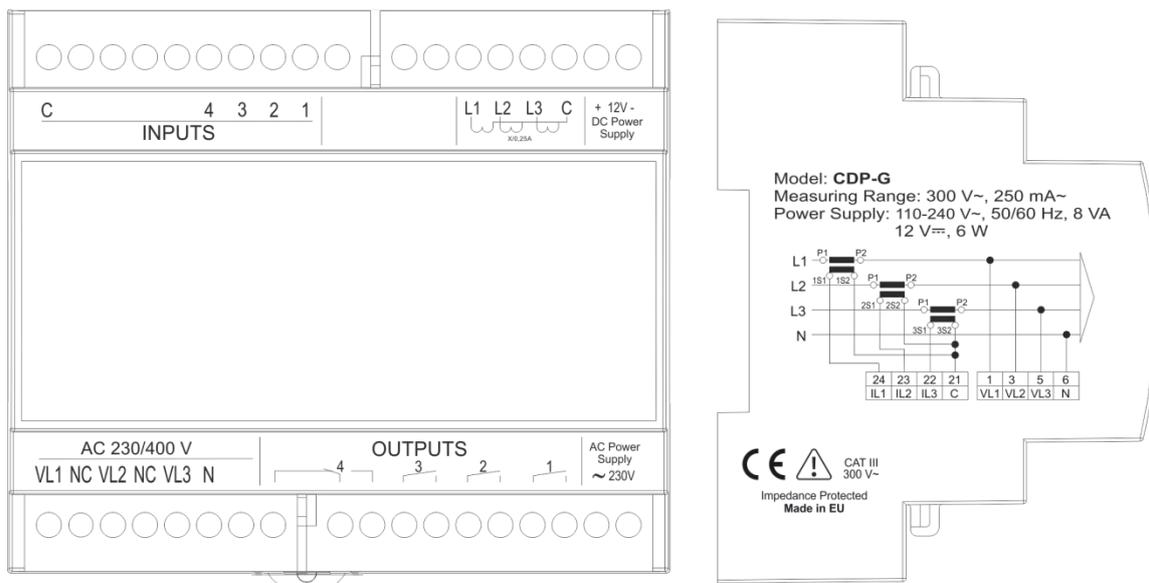


Figura 1: Descripción del marcaje láser.

3.4.- BORNES DEL EQUIPO

Tabla 2: Relación de bornes del CDP.

Bornes del equipo	
1: Medida de tensión VL1	17: Alimentación alterna
3: Medida de tensión VL2	18: Alimentación alterna
5: Medida de tensión VL3	19: Alimentación continua (-)
6: Neutro de medida de tensión	20: Alimentación continua (+)
8: Relé de corriente inversa 4 / Relé auxiliar 4 (NC)	21: Común medida corriente
9: Relé corriente inversa 4 / Relé auxiliar 4 (COM)	22: Medida corriente L3
10: Relé corriente inversa 4 / Relé auxiliar 4 (NA)	23: Medida corriente L2
11: Relé auxiliar 3	24: Medida corriente L1
12: Relé auxiliar 3	28: Entrada digital 1
13: Relé auxiliar 2	29: Entrada digital 2
14: Relé auxiliar 2	30: Entrada digital 3
15: Relé auxiliar 1	31: Entrada digital 4
16: Relé auxiliar 1	36: Común de las entradas digitales

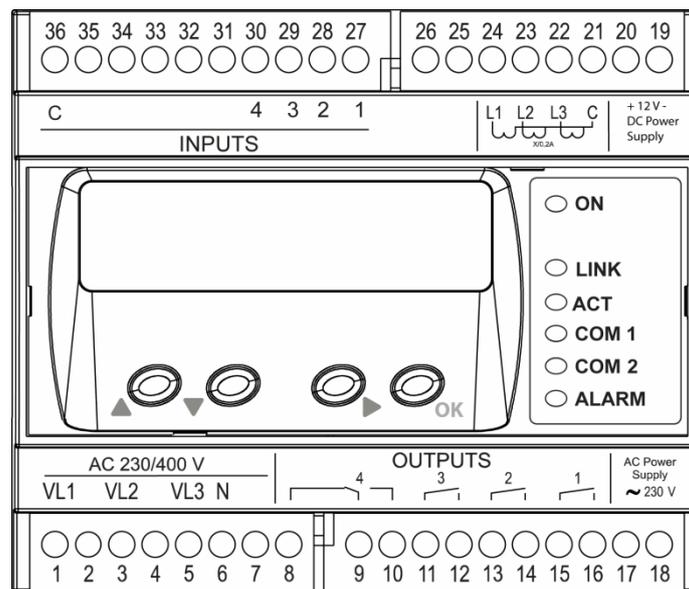


Figura 2: Bornes del CDP

3.5.- ESQUEMAS DE CONEXIONADO

Tabla 3: *Equivalencias entre la conexión monofásica y trifásica.*

Equivalencia de la conexión monofásica y trifásica		
Conexión	Conexión monofásica	Conexión trifásica
VL1 – IL1	Consumo del usuario	Consumo de la fase 1
VL2 – IL2	Consumo de la red eléctrica	Consumo de la fase 2
VL3 – IL3	Potencia inyectada por el inversor	Consumo de la fase 3

3.5.1. ALIMENTACIÓN AUXILIAR

El equipo dispone de unos bornes para alimentarlo con tensión alterna (17-18) o bien con continua (19-20):

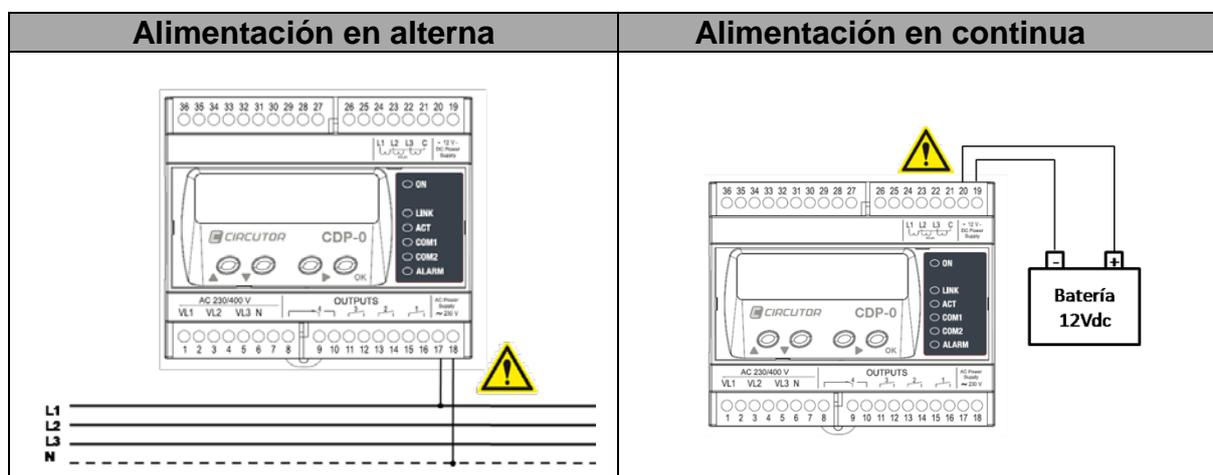


Figura 3: Conexión de la alimentación en alterna y en continua.

3.5.2. CONEXIONADO DE LAS COMUNICACIONES

El **CDP** dispone de tres canales de comunicaciones a los que denominamos R1, R2 y R3.

Tabla 4: *Descripción de los canales de comunicaciones.*

Descripción de los canales de comunicaciones	
Canal	Descripción del canal
R1	Canal de comunicaciones Ethernet
R2	Canal de comunicaciones con el inversor: RS422/RS485/RS232
R3	Canal de comunicaciones con los elementos de medida externos: RS485

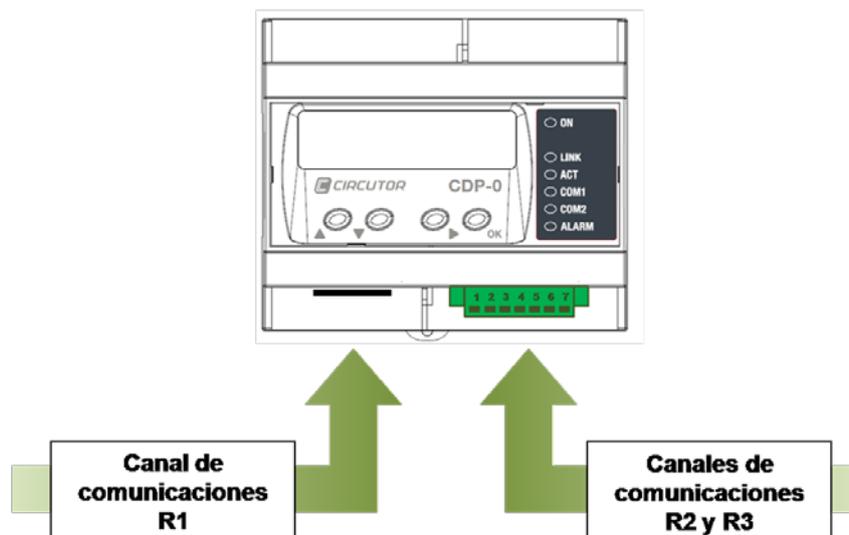


Figura 4: Canales de comunicaciones.

La descripción de los bornes del conector extraíble es la siguiente:

Tabla 5: Descripción de los bornes del canal R2.

Descripción del conector de comunicaciones del canal R2			
Terminales	Descripción del borne		
	RS-422	RS-485	RS-232
1	TxD +	A+	CTS
2	RxD -	NC ⁽¹⁾	RTS
3	TxD -	B -	RX
4	RxD +	NC ⁽¹⁾	TX
5	GND	GND	GND

⁽¹⁾ **NC:** No se conecta.

Tabla 6: Descripción de los bornes del canal R3.

Descripción del conector de comunicaciones del canal R3			
Terminales	Descripción del borne	Canal de comunicaciones	
5	GND	RS-485	
6	B -		
7	A +		

El canal R2 se utiliza para las comunicaciones con el inversor y el R3 para crear una red con los equipos auxiliares que permiten medir la potencia en las instalaciones trifásicas.

Nota: Para un correcto funcionamiento de las comunicaciones RS-485 conectar siempre el borne de GND.

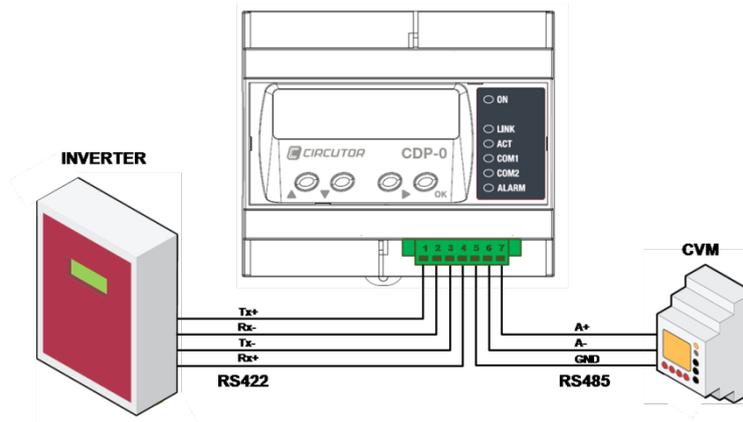


Figura 5: Comunicaciones con el inversor y el CVM Mini.

Esquema de conexionado de las comunicaciones del **CDP** con el CVM Mini externo:

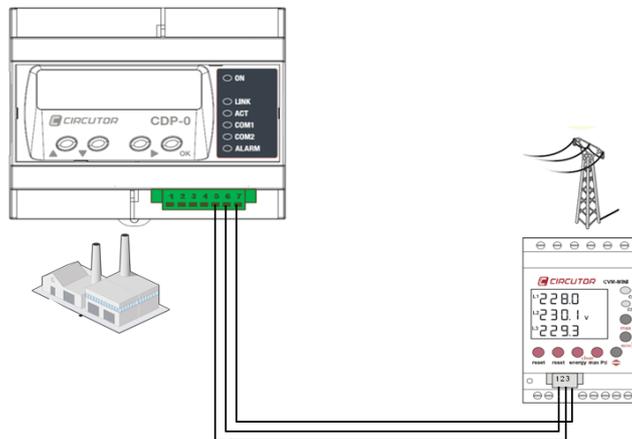


Figura 6: Conexión del CDP con el CVM Mini externo.

Tabla 7: Conexionado de las comunicaciones entre el CDP y el CVM Mini.

Correspondencia entre el conexionado del CDP y el CVM Mini			
CDP		CVM Mini	
Borne	Descripción	Borne	Descripción
5	GND	2	GND
6	B-	1	B -
7	A+	3	A +

Para que el **CDP** se pueda comunicar con el CVM Mini externo, éste se debe configurar de acuerdo con la **Tabla 8**:

Tabla 8: Configuración del CVM Mini externo.

Configuración del CVM Mini externo	
Parámetro	Valor
Número de periférico	configurable
Bauds	configurable
Bits	8
Paridad	NO
Stop bits	1 Stop bit

Se recomienda que se utilice un cable de categoría 5e FTP o superior, además se debería utilizar un par trenzado para cada pareja de señal diferencial.

3.5.3. CONEXIONADO DE LA MEDIDA DE LA TENSIÓN Y LA CORRIENTE

Para la medida de corriente el **CDP** utiliza los transformadores MC1 o MC3 con una corriente de secundario de 250 mA.

Tabla 9: Modelos de transformadores de medida de corriente.

Modelos de transformadores	
MC3 – transformador trifásico	MC1- 1 transformador por fase
	
Modelos de: 63, 125 y 250 A.	Modelos: 150/200/250A, 250/400/500A, 50/100/150A, 500/1000/1500A, 1000/1500/2000 A Cada transformador tiene 3 rangos de relación cambiando un cable de conexión y la relación escogida en el equipo de medida.

CDP-0

Controlador dinámico de potencia



Descripción

El **CDP-0** es un controlador dinámico de potencia por desplazamiento del punto de trabajo del campo solar, que permite regular el nivel de generación de un inversor en una instalación fotovoltaica, en función del consumo del usuario. El **CDP-0** tiene por objetivo ajustar el nivel de producción de energía de uno o varios inversores en una instalación fotovoltaica al consumo del usuario. De esta forma, se consigue eliminar la inyección de potencia a la red en aquellas regiones en las que no está permitido.

La principal ventaja del **CDP-0** es que al incorporar *drivers* de las principales marcas de inversores*, la regulación de la producción fotovoltaica se puede hacer de forma muy precisa, a diferencia de otros métodos más antiguos donde el control se hace por relés y por tanto solo se pueden ajustar unos pocos valores de potencia.

En instalaciones monofásicas, el **CDP-0** permite monitorizar y registrar el consumo de energía del usuario, la producción de energía fotovoltaica y el consumo (o inyección) de la red eléctrica. En instalaciones trifásicas, el **CDP-0** permite monitorizar y registrar el consumo de energía del usuario y mediante un analizador de redes externo, monitorizar y registrar la producción de energía fotovoltaica y el consumo (o inyección) de la red eléctrica.

Algunas de las principales características del **CDP-0** son:

- Gestionar las principales marcas de inversores* y varios inversores por instalación
- Monitorización vía web (Smartphone, Tablet o PC)
- *Datalogger* y descarga de fichero .csv con datos históricos de consumos vía web
- Múltiples opciones de regulación vía web
- Pantalla con información de consumo, producción FV y consumo de red
- Posibilidad de utilización de analizadores de redes para aumentar información
- Doble protección contra inyección a red
- Comunicaciones Modbus/TCP para integración en SCADA

* Consultar en la página web la lista actual de inversores gestionados.

Aplicaciones

- Instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo sin inyección a red
- Instalaciones fotovoltaicas con sistema de monitorización
- Instalaciones fotovoltaicas con regulación de la inyección a red
- Sistema remoto de monitorización y registro de balance energético (con o sin inyección a red)

Características técnicas

Circuito alimentación	Tensión nominal (Tolerancia)	230 Vc.a. (80...115%)
	Frecuencia	50...60 Hz
	Consumo	6 VA
	Tensión nominal	12 Vc.c.
	Consumo	6 W
Circuito de medida de tensión	Margen de medida	10...300 Vc.a.
	Frecuencia	50...60 Hz
Circuito de medida de corriente	Corriente nominal	.../250 mA
	Corriente máxima	.../300 mA
Clase de precisión	Potencia	0,5%
	Energía	1,0%
Salidas de relé	Número	4
	Tipo	Libre de potencial
	Corriente máxima de maniobra	6 A
Comunicaciones	Interfaz de usuario	Ethernet
	Comunicación con el inversor	RS-232, RS-485, RS-422
	Comunicación con otros equipos	RS-485
Características mecánicas	Dimensiones	6 módulos DIN
	Material	Plástico UL94 - V0 Autoextinguible
	Peso	250 gr
Condiciones ambientales	Temperatura de trabajo	-25...+70 °C
	Humedad relativa	95% sin condensación
Normas	Seguridad de equipos eléctricos de medida y control IEC 61010-1:2010, compatibilidad electromagnética IEC 61000-6-2:2005, y IEC 61000-6-4:2011	

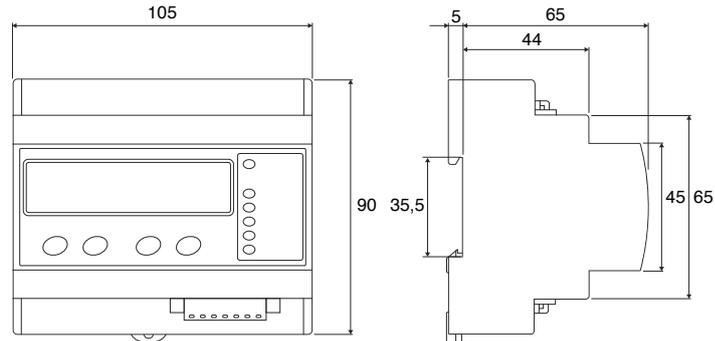
CDP-0

Controlador dinámico de potencia

Referencias

Tipo	Código	Descripción
CDP-0	E51001	Controlador Dinámico de Potencia, Inyección Cero

Dimensiones



Visualización Web

CIRCUTOR Energy

1120 W 14%

1115 W

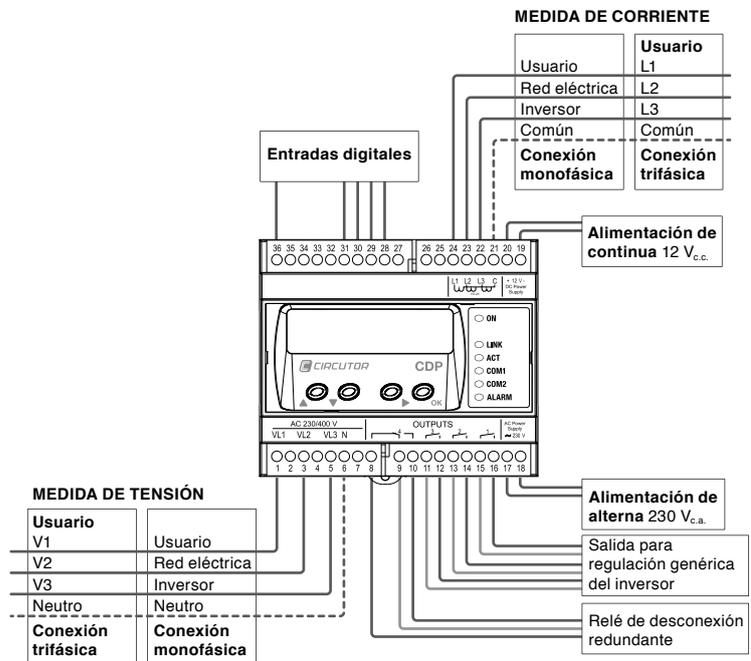
1184 W

69 W

De: 20/05/2013 A: 20/05/2013

Bajar Registro

Conexiones





ANALIZADOR DE REDES

SERIE CVM-MINI

MANUAL DE INSTRUCCIONES

M98174001-01-09A

CIRCUTOR, SA

ÍNDICE

1 INSTRUCCIONES BÁSICAS	3
1.1 Comprobaciones a la recepción	3
1.2 Características generales	3
1.3 Magnitudes eléctricas	3
1.4 Otras características	4
1.5 Modelos disponibles	4
2 INSTALACIÓN Y PUESTA EN MARCHA	5
2.1 Instalación	5
2.1.1 Tensión de alimentación	5
2.1.2 Tensión máxima en el circuito de medida de tensión	5
2.1.3 Corriente máxima permanente en el circuito de corriente	5
2.1.4 Características salida transistor	5
2.1.5 Características sonda temperatura	5
2.1.6 Condiciones de trabajo	6
2.1.7 Seguridad	6
2.2 Puesta en marcha	6
2.2.1 Denominación de bornes	6
2.2.2 Esquemas de conexionado	7
3 FUNCIONAMIENTO	7
3.1 Teclado	8
3.2 Configuración de defecto	8
3.2.1 Visualización de defecto	9
3.2.2 Indicadores LED	10
4 SET-UP de CONFIGURACIÓN	10
4.1 Set-Up Medida	10
4.1.1 Relaciones de Transformación	11
4.1.1.1 Primario de Tensión	11
4.1.1.2 Secundario de Tensión	11
4.1.1.3 Primario de corriente	11
4.1.1.4 Secundario de corriente	12
4.1.2 Medida en 2 ó 4 cuadrantes	12
4.1.3 Parametrización del Máxímetro	13
4.1.3.1 Magnitud integrada	13
4.1.3.2 Período de integración	13
4.1.3.3 Borrado del valor de máxímetro	14
4.1.4 Visualización y back-light	14
4.1.4.1 Selección de pantallas a visualizar por display	14
4.1.4.2 Selección de la página de inicio	14
4.1.4.3 Back-light (Retro-iluminación del display)	15
4.1.5 Borrado de los contadores de energía	15
4.1.6 Programación THd o d	15
4.1.7 Salida digital de transistor (2)	15
4.1.7.1 Impulso por n <i>KW·h</i> o <i>Kvar·h</i> consumido o generado	16
4.1.7.2 Condición de Alarma	16
4.2 Set-Up de Comunicación	19
4.2.1 Configuración de defecto	19
4.2.2 Número de periférico	20
4.2.3 Velocidad de transmisión	20
4.2.4 Paridad	20
4.2.5 Bits de datos	21
4.2.6 Protección de los datos de Set-Up mediante password	21
5 ANEXO – SERIE CVM-MINI-ITF-HAR-RS485-C2	22
6 PROTOCOLO MODBUS RTU	22
6.1 Mapa de memoria MODBUS	23
6.2 Diagrama de Conexión RS485	26
7 SERVICIO TÉCNICO	26

1 INSTRUCCIONES BÁSICAS

Este manual pretende ser una ayuda en la instalación y manejo del analizador de redes tipo CVM-MINI para obtener las mejores prestaciones del mismo.

1.1 Comprobaciones a la recepción

A la recepción del instrumento compruebe los siguientes puntos:

- El aparato corresponde a las especificaciones de su pedido.
- Compruebe que el aparato no ha sufrido desperfectos durante el transporte.
- Compruebe que está equipado con el manual instrucciones adecuado.



Para la utilización segura del **CVM-MINI** es fundamental que las personas que lo instalen ó manipulen, sigan las medidas de seguridad habituales, así como las distintas advertencias indicadas en dicho manual de instrucciones.

La instalación y mantenimiento de este analizador debe ser efectuado por personal cualificado.

1.2 Características generales

El analizador de panel **CVM-MINI** es un instrumento de medida programable; ofrece una serie de posibilidades de empleo, las cuales pueden seleccionarse mediante menús de configuración en el propio instrumento. Antes de poner en marcha el analizador, lea detenidamente los apartados de: alimentación, conexionado y programación, y elija la forma de operación más conveniente para obtener los datos deseados.

El **CVM-MINI** mide, calcula y visualiza los principales parámetros eléctricos de redes industriales trifásicas equilibradas o desequilibradas.

La medida se realiza en verdadero valor eficaz, mediante tres entradas de tensión alterna y neutro, y tres entradas de corriente, para la medida de secundarios $I_N / 1A$ ó $I_N / 5A$, procedentes de los transformadores de medida exteriores.

Figura 1 . [CVM-MINI]



El **CVM-MINI** permite la visualización de todos los parámetros eléctricos, mediante su display LCD retroiluminado, visualizando tres parámetros eléctricos instantáneos, máximos o mínimos en cada salto de pantalla.

1.3 Magnitudes eléctricas

Mediante su procesador interno, el **CVM-MINI** muestra por pantalla y por comunicación (según modelo), más de 100 magnitudes, las cuales podrán ser de naturaleza monofásica o trifásicas. La visualización de dichas magnitudes, podrá o no obviarse por pantalla, según la programación previa realizada en el equipo.

MAGNITUD	UNIDAD	L1	L2	L3	III
Tensión Simple	V_{f-n}	•	•	•	
Tensión Compuesta	V_{f-f}	•	•	•	
Corriente	A	•	•	•	••
Frecuencia	Hz	•			
Potencia Activa	kW	•	•	•	•
Potencia Reactiva L	$kvarL$	•	•	•	•
Potencia Reactiva C	$kvarC$	•	•	•	•
Potencia Aparente	kVA	•	•	•	•
Factor de Potencia	PF	•	•	•	•
$\cos \varphi$	$\cos \varphi$				•
Máxima Demanda	Pd	•	•	•	•
Corriente de Neutro	I_N			•	
THD de Tensión	$\% THD - V$	•	•	•	
THD de Corriente	$\% THD - A$	•	•	•	
kWh (consumo y generación)	$W \cdot h$				•
kvarh.L (consumo y generación)	$W \cdot h$				•
kvarh.C (consumo y generación)	$W \cdot h$				•
kVAh (consumo y generación)	$W \cdot h$				•
Descomposición armónica (V y A) *	$\%$	•	•	•	15th
Temperatura	$^{\circ}C$		•		

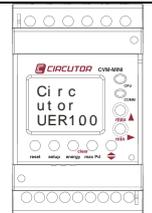
- (•) Disponible por display y comunicaciones.
- (••) Disponible sólo por comunicaciones.
- (*) Descomposición armónica en modelo HAR.

1.4 Otras características

- Instrumento de dimensiones reducidas 85x52x70mm (3 pasos).
- Medición en verdadero valor eficaz (TRMS).
- Valores instantáneos, máximos y mínimos de cada parámetro.
- Función medidor de energía.
- Contador de 1 GW·h en energía consumida.
- Contador de 100 MW·h en energía generada.
- Display LCD retro-iluminado.
- Comunicación RS485 (Modbus RTU®) incorporado.
- Sonda de temperatura incorporada en el interior del equipo.

1.5 Modelos disponibles

CÓDIGO	REFERENCIA
M52000	CVM-MINI-Shunt
M52010	CVM-MINI-ITF
M52021	CVM-MINI-ITF-RS485-C2
M52031	CVM-MINI-ITF-HAR-RS485-C2
M52022	CVM-MINI-ITF-Plus-RS485-C2



2 INSTALACIÓN Y PUESTA EN MARCHA

El presente manual contiene información y advertencias, que el usuario debe respetar para garantizar un funcionamiento seguro del analizador, manteniéndolo en buen estado en cuanto a seguridad. El analizador no debe ser alimentado hasta su colocación definitiva dentro del cuadro eléctrico.

Si se manipula el equipo de forma no especificada por el fabricante, la protección del equipo puede resultar comprometida.

Cuando sea probable que el equipo haya perdido la protección de seguridad (al presentar daños visibles), debe ser desconectado de la alimentación auxiliar. En este caso, póngase en contacto con un representante de servicio técnico cualificado.

2.1 Instalación

Antes de alimentar el equipo, deberá tenerse en cuenta las características técnicas referentes a:

2.1.1 Tensión de alimentación

Alimentación modelo Estándar:	Monofásica 230 v a.c.
Alimentación modelo Plus:	85...265 V c.a. / 95...300 V c.c.
Frecuencia:	50 Hz ... 60 Hz
Tolerancia alimentación:	-15 % / +10%
Bornes conexión:	14 - 15
Consumo del equipo:	3 VA

2.1.2 Tensión máxima en el circuito de medida de tensión

Tensión:	300 V ~ c.a. fase-neutro 520 V ~ c.a. fase-fase
Frecuencia:	50 Hz ... 60 Hz

2.1.3 Corriente máxima permanente en el circuito de corriente

En escala $I_N/1A$:	1,2 Amperios
En escala $I_N/5A$:	6,0 Amperios

2.1.4 Características salida transistor

Transistor tipo NPN:	Opto-aislado / Colector Abierto
Tensión máxima de maniobra:	24 V.d.c.
Intensidad máxima de maniobra:	50 mA
Frecuencia máxima:	5 impulsos / segundo
Duración impulso:	100 ms

2.1.5 Características sonda temperatura

El CVM-MINI dispone de una sonda de temperatura interna. La sonda tiene una precisión $\pm 2^\circ\text{C}$ y un rango de medida de temperatura de -10°C $+50^\circ\text{C}$.

Se ha estimado que la temperatura en el interior del CVM-MINI + $14,0^\circ\text{C}$ superior que la del interior del armario donde esta instalado, si éste no dispone de ventilación, en caso de que disponga de ventilación forzada la temperatura del CVM es $3,5^\circ\text{C}$ superior.

2.1.6 Condiciones de trabajo

Temperatura de trabajo:	-10 °C / +50°C
Humedad relativa:	5 a 95 % HR (sin condensación)
Altitud:	Hasta 2.000 metros

2.1.7 Seguridad

Diseñado para instalaciones categoría III 300 V ~ c.a. (EN 61010).
 Protección al choque eléctrico por doble aislamiento clase II.

2.2 Puesta en marcha

La instalación del equipo se realiza en carril DIN 46277 (EN 50022). Todas las conexiones quedan en el interior del cuadro eléctrico.

Tener en cuenta que con el equipo conectado, los bornes pueden ser peligrosos al tacto, y la apertura de cubiertas ó eliminación de elementos puede dar acceso a partes peligrosas al tacto. El equipo no debe ser utilizado hasta que haya finalizado por completo su instalación.

El equipo debe conectarse a un circuito de alimentación protegido con fusibles tipo gl (IEC 269) ó tipo M, comprendido entre 0.5 y 2 A. Deberá estar previsto de un interruptor magneto-térmico o dispositivo equivalente para desconectar el equipo de la red de alimentación. El circuito de alimentación y de medida de tensión se conectará con cable de sección mínima 1 mm².

La línea del secundario del transformador de corriente será de sección mínima de 2,5 mm².

2.2.1 Denominación de bornes

BORNE	DESCRIPCIÓN BORNE
1	Entrada corriente AL1 - S1
2	Entrada corriente AL1 - S2
3	Entrada corriente AL2 - S1
4	Entrada corriente AL2 - S2
5	Entrada corriente AL3 - S1
6	Entrada corriente AL3 - S2
7	Salida transistor RL2
8	Común salida transistor
9	Salida transistor RL1
10	Medida VL3
11	Medida VL2
12	Medida VL1
13	Medida V Neutro
14	Entrada tensión alimentación
15	Entrada tensión alimentación
A	RS-485 (+)
S	RS-485 (GND)
B	RS-485 (-)

The diagram illustrates the internal wiring of the device. It shows a power supply section with terminals 14 and 15. Three current measurement points (L1, L2, L3) are connected to terminals 1, 2, 3, 4, 5, and 6. Voltage measurement points (S1, S2, P1, P2) are connected to terminals 7, 8, 9, and 10. The RS-485 communication lines (A, S, B) are connected to terminals 11, 12, and 13. A warning symbol indicates high voltage (CAT III 300V~).

2.2.2 Esquemas de conexionado

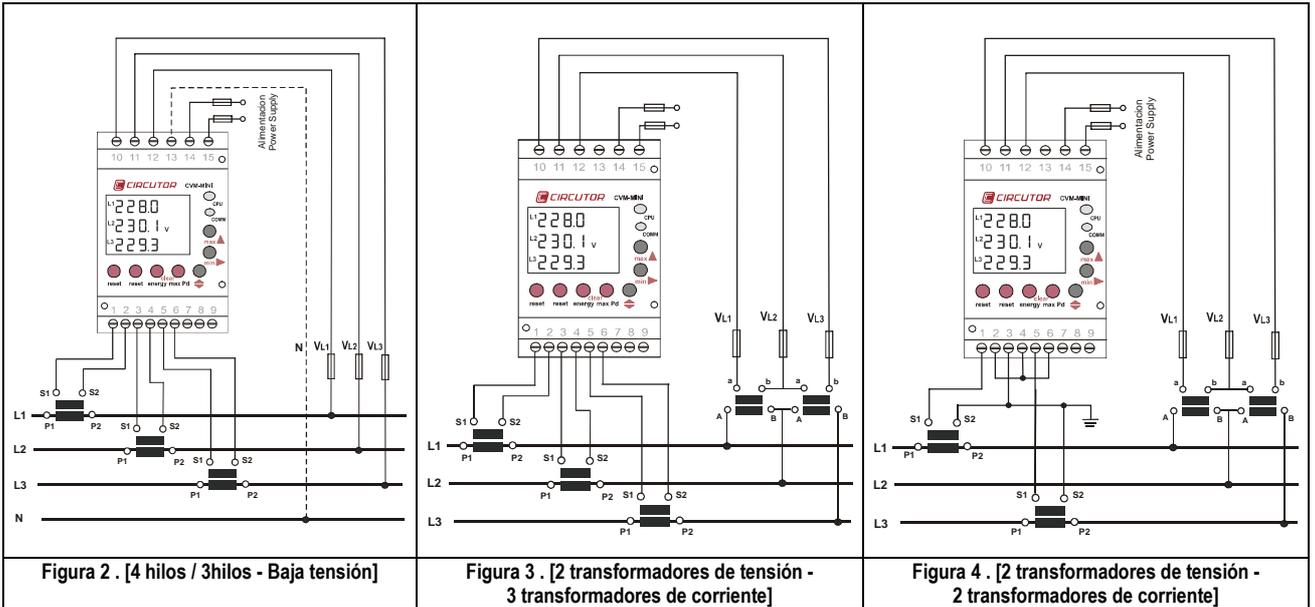


Figura 2 . [4 hilos / 3hilos - Baja tensión]

Figura 3 . [2 transformadores de tensión - 3 transformadores de corriente]

Figura 4 . [2 transformadores de tensión - 2 transformadores de corriente]

3 FUNCIONAMIENTO

Cuando se aplica alimentación al **CVM-MINI**, el equipo inicializa su software interno indicando por pantalla la versión de firmware y configuración del mismo. Tras unos segundos el equipo está preparado para su funcionamiento, mostrando todas las pantallas disponibles.

Una vez inicializado el Analizador de Redes, mostrará las magnitudes eléctricas programadas mediante el *Set-Up* de medida. Ante una ausencia de programación previa, el analizador mostrará por pantalla la tensión entre fase y neutro de L1, L2 y L3.

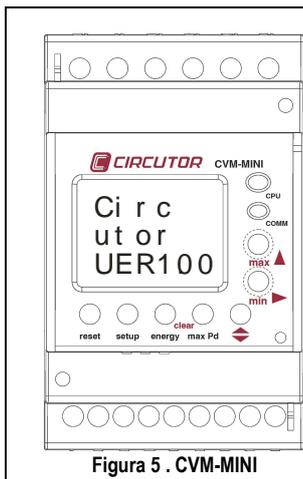


Figura 5 . CVM-MINI

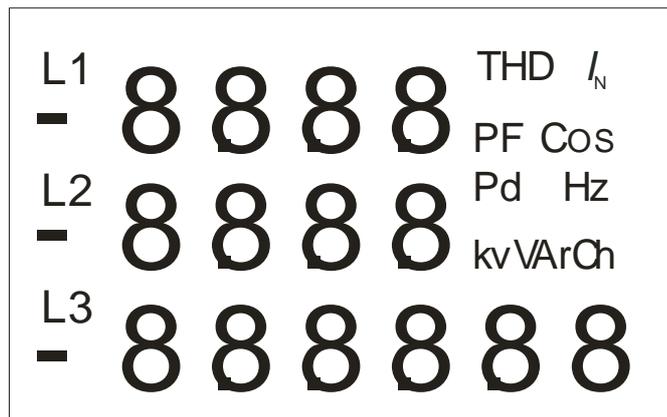


Figura 6 . Display CVM-MINI - LCD SEGMENTOS

Sistema MC3

- ✓ Es un conjunto de transformadores compactos trifásicos de medida de 63 A, 125 A y de 250 A.
- ✓ Adaptado para los contadores y analizadores de redes serie EDMk, CVM-MINI, CVM-NRG 96, CVM-NET y CVM-NET4 tipo MC.



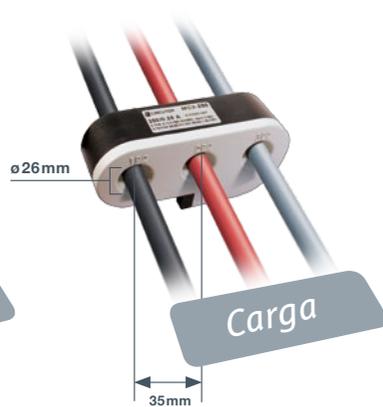
MC3 63 A



MC3 125 A



MC3 250 A



Referencias

Monofásicos

MC1-20	Tres relaciones	150 / 200 / 250 A	M73113
MC1-30	Tres relaciones	250 / 400 / 500 A	M73114
MC1-35	Tres relaciones	50 / 100 / 150 A	M73116
MC1-55	Tres relaciones	500 / 1000 / 1500 A	M73115
MC1-80	Tres relaciones	1000 / 1500 / 2000 A	M73117

*Para una línea trifásica se necesitan 3 transformadores del mismo modelo y rango.

Trifásicos compactos

MC3-63 A	M73121
MC3-125 A	M73122
MC3-250 A	M73123

Equipos asociados

Analizadores de redes para panel	Código
CVM NRG96-ITF-MC	M51J00
CVM NRG96-ITF-MC-RS-485-C2	M51J11
Analizadores de redes para carril DIN	
CVM MINI-ITF-MC	M52070
CVM MINI-ITF-MC-RS-485-C2	M52081
CVM MINI-MC-ITF-Ethernet-C2 MC	M520L1
CVM MINI-MC-ITF-HAR-RS485-C2	M520M1
CVM NET-ITF-MC-RS-485-C2	M54B31
CVM NET4-ITF-MC-RS485-C4	M55732
Contadores de energía para carril DIN	
EDMk-ITF-MC2	M31771
EDMk-ITF-MC-RS-485-C2	M31781

www.circutor.es

CIRCUTOR, SA - Vial Sant Jordi, s/n
08232 Viladecavalls (Barcelona) España
Tel. (+34) 93 745 29 00 - Fax: (+34) 93 745 29 14
central@circutor.es



MC1 / MC3

Transformadores eficientes

La medida con clase



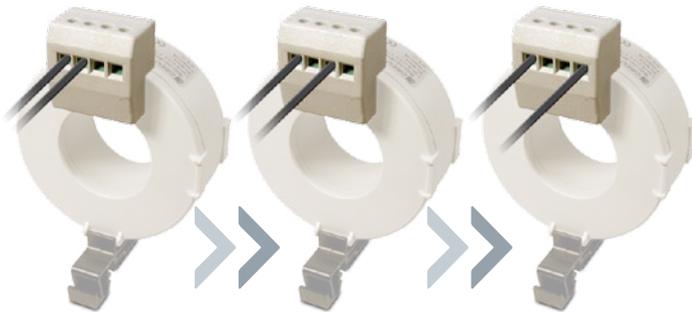
Sistema MC1

✓ Nueva gama de transformadores multirango unipolares, cuya instalación puede realizarse también en instalaciones de tipo monofásico (1 x MC1) o trifásico (3 x MC1)

- **MC1 20:** Diámetro de 20 mm y medida multirango de 150 - 200 - 250 A
- **MC1 30:** Diámetro de 30 mm y medida multirango de 250 - 400 - 500 A
- **MC1 35:** Diámetro de 35 mm y medida multirango de 50 - 100 - 150 A
- **MC1 55:** Diámetro de 55 mm y medida multirango de 500 - 1000 - 1500 A
- **MC1 80:** Diámetro de 80 mm y medida multirango de 1000 - 1500 - 2000 A



Elija la relación de transformación en un mismo transformador



MC1-20 150 A	»»	MC1-20 200 A	»»	MC1-20 250 A
MC1-30 250 A	»»	MC1-30 400 A	»»	MC1-30 500 A
MC1-35 50 A	»»	MC1-35 100 A	»»	MC1-35 150 A
MC1-55 500 A	»»	MC1-55 1000 A	»»	MC1-55 1500 A
MC1-80 1000 A	»»	MC1-80 1500 A	»»	MC1-80 2000 A

Optimice el espacio de sus cuadros eléctricos

Transformadores trifásicos de medida eficientes, especialmente diseñados para cuadros eléctricos modulares

Innovación y sencillez

El nuevo sistema de medida MC, aporta importantes ventajas al profesional, durante la fase de implementación e instalación de analizadores de redes y contadores en cuadros eléctricos.

El sistema MC3 consta de tres transformadores eficientes dispuestos de forma compacta, y cuyas cotas hacen de él, un sistema sencillo y novedoso para cuadros de 63 A, 125 A y 250 A.

El sistema MC1 permite realizar ampliaciones de línea en cuadros eléctricos, simplemente cambiando el secundario del transformador, ya que es un sistema multirango de reducidas dimensiones.

Pequeños transformadores para grandes mediciones

Fácil instalación en paneles con poco espacio

Este equipo ha sido desarrollado para cuadros donde no se dispone de espacio para montar los transformadores habituales y para cuadros donde las corrientes son bajas.



Precisión y seguridad

Sus características son exactamente iguales a las de un transformador tradicional, cumpliendo explícitamente con la norma IEC 60044-1.



Low Voltage Products

Switches for solar segment
Switch-disconnectors OT



ABB

Switch-disconnectors Ordering information



OTP16BA3MS



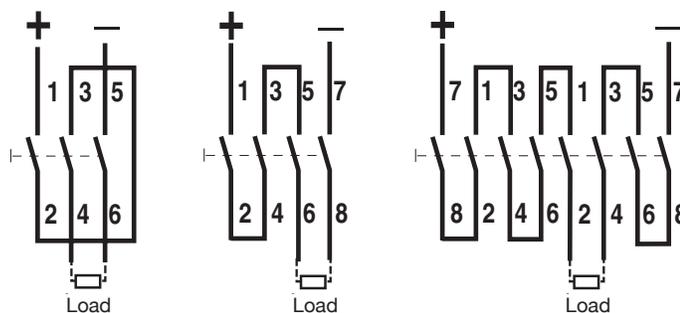
OTP16BA3MS
OTP16BA8MS
OTP32BA3MS
OTP32BA8MS

Plastic enclosed switch-disconnectors, 3, 4 and 8 pole, IP 65

Includes selector-type red-yellow handle (I-O and ON-OFF indication).
Threaded knock-out, compression glands have to be ordered separately.

Number of poles	Ith [A]	Rated operat. current / voltage DC21-A [A]/[VDC]	Cable Outlets / side	Type	Order number	Delivery batch [pcs]	Weight/unit [kg]
3	25	16/220	2xM20	OTP16BA3MS	1SCA022643R0530	1	0.4
4	25	16/500	2xM25+M16	OTP16BA4MS	1SCA022643R0610	1	0.4
8	25	16/800	2xM25+M16	OTP16BA8MS	1SCA022643R0700	1	0.4
3	32	32/220	2xM25+M16	OTP32BA3MS	1SCA022643R0880	1	0.8
8	32	32/750	2xM25+M16	OTP32BA8MS	1SCA022643R0880	1	0.8

Circuit diagrams



INTERRUPTORES EN CAJA MOLDEADA

INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
Serie NM6-125S 3P



INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
Serie NM6-800H 4P

NM6 - 125~1600A

**Relés magnetotérmicos ajustables
Protección Diferencial**

INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS EN CAJA MOLDEADA Serie: NM6 - 125~1600A DATOS TÉCNICOS

APLICACIONES



Los interruptores automáticos magnetotérmicos en caja moldeada de la serie NM6, son un producto de nuevo desarrollo del Grupo Chint, tomando en consideración las más avanzadas teorías de la limitación de corriente así como las últimas tecnologías de fabricación.

La NM6 es una serie de interruptores de tamaño compacto y estructura modularizada, alta fiabilidad en la conexión/desconexión.

Con regulaciones térmica ajustable y magnética fija, se usan principalmente en redes de distribución de 50/60Hz, con una tensión nominal de trabajo de hasta 690V y corrientes de hasta 1600A, para la distribución y protección de líneas y equipos contra daños por sobrecargas, cortocircuitos y cambios importantes del valor de la tensión de servicio (sobretensiones o bajadas de tensión).

Los aparatos de la serie NM6 pueden suministrarse también con característica de disparo instantáneo para protección de motores.

Los relés de protección son del tipo electromecánico para aparatos de In 800A y del tipo electrónico para aparatos de 1250A y 1600A

Normativa: Fabricados de conformidad a las normas IEC-60947-2 E
IEC-60947-4

CARACTERÍSTICAS

Según el número de polos	3 y 4 Polos (4º Polo seccionable)
Según el poder de corte	S = Estandar - H = Alto Poder de Corte - R = Limitador de Corriente
Rango de corrientes	10A a 1600A
Ajuste de la corriente térmica (In)	Protección con relé electromecánico: 0,8In ~ 1,0In Protección con relé electrónico.....: 0,4In ~ 1,0In
Tensión servicio corriente alterna	690Vca - 50/60Hz (415Vca para NS6-125)
Tensión servicio corriente continua	250Vcc 1 Polo - 500Vcc 2 Polos en serie
Protección magnética (instantánea)	Distribución: 10In (7In para 1250A y 1600A) Motores.....: 12In (hasta 400A) (Ver Características de Desconexión Instantánea)
Certificados	CE KEMA (en trámite) CCC (China)
Según el modo de conexión	a) Conexión frontal (estandar) b) Conexión posterior - c) Conexión extraíble
Según el tipo de mando	a) Mando directo (maneta frontal - estandar) b) Mando de eje prolongado - c) Mando por motor
Accesorios	Relé de emisión de tensión Relé de mínima tensión. Contacto auxiliar Contacto de alarma Mando manual por eje prolongado Mando por motor
Montaje de accesorios	Frontal, sin necesidad de apertura de la caja del interruptor

INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS EN CAJA MOLDEADA

Serie: NM6 - 125~1600A

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Tipo	NM6-125	NM6-160	NM6-250	NM6-400
Corriente Nominal	125A	160A	250A	400A
Número de polos	3, 4(*)	3, 4(*)	3, 4(*)	3, 4(*)
Regulaciones térmicas (Amperios)	10, 12.5, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100, 125A	12.5, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 160A	100, 125, 160, 200, 250A	200, 250, 315, 350, 400A
Relé de protección	Electromecánico	Electromecánico	Electromecánico	Electromecánico

Tensión de aislamiento	500Vca	750Vca	750Vca	750Vca
Tensión de servicio	CA 50/60Hz	415Vca	690Vca	690Vca
	CC	250Vcc (1 Polo) - 500Vcc (2 Polos en serie)		

Capacidad de corte		S	H	R	S	H	R	S	H	R	S	H	R
(kA rms)	415Vca	25	35	50	35	50	65	50	65	85	50	65	85
	Icu	-	-	-	6	8	10	8	10	15	10	20	25
(kA rms)	415Vca	12,5	17,5	25	25	37,5	50	37,5	50	60	37,5	50	60
	Ics	-	-	-	3	4	5	4	5	7,5	5	10	12,5

Endurancia (maniobras) (man./hora)	en carga	3.000	3.000	2.000	1.000
		120	120	120	60
	sin carga	7.000	7.000	6.000	4.000
		120	120	120	60

Polos		3	4	3	4	3	4	3	4
Dimensiones (mm)	Alto	120		120		170		254	
	Ancho	78	103	90	120	105	140	140	184
	Fondo	70		70		105		105	
Peso (Kg)		1.2	1.6	1.5	1.8	3.10	3.85	5.7	7.2

Accesorios de montaje y conexión

Mando directo por eje prolongado				
Mando eléctrico				
Bloqueo mecánico				
Bobina mínima tensión				
Bob.emisión corriente				
Contactos auxiliares				
Contacto de alarma				
Bloqueo por candado				
Terminales de conexión				
Conexión frontal				
Conexión posterior				
Adaptador a Guia DIN				
Conexión enchufable				
Tapas cubrebornes				
Separadores de polos				

(*) 4P sólo en tipo H (Alto Poder de Corte)

() Disponible

() En Preparación

Capacidad de conexión de los terminales, para cables de cobre

In (A)	12.5	20	25	32	40	50	63	80	100	125	160	200	250	315	350	400
mm ²	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	185	240			

INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS EN CAJA MOLDEADA

Serie: NM6 - 125~1600A

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Tipo	NM6-630	NM6-800	NM6-1250	NM6-1600
Corriente Nominal	630A	800A	1250A	1600A
Número de polos	3, 4(*)	3, 4(*)	3, 4(*)	3, 4(*)
Regulaciones térmicas (Amperios)	400, 500, 630	400, 500, 630, 700, 800A	630, 700, 800, 1000, 1250A	800, 1000, 1250, 1600
Relé de protección	Electromecánico	Electromecánico	Electrónico	Electrónico

Tensión de aislamiento		750Vca	750Vca	750Vca	750Vca
Tensión de servicio	CA 50/60Hz	690Vca	690Vca	690Vca	690Vca
	CC	250Vcc (1 Polo) - 500Vcc (2 Polos en serie)			

Capacidad de corte		S	H	R	S	H	R	S	H	R	S	H	R
(kA rms)	415Vca	50	65	100	50	65	100	50	65	100	50	65	100
	690Vca	10	20	25	10	20	25	10	20	25	10	20	25
(kA rms)	415Vca	37,5	50	75	37,5	50	75	37,5	50	75	37,5	50	75
	690Vca	5	10	12,5	5	10	12,5	5	10	12,5	5	10	12,5

Endurancia (maniobras) (man./hora)	en carga	1.000		1.000		500		500	
		60		20		20		20	
	sin carga	4.000		4.000		2.500		2.500	
		60		20		20		20	

Polos		3	4	3	4	3	4	3	4
Dimensiones (mm)	Alto	268		268		406		406	
	Ancho	210	280	210	280	210	280	210	280
	Fondo	105		105		157		157	
Peso (Kg)		7,95	10,3	7,95	10,3	19	25,3	19	25,3

Accesorios de montaje y conexión

Mando directo por eje prolongado				
Mando eléctrico				
Bloqueo mecánico				
Bobina mínima tensión				
Bob.emisión corriente				
Contactos auxiliares				
Contacto de alarma				
Bloqueo por candado				
Terminales de conexión				
Conexión frontal				
Conexión posterior				
Adaptador a Guia DIN				
Conexión enchufable				
Tapas cubrebornes				
Separadores de polos				

(*) 4P sólo en tipo H (Alto Poder de Corte)

() Disponible

() En Preparación

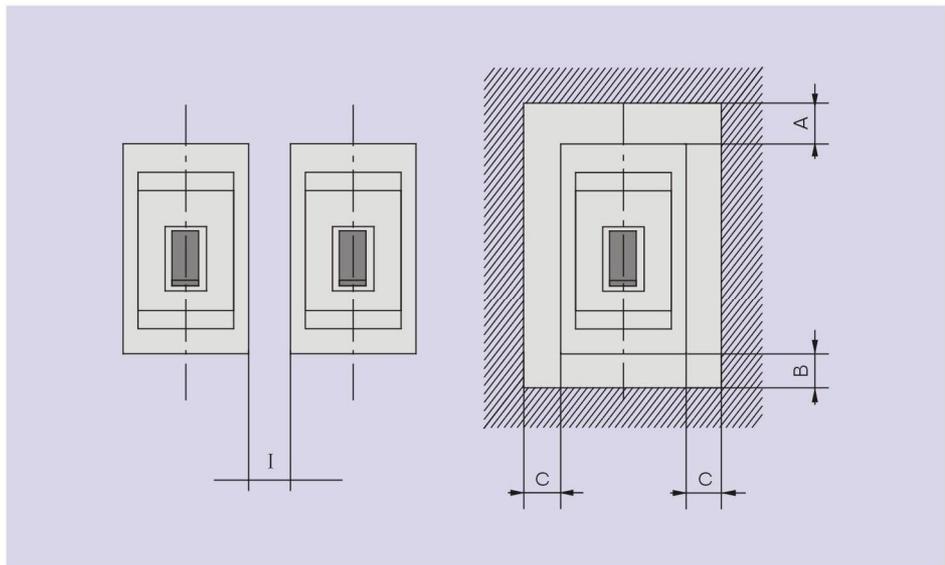
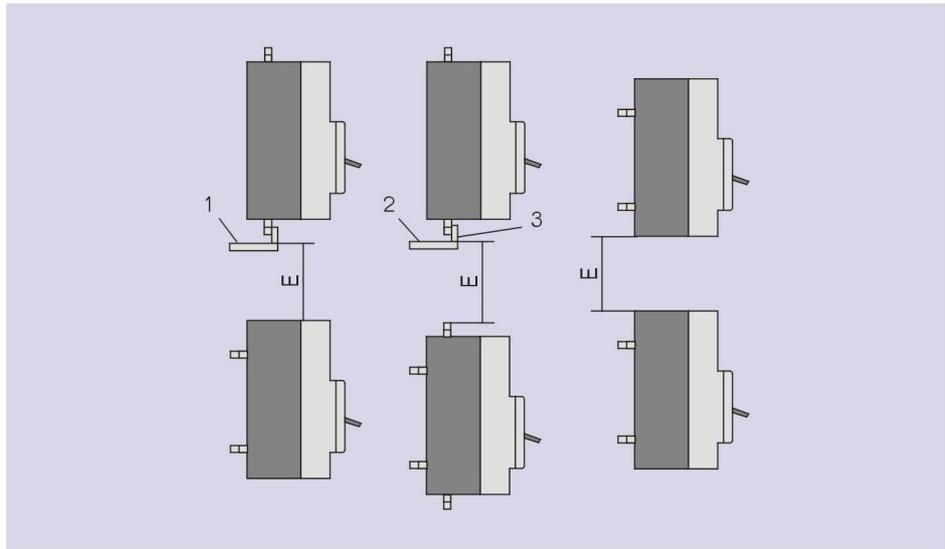
Capacidad de conexión de los terminales, para cables y pletinas de cobre

In (A)	500	630	700 800	1000	1250	1600
Sección cable (mm ²)	(2x)150	(2x)185	(2x)240	-	-	-
Sección pletina (mm ²)	(2x)30x5	(2x)40x5	(2x)50x5	(2x)60x5	(2x)70x5	(2x)80x5

INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS EN CAJA MOLDEADA
Serie: NM6 - 125~1600A
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Distancias de seguridad para montaje de interruptores NM6

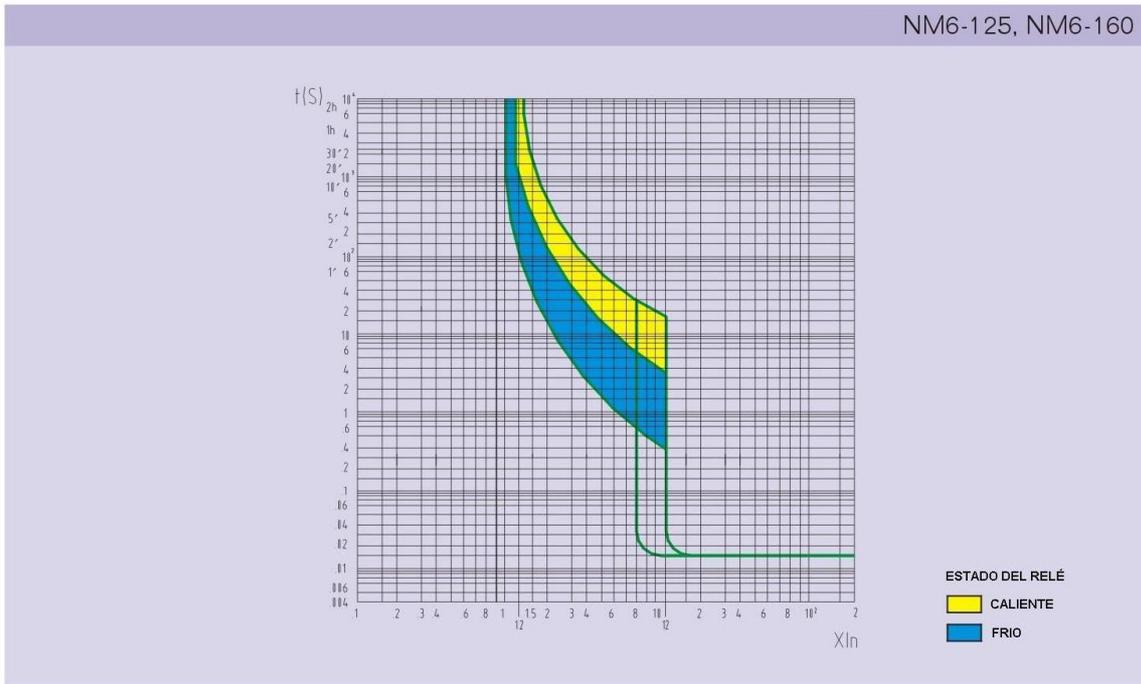


Distancias de seguridad para montaje de interruptores NM6

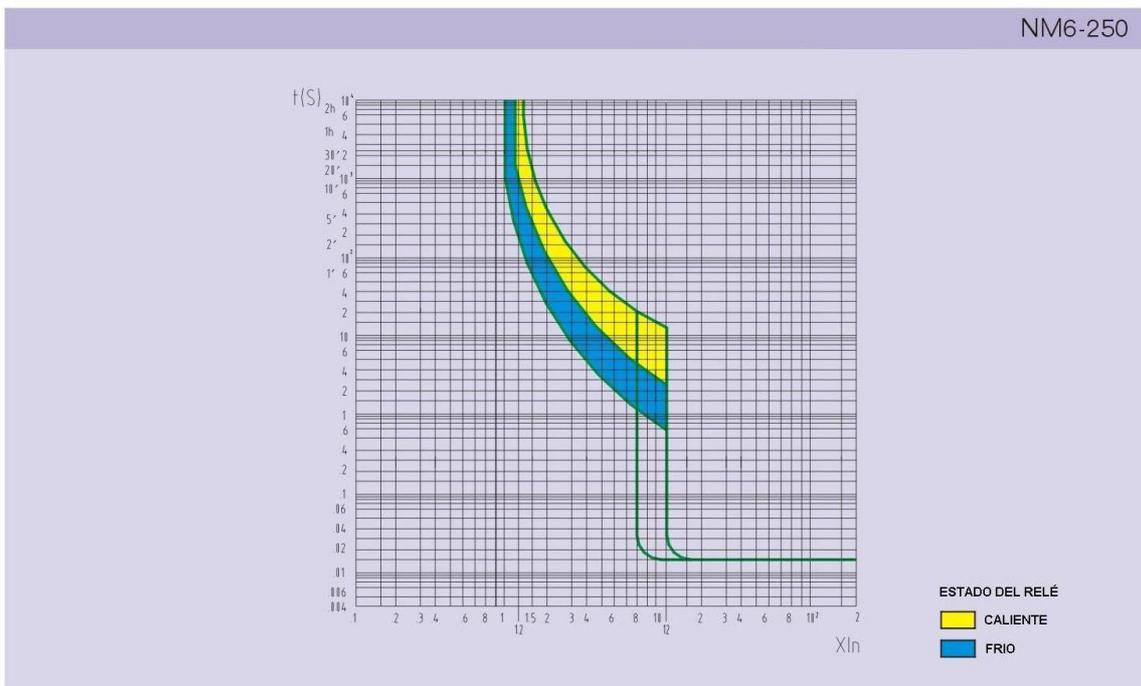
APARATO	I	A	B	C	E
NM6-125	Accesible	30	20	25	30
NM6-160		30	20	25	50
NM6-250		30	20	25	60
NM6-400		30	20	25	60
NM6-630、800		30	20	25	80
NM6S-1250、1600		30	20	25	100

INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS EN CAJA MOLDEADA
Serie: NM6 - 125~1600A
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

CURVAS DE DISPARO

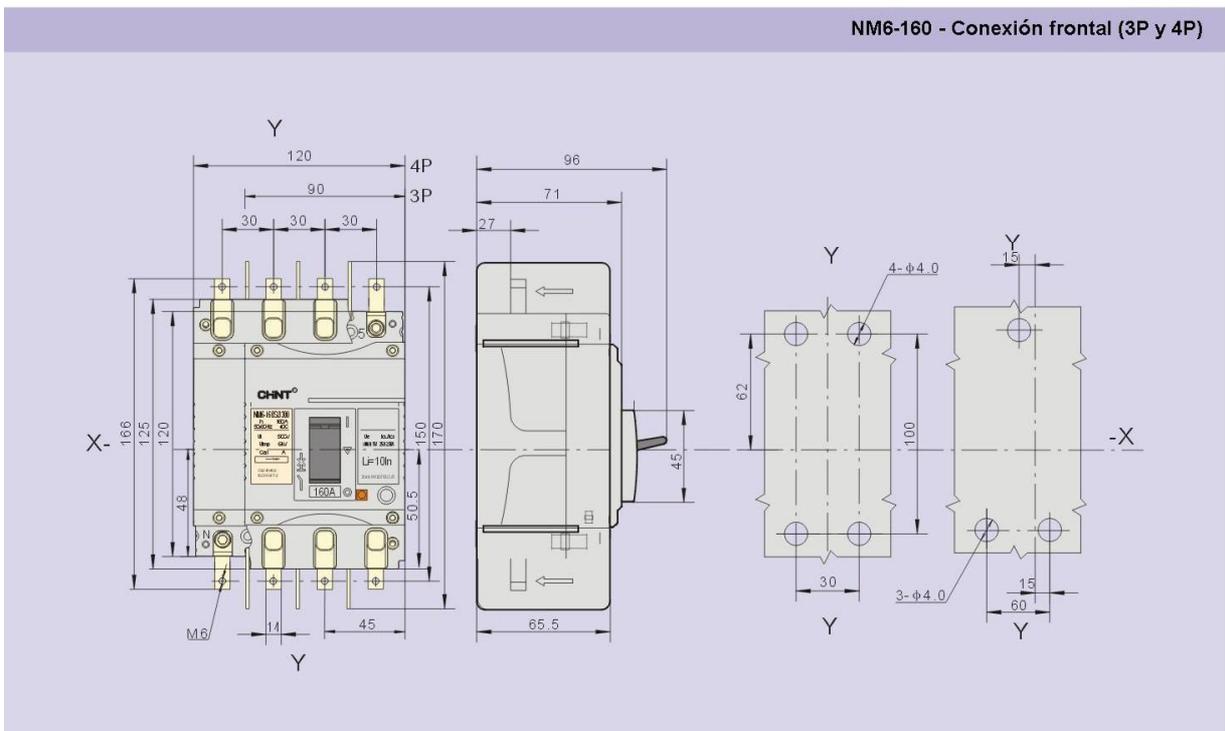
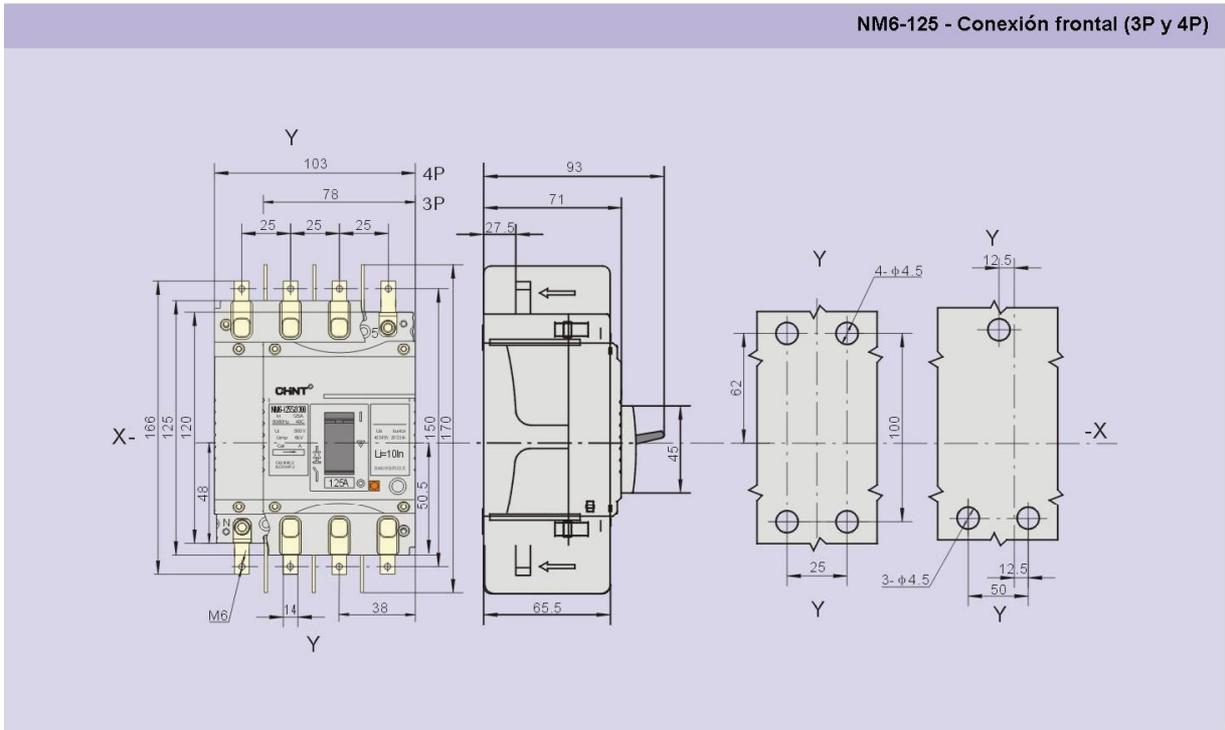


Nota: Para aparatos de 10 a 50A la corriente instantánea de desconexión $I_i = 500A$

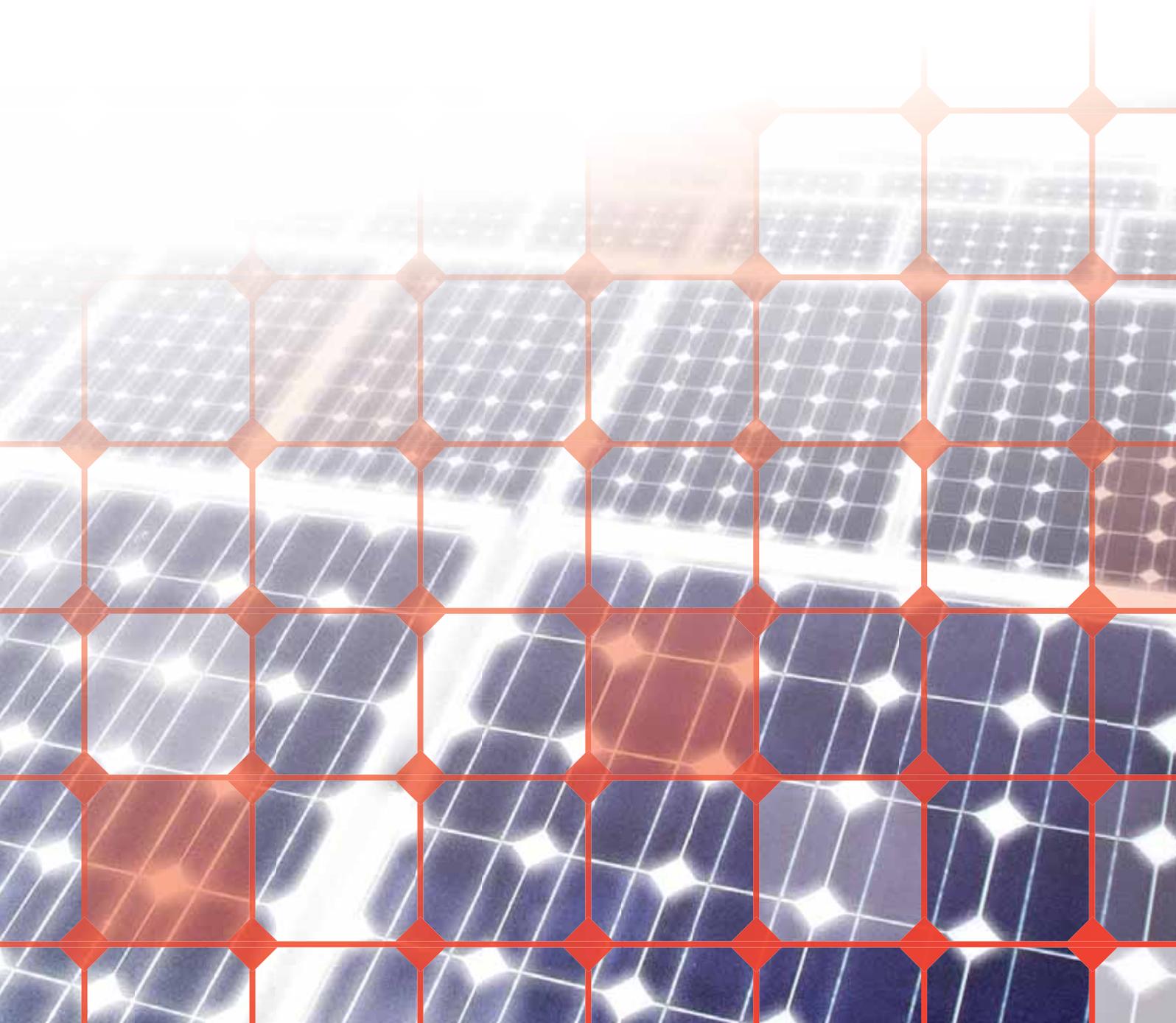


INTERRUPTORES AUTOMATICOS EN CAJA MOLDEADA
Serie: NM6 - 125~1600A
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES



SOLARtec



Componentes y equipos de
desconexión fotovoltaicos

Gawe
material eléctrico de distribución

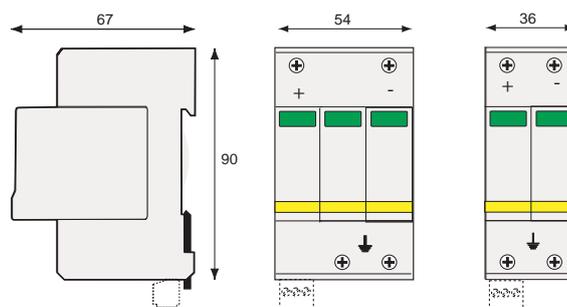


Protectores de sobretensión Clase II



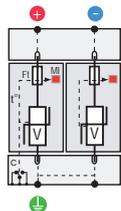
Las protecciones de Clase II se destinan a la protección de las redes de alimentación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas. Los productos se instalan en paralelo en las redes a proteger y ofrecen una protección en modo común o modo común y diferencial. El esquema eléctrico integra varistores con un sistema de desconexión y sus indicadores asociados.

Dimensiones

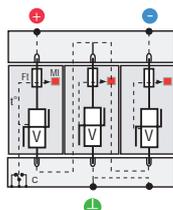


Conexión

PST25PV



PST31PV



V :Varistor de alta energía
Ft :Fusible térmico
t* :Sistema de desconexión térmica

Características técnicas

		PST25PV	PST31PV
tensión de régimen perm. máx.	U_c	550VDC	1000VDC
corriente de descarga nominal	I_n	20 kA	20 kA
corriente de descarga máxima	I_{max}	40 kA	40 kA
nivel de protección (a I_n)	U_p	2,2 kV	3 kV
teleseñalización (añadir T a la referencia)		PST25PVT	PST31PVT

Características mecánicas

	PST25PV / PST31PV
dimensiones	ver esquema
conexión	por terminales de tornillos: 1,5-10mm ² (L/N) o 2,5-25mm ² (PE)
indicador de desconexión	2 indicadores mecánicos
montaje	carril simétrico 35 mm
temperatura de funcionamiento	-40/+85°C
grado de protección	IP20
material	termoplástico UL94-V0

Protección fusible gPV



Una gama de fusibles 10x38mm especialmente diseñados para la protección y asilamiento de cadenas fotovoltaicas. Los fusibles puede interrumpir las pequeñas sobrecargas asociadas a circuitos FV defectuosos. De esta forma la protección actuará a partir de $1,3 \times I_n$ asegurando una óptima protección de la instalación.

Conforme a

- IEC 60269-1
- IEC 60269-6

Características

- Tensión de empleo: 1000Vdc
- Amps: 2A, 4A, 6A, 8A, 10A, 12A, 15A y 20A
- Capacidad de ruptura: 33kA dc
- Corriente mínima de interrupción: $1.3 \times I_n$
- Constante de tiempo (L/R): menor de 1ms

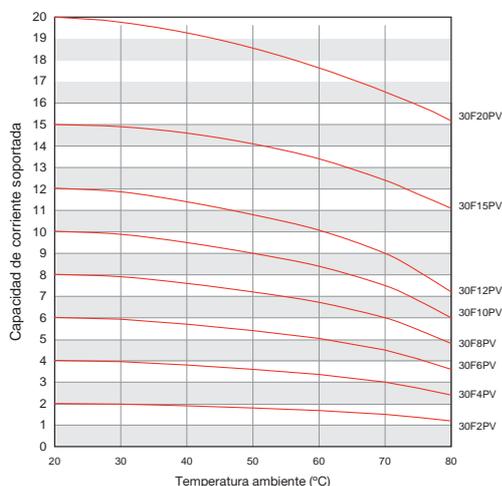
Dimensiones



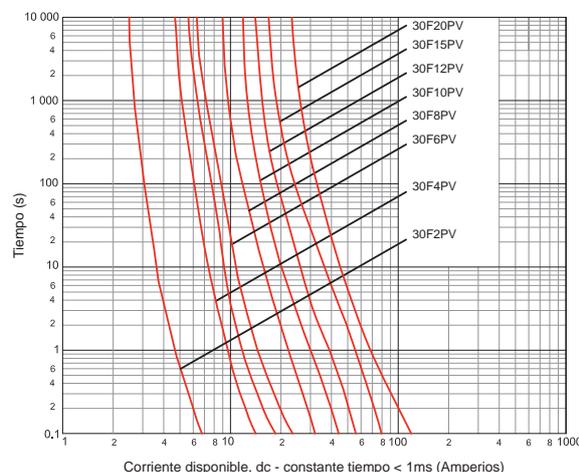
Datos técnicos

Referencia	Intensidad nominal (A)	Integrales Energía I2t (A2s)		Disipación térmica (W)	
		Pre-Arco	Total a 1000V	$0.8I^n$	I^n
30F2PV	2	1.2	3.4	0.6	1.0
30F4PV	4	9.5	26	1.0	1.3
30F6PV	6	30	90	1.1	1.8
30F8PV	8	3	32	1.2	2.1
30F10PV	10	7	70	1.3	2.3
30F12PV	12	12	120	1.5	2.7
30F15PV	15	22	220	1.7	2.9
31F20PV	20	34	240	2.1	3.5

Corrección por temperatura



Características tiempo-corriente



Portafusibles



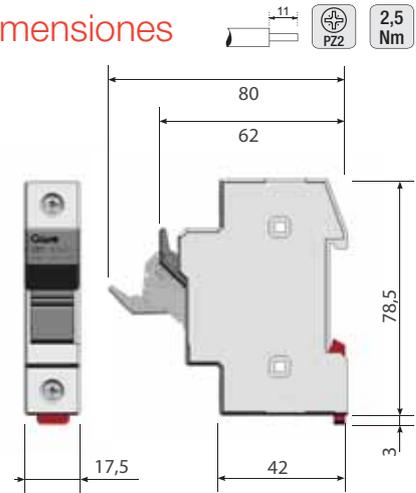
Características

- 1000V DC-20B
- Corte modular 45 mm - 1 módulo (17,5mm) X polo.
- Montaje en carril DIN 35mm.
- Plásticos resistentes a altas temperaturas.
- Elevadas características de aislamiento.

According to

- IEC 60947-1
- IEC 60947-3

Dimensiones



Referencias	Corriente térmica	Tamaño fusible	Polos	Módulos	Embalaje
211PV	32 A	10 x 38	1P	1	12

Protección fusible NH



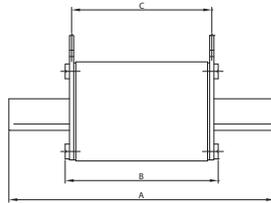
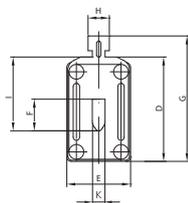
Al diseñar cuadros de agrupación de nivel 2 nos encontramos con corrientes elevadas que requieren el uso de protección fusible NH de cuchilla. Podemos utilizar fusibles ultrarrápidos de curva gR-1000Vdc que nos protegerán contra

sobrecargas.

Conforme a

- IEC 60269-1
- IEC 60269-4

Dimensiones

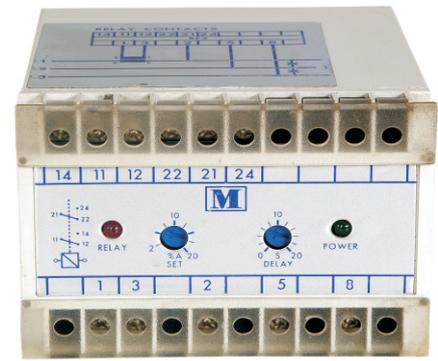


talla	A	B	C	D	E	F	G	H	K	I
0	125	72	66	50	30	15	60	10	6	35

Datos técnicos

referencia	670PV032	670PV040	670PV050	670PV063	670PV080	670PV100	670PV125	670PV160
Corriente térmica (A)	32A	40A	50A	63A	80A	100A	125A	160A
Disipación (W)	7,6	8,8	11	13,5	17	21	25,2	31,2
Embalaje	3	3	3	3	3	3	3	3

REVERSE POWER RELAY M200-RP3

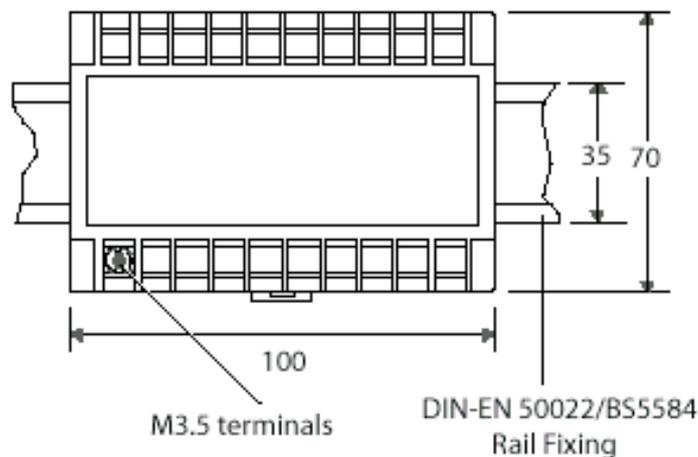


General Description

Used to protect the generators in parallel against reverse power.

Technical Specifications

Operating voltage	57.8 < 500V ±% 25
Operating current	C. T. operated 1 or 5A. Direct connection 0,2 to 1,0 A
Frequency	50 / 60 / 400Hz
Power dissipation	<3VA (voltage) : < 0.5 VA (Current)
Overload	1.5 x Un 2 x In continuous, 2x Un 10 x In for 3 seconds
Range	2% to 20% reverse current
Timer delay	Adjustable 200ms to 20 sec.
Hysteresis	1%
Weight	0.6 kg
Origin / Brand	Multitek



Dimensions in mm.