

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

ESCOLA POLITÈCNICA SUPERIOR D'ALCOI

**INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INFERIOR A 100
KW CONECTADA A RED**

Trabajo Fin de Grado

[Grado en Ingeniería Eléctrica]

Autor: Vicente Benavent Villalba

Tutor: José Manuel Díez Aznar

Curso:2018-19

Resumen

Este proyecto consta de una instalación fotovoltaica situada en el término municipal de la localidad de Massalavés en la provincia de Valencia.

La instalación trifásica será inferior a 100 Kw por lo que estará conectada a red en baja tensión. Su finalidad será para la producción de energía eléctrica y su venta al mercado.

Los paneles fotovoltaicos estarán ubicados a ras de suelo en una parcela de 5500m² aproximadamente.

Palabras clave

1. Instalación solar conectada a red/.
2. Inferior a 100 Kw.
3. Baja tensión.
4. Trifásica.
5. Panel fotovoltaico.
6. A ras de suelo.

ÍNDICE

1. OBJETO Y ALCANCE	1
2. INTRODUCCIÓN	1
2.1. ¿Qué es la energía solar fotovoltaica?.....	1
2.2. Energía solar fotovoltaica en España.....	2
2.3. Descripción de un sistema solar fotovoltaico	3
2.3.1. Componentes de un sistema solar fotovoltaico conectado a red	4
2.3.2. Mantenimiento de la instalación	10
2.4. Ventajas e inconvenientes de las instalaciones fotovoltaicas.....	11
2.4.1. Ventajas.....	11
2.4.2. Inconvenientes	12
3. MEMORIA DE PROYECTO.....	13
3.1. Emplazamiento de la instalación.....	13
3.2. Descripción general de la instalación.....	14
3.3. Elección de los paneles fotovoltaicos.....	15
3.3.1. Orientación de los paneles	17
3.3.2. Inclinación de los paneles	17
3.3.3. Distancia mínima entre filas y modelos.....	18
3.3.4. Cálculo del número de paneles.....	20
3.4. Cálculo de la estructura de soporte.....	21
3.4.1. Sobrecargas soportadas	21
3.4.2. Características del soporte.....	23
3.5. Elección del inversor	24
3.5.1. Tensión y corriente en el punto de máxima potencia.....	24
3.5.2. Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura.....	24
3.5.3. Inversor seleccionado.....	27
3.6. Cableado	29
3.6.1. Tramos del cableado	31
3.6.2. Cableado de protección.....	35
3.7. Protecciones.....	37

3.7.1.	Protecciones de corriente continua	38
3.7.2.	Protecciones de corriente alterna.....	45
4.	ESTUDIO ECONÓMICO.....	48
4.1.	Presupuesto	48
4.2.	Rentabilidad de la instalación (payback).....	52
5.	PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS Y AMBIENTALES	53
5.1.	Condiciones técnicas	53
5.1.1.	Objeto	53
5.1.2.	Generalidades	53
5.1.3.	Equipos.....	54
5.1.4.	Recepción y pruebas.....	56
5.2.	Garantía de los equipos de la instalación	57
5.3.	Programa de mantenimiento	57
5.3.1.	Mantenimiento preventivo	58
5.3.2.	Mantenimiento correctivo	58
5.4.	Impacto ambiental de la instalación	59
6.	ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.....	60
6.1.	Normativa	60
6.2.	Análisis de riesgos.....	61
6.2.1.	Riesgos generales.....	61
6.2.2.	Riesgos específicos.....	61
6.3.	Medidas de prevención y protección.....	62
6.3.1.	Medidas de prevención y protección generales	62
6.3.2.	Medidas de prevención y protección personales	62
7.	PLANOS.....	64
8.	BIBLIOGRAFIA	67
9.	ANEXOS	68

1. OBJETO Y ALCANCE

En una parcela privada de la localidad de Massalavés de la provincia de Valencia, se requiere realizar el estudio para la construcción de un centro de generación de energía eléctrica mediante la instalación de paneles fotovoltaicos colocados a ras de suelo, así como todos los equipos e instrumentos necesarios.

El objeto del presente proyecto es especificar y redactar las condiciones técnicas, de ejecución y económicas de la instalación fotovoltaica con el principal objetivo de suministro y venta a la red eléctrica, garantizar la seguridad de las personas y los objetos en su ejecución y solicitar a la Dirección General de la Energía de la comunidad Valenciana la correspondiente autorización e inscripción en el registro de instalaciones de régimen especial, acogiéndose al RD 1578/2008, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica.

2. INTRODUCCIÓN

La energía solar es aquella que se obtiene de la radiación solar, que llega a la tierra en forma de luz, calor o rayos ultravioleta. Es un tipo de energía limpia y renovable, pues su fuente, el sol, es una fuente inagotable.

La potencia de radiación varía según el momento del día asumiendo que, en buenas condiciones de irradiación, el valor es aproximadamente de 1000 W/m² en la superficie terrestre. Además, la radiación es aprovechable en sus componentes directa, y difusa o en la suma de ambas.

2.1. ¿Qué es la energía solar fotovoltaica?

La energía solar fotovoltaica consiste en la transformación de la radiación solar en electricidad mediante unos dispositivos electrónicos denominados paneles fotovoltaicos. La conversión de la energía solar en energía eléctrica se realiza mediante un fenómeno físico conocido como "Efecto Fotovoltaico". Este efecto, es producido gracias a la capacidad que tienen los materiales que constituyen los paneles fotovoltaicos para absorber fotones de la luz solar que, a su vez, excitan algunos electrones de los átomos, que escapan de su posición normal en los átomos para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico.

La energía solar fotovoltaica permite un gran número de aplicaciones ya que puede suministrar energía en emplazamientos aislados o conectados a la red. Además, presenta unas características peculiares de las que destacan:

- Mayor eficiencia en la generación de electricidad.
- Mínimo impacto ambiental
- Fuente inagotable de energía a través de la luz del sol.
- Gran flexibilidad: la misma tecnología permite el desarrollo de grandes plantas e instalaciones de pequeñas unidades de generación distribuida o de autoconsumo.

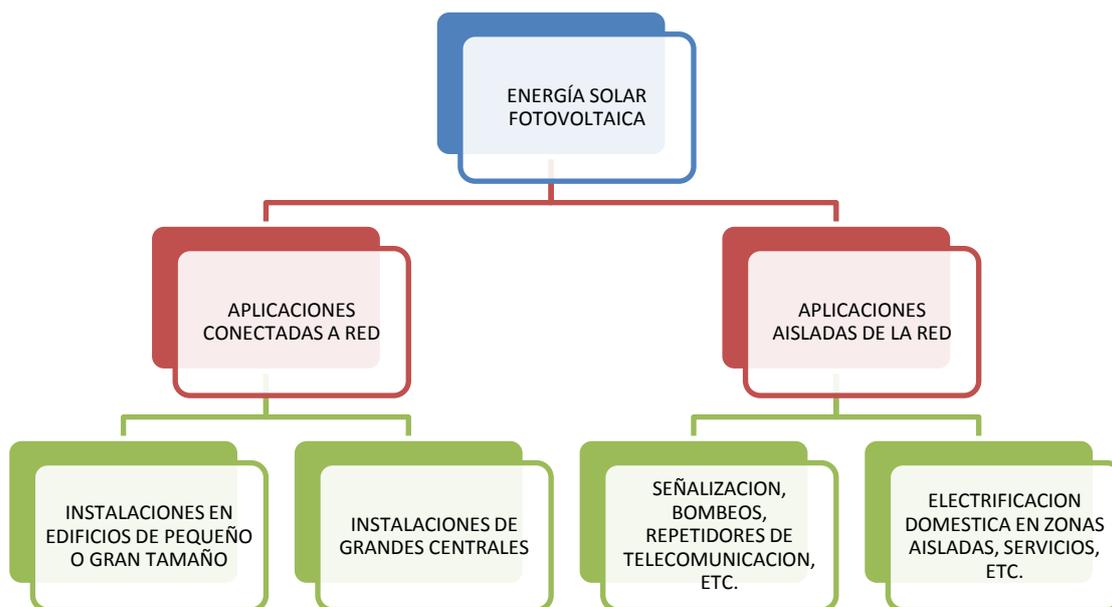


FIGURA 1: Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica.

2.2. Energía solar fotovoltaica en España

España es uno de los países en el mundo que dispone de las mejores condiciones para la generación de energía eléctrica mediante la energía solar fotovoltaica, gracias a las fantásticas condiciones climatológicas que le otorgan una gran cantidad de horas de sol tanto en invierno como en verano y áreas con un alto nivel de irradiación.

De acuerdo con la información publicada por Red Eléctrica de España en sus informes anuales "El Sistema Eléctrico Español", la potencia instalada conectada a red de tecnología solar fotovoltaica ascendía a 4.677 MW a finales de 2016, lo cual suponía un incremento del 3% con respecto a la potencia instalada en 2012, 4.538 MW.

Durante el periodo 2012-2016, la generación permaneció bastante estable con una producción media alrededor de 8,2 TWh: en 2016 la generación eléctrica supuso 7.965 GWh, siendo la máxima producción en 2013, con 8.324 GWh.

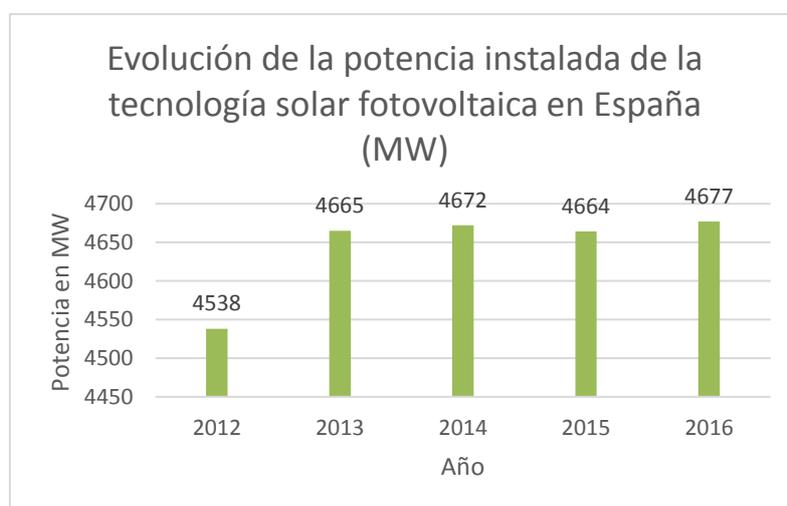


FIGURA 2

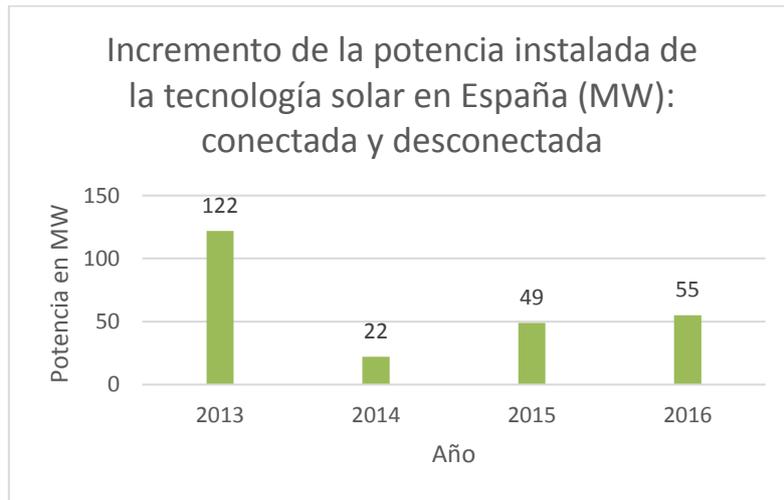


FIGURA 3

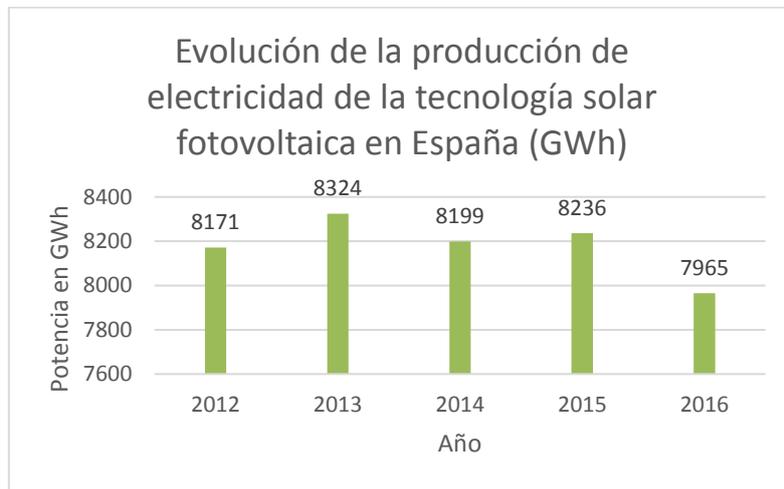


FIGURA 4

De acuerdo con los gráficos anteriores, la potencia instalada cada año ha sido muy reducida en el periodo 2012-2016, y casi insignificante en los últimos tres años. Dado el alto nivel de disponibilidad de recurso energético renovable que dispone España, se está desaprovechando el potencial de esta fuente de energía limpia que podría ser un importante pilar de desarrollo económico.

2.3. Descripción de un sistema solar fotovoltaico

Los sistemas solares fotovoltaicos conectados a red constan de un generador fotovoltaico conectado a un sistema de acondicionamiento de potencia o inversor que opera en paralelo a la red eléctrica convencional.

El generador fotovoltaico transforma la radiación solar en energía eléctrica que, en lugar de almacenarla en baterías como en los sistemas aislados e híbridos, es volcada a la red eléctrica

de distribución. Esta función la realiza el inversor que transforma la corriente continua producida por el generador fotovoltaico, en corriente alterna para poder suministrarla a la red.

El inversor debe cumplir todos los requisitos de seguridad y garantía para que su funcionamiento no provoque alteraciones en la red ni disminuya su seguridad, contando para ello con las protecciones de seguridad correspondientes.

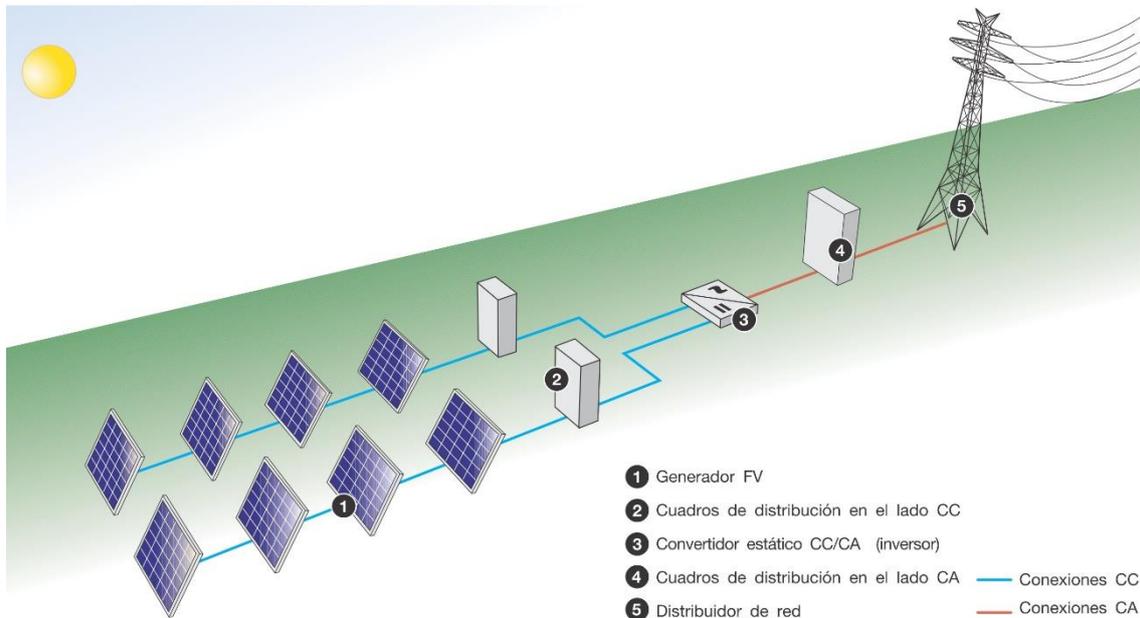


FIGURA 5: Distribución de un sistema solar fotovoltaico conectado a red.

2.3.1. Componentes de un sistema solar fotovoltaico conectado a red

• 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. Proporciona en su salida de conexión una tensión continua y se diseña para valores concretos de tensión (6 V, 12 V, 24 V...), que definirán la tensión a la que va a trabajar el sistema fotovoltaico.

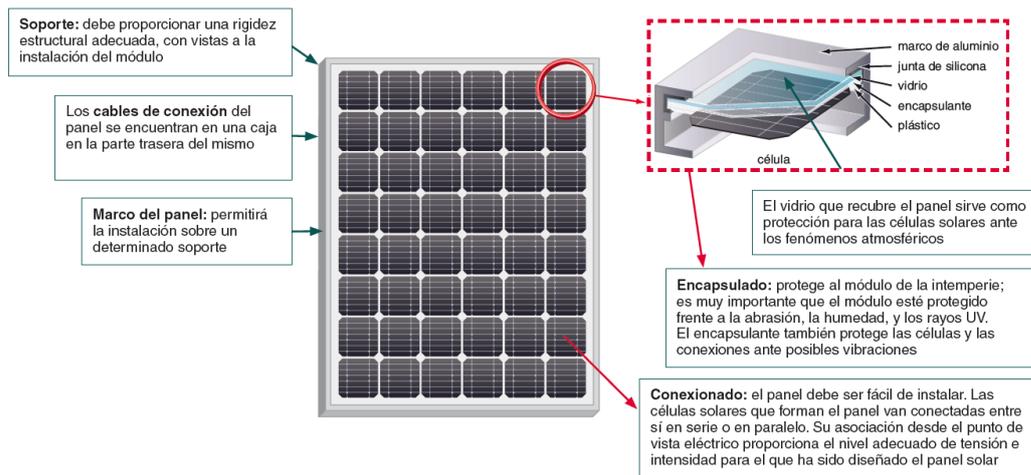
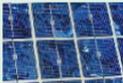


FIGURA 6: Panel solar.

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

- Silicio cristalino (Monocristalino y Policristalino).
- Silicio amorfo.

Células	Silicio	Rendimiento laboratorio	Rendimiento directo	Características	Fabricación
	Monocristalino	24 %	15 - 18 %	Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí (Czochralski).	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
	Policristalino	19 - 20 %	12 - 14 %	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	Igual que el del monocristalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización.
	Amorfo	16 %	< 10 %	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico.

La célula solar es la encargada de convertir en energía eléctrica los fotones provenientes de la luz solar mediante el efecto fotovoltaico. Esta célula se comporta como un diodo: la parte expuesta a la radiación solar es la "N", y la parte situada en la zona oscura es la "P". los terminales de conexión de la célula se hallan sobre cada una de estas partes del diodo: la cara correspondiente a la zona "P" se encuentra metalizada por completo (no tiene que recibir luz), mientras que la cara en la zona "N" el metalizado tiene forma de peine, a fin de que la radiación solar llegue al semiconductor.

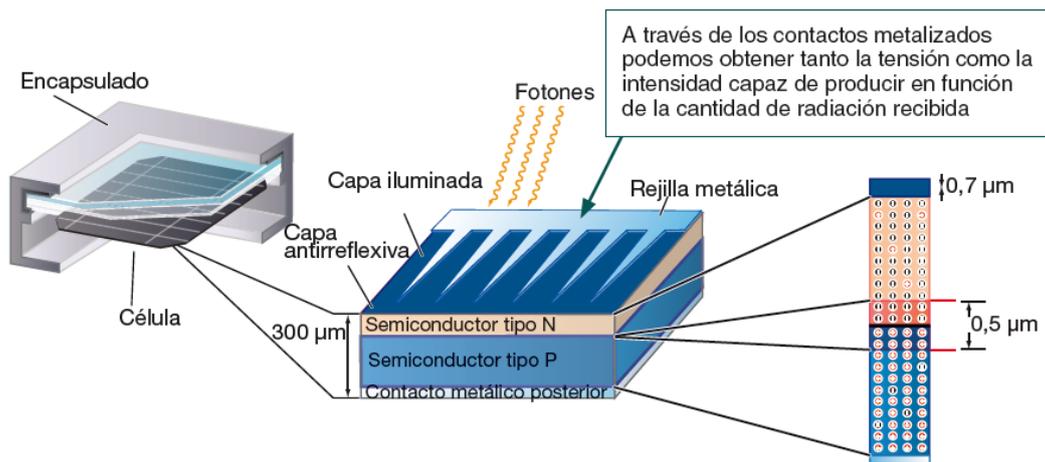


FIGURA 7: Célula solar fotovoltaica.

Los parámetros fundamentales de la célula solar a la hora de dimensionar nuestra instalación solar son:

- **Corriente de cortocircuito (I_{sc}):** máximo valor de corriente que puede circular por la célula solar. Se da cuando sus terminales están cortocircuitados.
- **Tensión de circuito abierto (V_{oc}):** la máxima tensión que se obtiene en los extremos de la célula solar. Se da cuando no está conectada a ninguna carga. Es una característica de material con el que está construida la célula.
- **Corriente de iluminación (I_L):** la corriente generada cuando incide la radiación solar sobre la célula.
- **Corriente de oscuridad:** es debida a la recombinación electrón-hueco que se produce en el interior del semiconductor.
- **Punto de máxima potencia (P_m):** cuando la célula solar es conectada a una carga, los valores de tensión e intensidad varían. Existirán dos de ellos para los cuales la potencia será máxima: tensión máxima (V_m) e intensidad máxima (I_m), que siempre serán menores que I_{sc} y V_{oc} . En función de estos valores:

$$P_m = V_m I_m$$

- **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 de FF son 0.7 o 0.8.

$$FF = \frac{V_m I_m}{V_{oc} I_{sc}}$$

Todos los parámetros fundamentales de un panel fotovoltaico mediante su curva característica de "tensión-intensidad". Esta curva muestra los parámetros de tensión máxima (V_m) e intensidad máxima (I_m), tensión de circuito abierto (V_{oc}) y corriente de cortocircuito (I_{sc}) de un panel y como varían respecto a la irradiancia que incide sobre ellos con temperatura de condiciones estándar de media (25°C).

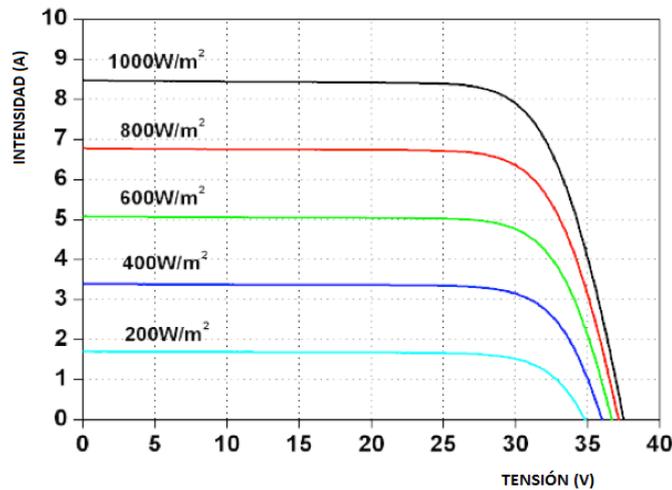


FIGURA 8: Curva de "tensión-intensidad"

Cuando las condiciones a las que se ve sometido el panel son diferentes a las condiciones estándar de medida, las características de los paneles cambiarán. Para ello es importante conocer los siguientes parámetros de los paneles:

- **Coefficiente de temperatura (V_{oc}):** es el coeficiente de corrección para la tensión máxima a circuito abierto cuando no existe carga conectada. Muestra la variación de la tensión cuando cambia la temperatura aumentándola cuando la temperatura disminuye y disminuyéndola cuando aumenta la temperatura.
- **Coefficiente de temperatura (I_{sc}):** es el coeficiente de corrección para la corriente máxima sin ninguna carga conectada y los bornes del panel cortocircuitados. Muestra la variación de la corriente cuando cambia la temperatura aumentándola cuando la temperatura aumenta y disminuyéndola cuando la temperatura disminuye.

Con estos coeficientes de temperatura podemos representar dichas variaciones de tensión y corriente en la gráfica anterior de "tensión-intensidad" tomando como referencia la irradiancia en condiciones estándar de medida (1000W/m^2).

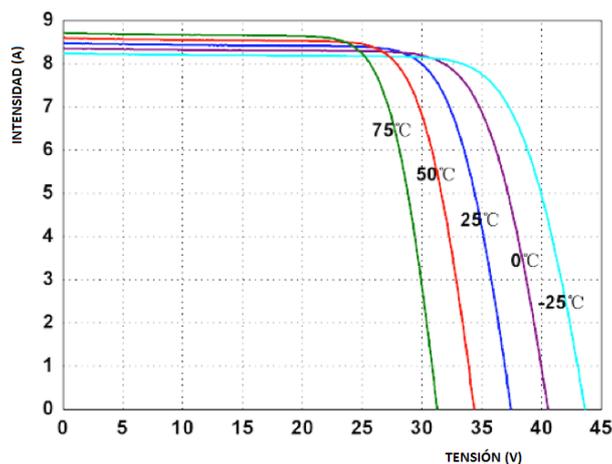


FIGURA 9: Curva T-I para diferentes temperaturas a una irradiancia de 1000W/m²

• Estructura soporte

Los paneles fotovoltaicos se ubicarán sobre la denominada estructura soporte la cual se asegura de el anclaje de dichos paneles. La estructura deberá resistir el peso de los paneles además de las sobrecargas del viento, fenómenos climatológicos o ambientales y las posibles dilataciones térmicas debidas a la variación de temperatura en el cambio de estaciones del año.

Existen dos tipos de estructura soporte:

- **Estructura fija:** tienen una orientación y ángulo de inclinación fijo previamente calculado para la localización donde vamos a realizar la instalación solar dependiendo de la latitud para poder aprovechar al máximo la radiación solar.
- **Estructura móvil:** estas estructuras se instalan en huertos solares donde los paneles se orientan automáticamente en torno a la posición del sol.

Las partes de sujeción de los paneles solares deberán estar instalas de forma que no incidan ninguna sombra sobre los demás paneles. La sujeción de los paneles deberá estar homologada por el fabricante y cumplir las especificaciones de diseño de la instalación y las pautas descritas en el pliego de condiciones técnicas.

La tornillería utilizada tanto para los paneles como para fijar la propia estructura al suelo deberá ser de acero inoxidable con excepción de estructuras de acero galvanizado en cuyo caso los tornillos podrán ser galvanizados.

• Inversor

Este equipo electrónico es el elemento central de una instalación fotovoltaica conectada a red que se encarga de convertir la corriente continua de la instalación en corriente alterna. El inversor debe proporcionar una corriente alterna que sea de las mismas características de la red eléctrica a la que está conectado tanto en forma senoidal como en valor eficaz (230V) y sobre todo en frecuencia (50Hz), esto quiere decir que debe sincronizar la onda eléctrica generada con la de la corriente eléctrica de la red ya que no se permiten variaciones ni perturbaciones sobre la red

eléctrica de distribución y poder así garantizar tanto la calidad de la electricidad vertida a la red como la seguridad de la propia instalación y de las personas.

Los parámetros que determinan las características y prestaciones de un inversor son:

- **Potencia:** determinará la potencia máxima que podrá suministrar a la red eléctrica en condiciones óptimas.
- **Fases:** para los inversores mayores de 15 KW suelen ser trifásicos.
- **Rendimiento energético:** debería ser alto en toda la gama de potencias a las que se trabajará. El rendimiento del inversor es mayor cuanto más próximos estamos a su potencia nominal y, con el fin de optimizar el balance energético, es primordial hacer coincidir la potencia pico del campo fotovoltaico y la potencia nominal del inversor. Si queremos tener un funcionamiento óptimo de la instalación, la potencia de pico del campo fotovoltaico nunca debe ser menor que la potencia nominal del inversor.

• Protecciones

Las instalaciones fotovoltaicas y todos sus componentes deben estar equipados con protecciones destinadas a velar por la seguridad tanto de la instalación como de las personas responsables de su funcionamiento y mantenimiento.

La implantación de protecciones deberemos llevarla a cabo atendiendo a la reglamentación vigente para este tipo de instalaciones, artículo 11 del RC 1663/2000 y al reglamento electrotécnico de baja tensión. Las protecciones serán:

- **Interruptor general manual:** interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora. Para poder realizar a desconexión manual, siempre deberá ser accesible para la empresa distribuidora.
- **Interruptor automático diferencial:** con el fin de proteger a las personas de derivaciones en algún elemento de la parte de continua de la instalación.
- **Interruptor automático de interconexión:** dispositivo de corte automático, sobre el cual actuarán los relés de mínima y máxima tensión que controlaran la fase de la red de distribución sobre la que está conectado el inversor. El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación. Será también automático una vez reestablecido el servicio normal de la red.
- **Funcionamiento en "isla":** para desconectar el inversor en caso de que los valores de tensión y frecuencia de red estén fuera de los valores umbral para un funcionamiento sin apoyo de la red.
- **Protección contra sobrecargas y cortocircuitos:** sirven para detectar posibles fallos producidos en los terminales de entrada o salida del inversor.
- **Protección contra calentamiento excesivo:** parará y mantendrá desconectado al inversor si la temperatura sobrepasa el valor umbral.

- **Protección de aislamiento:** sirve para detectar posibles fallos de aislamiento en el inversor.
- **Protección contra inversión de polaridad:** para proteger al inversor contra posibles cambios en la polaridad desde los paneles fotovoltaicos.
- **Limitador de la tensión máxima y mínima.**
- **Limitador de frecuencia máxima y mínima.**
- **Protección contra bajos niveles de emisión e inmunidad de armónicos.**

Al tener tanto potencia continua como alterna, además de equipar la instalación con las protecciones anteriores, serán necesarios dos grupos diferenciados de protecciones para cada caso que se definirán en el apartado de cálculos del proyecto:

- **Protecciones de continua:** se instalarán en la parte de continua de la instalación, es decir, desde los paneles hasta la entrada del inversor.
- **Protecciones de alterna:** se instalarán en la parte de alterna de la instalación, es decir, desde la salida del inversor hasta el punto de conexión con la red de suministro.

2.3.2. Mantenimiento de la instalación

Como se indica en el pliego de condiciones técnicas del IDEA, para asegurar un correcto funcionamiento y una óptima explotación de la instalación, aumentar la eficiencia y duración de la instalación, deberá realizarse un plan de mantenimiento adecuado para dicha instalación.

Se realizarán tres tipos de mantenimiento:

- **Mantenimiento predictivo:** el mantenimiento predictivo está basado en la determinación del estado de un sistema en operación, es decir, se basa en que los sistemas darán un tipo de aviso antes de que fallen por lo que este plan de mantenimiento trata de percibir los síntomas para después tomar acciones. En el mantenimiento predictivo se suelen realizar ensayos no destructivos, como medida de vibraciones, medición de temperaturas, termografías, intensidades, tensiones, etc. El mantenimiento predictivo permite que se tomen decisiones antes de que ocurra el fallo, de forma que se subsane este antes. Detectar cambios anormales en las condiciones del equipo y subsanarlos es una buena forma, aunque no fácil, de evitar posibles averías en el sistema.
- **Mantenimiento preventivo:** el mantenimiento preventivo es aquel mantenimiento que tiene como primer objetivo evitar o mitigar las consecuencias de los fallos o averías de un sistema del equipo, logrando prevenir las incidencias antes de que estas ocurran. Este plan de mantenimiento permite detectar fallos repetitivos, disminuir los puntos muertos por paradas, aumentar la vida útil de equipos, disminuir coste de reparaciones, detectar puntos débiles en la instalación entre una larga lista de ventajas.

El mantenimiento preventivo en general se ocupa en la determinación de condiciones operativas, de durabilidad y de confiabilidad de un equipo. Un plan de mantenimiento correctamente planificado puede reducir considerablemente los fallos de una instalación y sus consecuentes consecuencias acarreadas.

Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDEA, si la instalación es de potencia superior a 5 KWp, deberá realizarse una visita cada seis meses a la instalación, a la cual deberán comprobarse las protecciones eléctricas, el estado de los módulos solares, así como sus conexiones, el estado del inversor y estado de los aislamientos de los conductores.

- **Mantenimiento correctivo:** el mantenimiento correctivo es una forma de mantenimiento del sistema que se realiza después de haber ocurrido un fallo o problema en alguna de sus partes, con el objetivo de restablecer la operatividad del mismo. Se utiliza cuando es imposible de predecir o prevenir un fracaso, lo que hace el mantenimiento correctivo la única opción. El proceso de mantenimiento correctivo se inicia con una avería y un diagnóstico para determinar la causa del fallo. Es importante determinar qué es lo causó el problema, a fin de tomar las medidas adecuadas, y evitar así que se vuelva a producir la misma avería. Esta estrategia de mantenimiento puede resultar económica a corto plazo, al no invertir en planes de mantenimiento preventivo, si bien puede ocurrir que a causa de una falta de mantenimiento surja una avería que pueda resultar irreparable y con las graves consecuencias que esto conlleva, por tanto, no se recomienda este plan de mantenimiento, por estar demostrado que es mucho más costoso que cualquier otro a medio y a largo plazo.

2.4. Ventajas e inconvenientes de las instalaciones fotovoltaicas

2.4.1. Ventajas

- **No contamina:** el uso de sistemas solares permite la producción de energía con bajo impacto ambiental, ya que no requiere de materias primas fósiles para desencadenar procesos de combustión y, por lo tanto, no introduce sustancias nocivas en la atmósfera.
- **Fuente inagotable de energía:** se trata de una renovable que proviene de una fuente inagotable que es el sol, por lo que no hay que preocuparse porque se vaya acabando, al menos no en muchos millones de años.

De hecho, la irradiancia promedio que alcanza la superficie es igual a 1000W por cada metro cuadrado de superficie, y está totalmente a nuestra disposición. Cuando hay sistemas solares con rendimientos que aprovecharan el 70/80 %, la energía solar fotovoltaica será el método más utilizado en el mundo para la producción de energía.

- **Bajo coste:** a pesar de suponer un importante costo de inversión cuando hacemos la instalación de un sistema de paneles solares, quienes decidan enfocarse en esta

tecnología verán que el costo de la factura de electricidad cae significativamente. El excedente producido podrá ser vendido a la red eléctrica nacional.

- **Variación en el uso de la fuente solar:** con un sistema solar fotovoltaico, que transforma la radiación solar en electricidad; con un sistema solar térmico, utiliza el calor que proviene del sol para calentar un fluido, utilizado posteriormente, por ejemplo, para calentar una casa; con un sistema solar termodinámico, que reúne las dos características de las dos anteriores. Es un sistema idóneo para zonas donde el tendido eléctrico no llega como en zonas rurales, montañas, islas, etc.
- Los sistemas de captación solar que se suelen utilizar son de fácil mantenimiento.
- La energía solar fotovoltaica no requiere ocupar ningún espacio adicional, puede instalarse en tejados, edificios, solares, etc.
- Es un sector que promueve la creación de empleo tanto para la fabricación de los paneles solares como para la instalación y mantenimiento de la misma.
- Es un tipo de energía que está en alza. Cada vez más gente apuesta por este tipo de energía para abastecer sus hogares y los gobiernos y empresas empiezan a darse cuenta de la importancia de apostar por fuentes de energía limpias y alternativas.

2.4.2. Inconvenientes

- **El costo de la instalación:** dicha instalación requiere de una inversión importante inicial para su construcción. Además, la técnica de construcción y fabricación de los módulos fotovoltaicos es compleja y cara.
- **Bajos rendimientos:** desafortunadamente, las tecnologías existentes tienen rendimientos muy bajos en comparación con otras plantas de producción. Esto significa que la energía producida es aproximadamente un tercio de la energía que teóricamente podría producirse.
- **Área de instalación extendida:** al tener una concentración baja, la luz solar debe ser capturada por las superficies más anchas posibles. Es un problema construir plantas grandes porque requieren de áreas grandes y pueden tomar tierras que pueden usarse, por ejemplo, para la agricultura. Una solución recientemente implementada consiste en ubicar plantas cerca de áreas desérticas.
- **Discontinuidad del recurso e incapacidad de grandes acumuladores:** el mayor problema es que el sol no siempre está allí. En un día nublado o de noche no es posible contar con la contribución de energía del sol. Desafortunadamente las baterías de acumulación que existen hoy en día no son capaces de garantizar una cubierta de energía lo suficientemente grande como para resolver el problema.

3. MEMORIA DE PROYECTO

En los siguientes apartados se procederá a detallar el emplazamiento donde se ubicará nuestro proyecto, los pasos a seguir, trabajos a realizar, cálculos y decisiones tomadas en base a dichos cálculos.

3.1. Emplazamiento de la instalación

La instalación solar fotovoltaica de la que trata este proyecto está ubicada en el término municipal de Massalavés en la comarca de la Ribera Alta de la provincia de Valencia, concretamente, Polígono 8 Parcela 30 RESALANY. MASSALAVES (VALENCIA).



FIFURA 10: Término municipal de Massalavés. FUENTE: Google Maps

La instalación de los paneles solares fijos se realizará sobre el suelo de la parcela. Dicho terreno se encuentra situado a una altitud media de 30m sobre el nivel del mar. Las coordenadas de la parcela son:

- **Latitud: 39°08'42.6"N**
- **Longitud: 0°31'45.8"W**

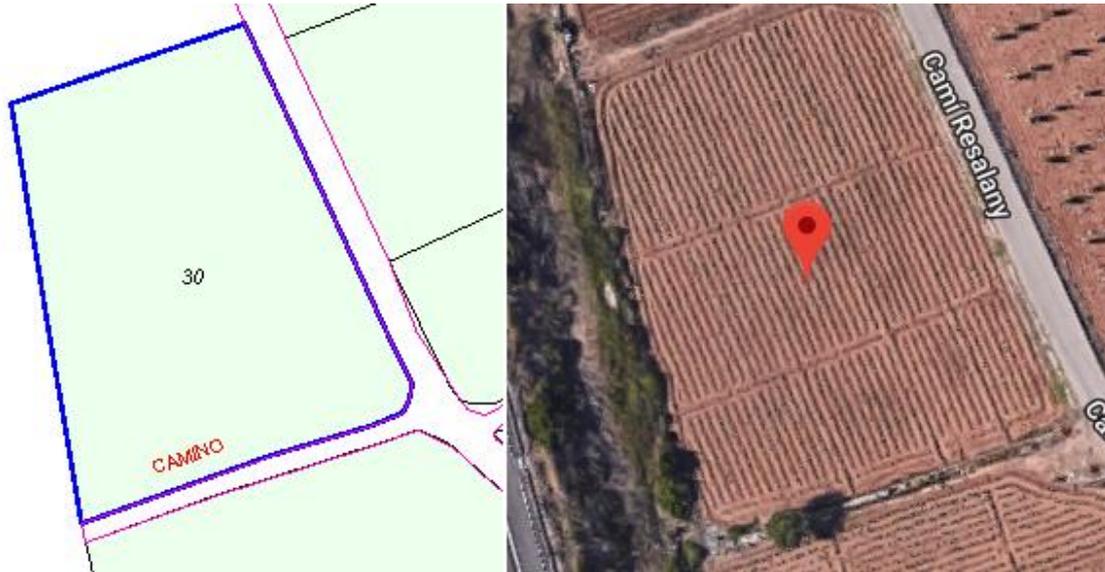


FIGURA 11: Parcela donde se realizará la instalación. FUENTE: Google Maps y sede electrónica de catastro.

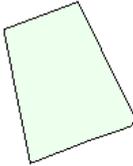
PARCELA CATASTRAL		
	Localización	Polígono 8 Parcela 30 RESALANY. MASSALAVES (VALENCIA)
	Superficie gráfica	1.795 m ²

FIGURA 12: Parcela catastral. FUENTE: Sede electrónica de catastro.

3.2. Descripción general de la instalación

La instalación solar fotovoltaica estará formada por 525 paneles de la marca ATERSA modelo A-180M que producirán una potencia máxima de 94.5 KW y se ubicará a ras de suelo de la parcela sobre soportes metálicos fijos.

Los paneles se dispondrán en 35 ramales conectados en paralelo de 15 paneles conectados en serie cada uno. Estos 35 ramales se separarán en grupos de 7 ramales a la hora de definir el esquema eléctrico de protecciones y cableado uniéndose cada panel del grupo en “cajas de conexiones por grupo” y luego todos estos grupos unidos en una caja de conexiones común donde saldrán las conexiones al inversor.

El inversor encargado de que convertir en alterna la corriente continua generada por los paneles fotovoltaicos y que volcara dicha corriente a la red general de distribución eléctrica se situará en una esquina superior de la parcela. Se ha buscado el inversor más eficiente y que cumpla con la reglamentación y los rangos de operación para el correcto funcionamiento de los paneles solares. El inversor elegido es el modelo 100000W INGECON Sun Power 100 cuya potencia de salida es de 99 KW.

Para la protección tanto de los equipos de la planta como de las personas responsables de su mantenimiento y operación, se ha seguido la reglamentación vigente que aparece en el artículo

11 del R.D. 1663/2000 con la colocación de un interruptor diferencial y un interruptor general manual en la conexión a la red de baja tensión, los requisitos de conexión de la empresa distribuidora de la zona IBERDROLA con la colocación de un fusible y además las normas generales para la protección de instalaciones eléctricas que aparecen en el reglamento electrotécnico de baja tensión con la colocación de fusibles, interruptores-seccionadores, descargadores en los diferentes tramos de la instalación solar.

Por último, se solicitará la autorización de conexión por parte de IBERDROLA para la conexión de la planta solar fotovoltaica a la red de baja tensión e inyectar la potencia generada por la misma a dicha red.

3.3. Elección de los paneles fotovoltaicos

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

- **Terreno que ocupar:** debe estudiarse la cantidad de terreno que se dispone para poder dimensionar el número de paneles solares que dispondrá la planta. En este caso los paneles se instalarán en a ras de suelo de la parcela.

Como se ha dicho anteriormente la parcela consta de 1.795 m². Uno de los objetivos a la hora de diseñar estas instalaciones es la optimización de los recursos tanto del terreno como de la radiación solar, por eso se procederá a orientar los paneles hacia el SUR debido a que, al estar en el hemisferio norte, la captación de radiación solar es máxima a lo largo del día.

A este efecto se ha elegido un área útil libre de obstáculos y posibles sombras de 1.255,17 m².



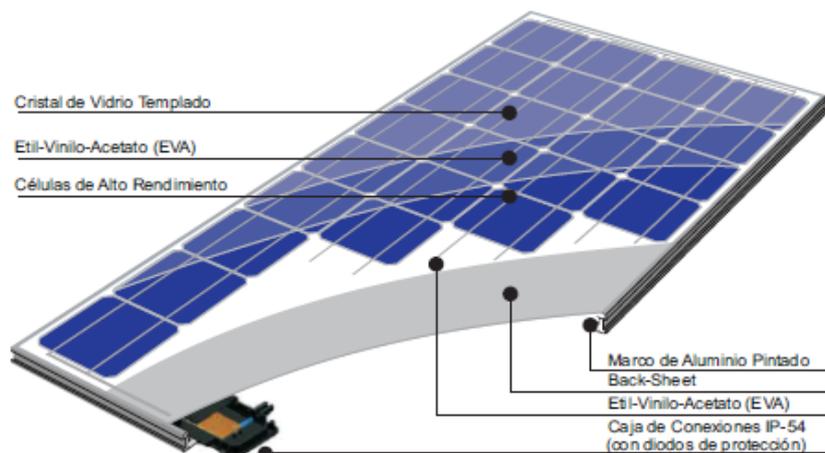
FIGURA 13: Área útil de la Parcela catastral. FUENTE: Sede electrónica de catastro.

- **Tecnología que se utilizara:** Para el diseño del proyecto se utilizarán 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 quién nos la encarga, será imposible la realización del proyecto.

Con estas consideraciones se ha elegido el panel solar fotovoltaico A-180M de ATERSA, empresa española con amplia experiencia en fabricación de todo tipo de dispositivos para instalaciones solares fotovoltaicas. Este tipo de módulo está creado especialmente para alimentar para sistemas de 24VCC, como instalaciones autónomas con batería de potencia elevada, bombeo directo de agua y sistemas de inyección directa de la energía a la red eléctrica como es el caso de este proyecto.

La siguiente tabla muestra los parámetros fundamentales del panel solar escogido, esto será importante a la hora de dimensionar el cableado y protecciones e importante para la elección del inversor:



CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	A-170M	A-180M
Potencia (W en prueba $\pm 3\%$)	170W	180W
Número de células en serie	72	
Eficiencia del módulo	11,40%	13,66%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	4,75A	5,00A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	35,80V	36,00V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	5,10A	5,30A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	43,95V	44,00V
Coefficiente de Temperatura de Isc (α)	0,09 %/C	
Coefficiente de Temperatura de Voc (β)	-0,34%/C	
Coefficiente de Temperatura de P (γ)	-0,37%/C	
Máxima Tensión del Sistema	1000 V	
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS		
Dimensiones (mm.)	1618X814X35	
Peso (aprox.)	14,80kg	
Especificaciones eléctricas medidas en STC. TONC: 47 \pm 2°C		
NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.		

FIGURA 14: Parámetros del módulo A-180M. FUENTE: Atersa

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 interesará 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 módulo y el meridiano del lugar. Los valores típicos son 0° para los módulos al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.

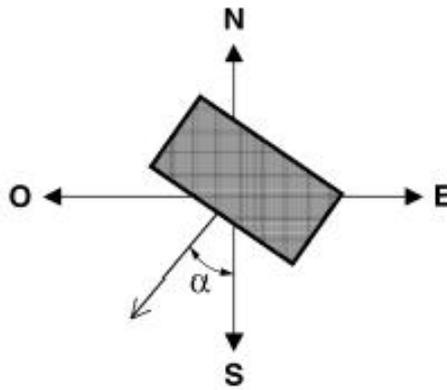


FIGURA 15: Representación del ángulo azimut.

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

3.3.2. Inclinación de los paneles

Otro punto importante para el diseño de estas 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 del IDAE, la inclinación de los módulos solares se define mediante el ángulo de inclinación β , que es el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para módulos verticales.

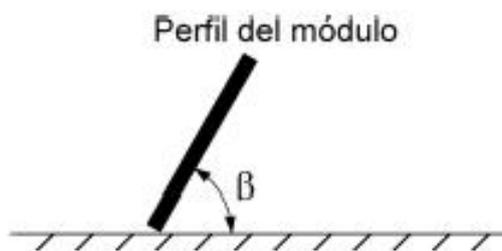


FIGURA 16: Inclinación de los módulos.

El cálculo de la inclinación óptima de los paneles solares se obtendrá mediante el método de “mes peor”, en el cual, se considera el mes de menor radiación captada sobre los paneles. Para utilizar este método ha de tenerse en cuenta dos variables; el periodo para el cuál se utilizará la instalación solar fotovoltaica, debe definirse si se explotará en verano, en invierno o durante todo el año y la latitud del emplazamiento donde estarán instalados los paneles solares.

Latitud (Φ): 39°08'42.6"N → $\Phi = 39,145^\circ$

Según el método de “mes peor”, la inclinación óptima aproximada de los paneles respecto a la horizontal, viene expresada en la siguiente tabla:

Periodo de diseño	β_{opt}
Diciembre	$\Phi + 10^\circ$
Julio	$\Phi - 20^\circ$
Anual	$\Phi - 10^\circ$

FIGURA 16: Inclinación de los paneles según la latitud

Utilizando este método para obtener la inclinación óptima de los paneles solares en la instalación según el periodo de diseño sería:

Periodo de diseño	β_{opt}
Diciembre	$\Phi + 10^\circ = 39,145^\circ + 10^\circ = 49,145^\circ$
Julio	$\Phi - 20^\circ = 39,145^\circ - 20^\circ = 19,145^\circ$
Anual	$\Phi - 10^\circ = 39,145^\circ - 10^\circ = 29,145^\circ$

FIGURA 17: Inclinación de los paneles según el periodo de diseño.

Con estas inclinaciones, se obtienen las menores pérdidas por inclinación de los módulos fotovoltaicos.

La instalación se realizará adoptando la opción de explotación anual.

3.3.3. Distancia mínima entre filas y modelos

Se calculará la distancia mínima de separación entre las distintas filas de módulos solares que componen el generador fotovoltaico para que no se produzcan sombras de unos módulos sobre otros.

Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la distancia “d”, medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura “h”, que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia “d” será superior al valor obtenido por la expresión:

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

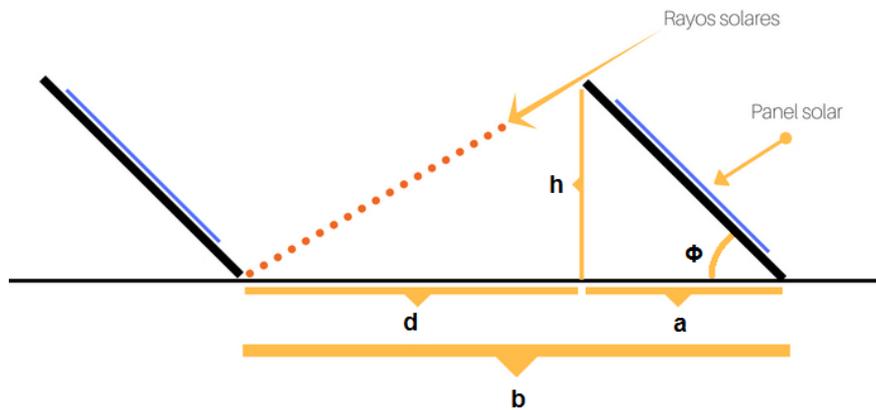


FIGURA 18: Esquema de distancias mínimas.

La distancia de separación entre filas de módulos depende del ángulo de inclinación de éstos, así que cuanto más inclinado esté el panel, deberá guardarse mayor distancia entre filas.

En este caso, al estar diseñado para una posición (anual), los paneles han de colocarse a una distancia aceptable para este periodo. Como los paneles estarán fijos al suelo, los paneles se colocarán a la distancia que marque la ecuación anterior para un ángulo de 29° ya que es la máxima inclinación y donde deberá guardarse la máxima distancia entre filas de paneles.

Por lo tanto, sabiendo que la longitud del panel es de 814mm y forma un ángulo con la horizontal de 29°, la altura “h” de los paneles será:

$$h = \text{sen}29^\circ \times 0.814\text{m} = 0.39\text{m}$$

Conocida la altura que tendrán los paneles en su inclinación máxima y la latitud del lugar (39, 155°), la distancia “d” entre paneles será de:

$$d = \frac{h}{\text{tag}(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{0,39}{\text{tag}(61^\circ - 39,155)} = 0.97\text{m}$$

Por tanto, la distancia entre los extremos inferiores de dos paneles consecutivos resultará de la suma de la distancia $d=0,97\text{m}$ y la proyección de la longitud del panel sobre el suelo, es decir, $a = \text{cos}29^\circ \times 0,814 = 0.72\text{m}$; en total cada panel estará separado una distancia $b = 0,72 + 0,97 = 1,69\text{m}$.

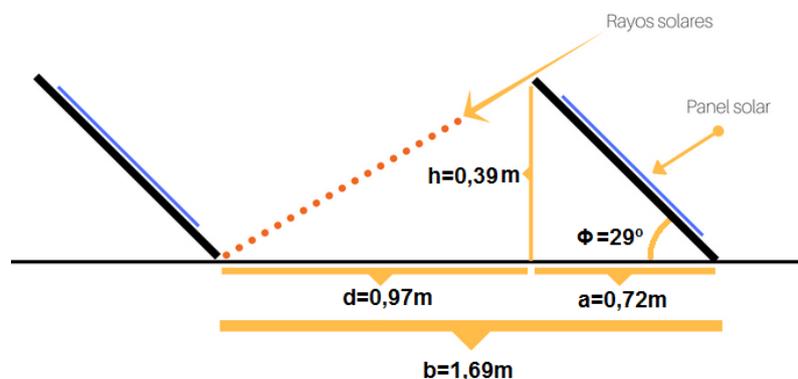


FIGURA 18: Esquema de dimensiones entre paneles.

3.3.4. Cálculo del número de paneles

En este punto se especificará cuantos paneles solares serán utilizados en la instalación y cómo se conectarán entre sí teniendo en cuenta los siguientes puntos:

- El área a ocupar por los paneles solares no será la totalidad de la parcela, sino que será un área rectangular cuya base está orientada totalmente al sur de dimensiones 50m x 25.12m.
- La separación entre filas; una vez calculada la separación mínima que debe haber entre filas de paneles, se podrá calcular el número de éstas que se podrán colocar sobre el área útil de la parcela:

$$n^{\circ} \text{ max de filas de paneles} = \frac{50}{1} = 50 \text{ filas}$$

- Las dimensiones del panel solar; conociendo el área máxima que pueden ocupar los paneles solares y las dimensiones de cada uno de ellos, se obtienen cuantos paneles podrán colocarse en fila.

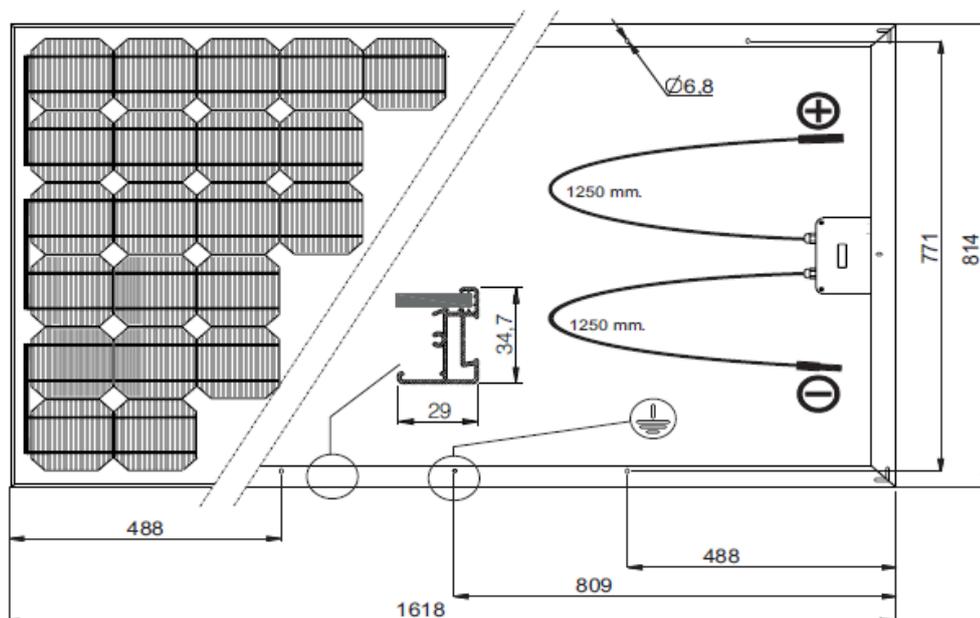


FIGURA 19: Dimensiones del módulo fotovoltaico A-180M.

Conocidas las dimensiones de los paneles solares, 1618x814x35mm, el área máxima a ocupar, 50x25.12m y teniendo en cuenta que los paneles estarán dispuestos horizontalmente, para que la separación entre columnas que calculada a continuación sea inferior y ofrezcan menor oposición al viento a la hora de calcular la estructura soporte, en cada fila podrán colocarse:

$$n^{\circ} \text{ max. de paneles por fila} = \frac{25,12}{1,618} = 15,5 \text{ paneles}$$

Una vez obtenido el número máximo tanto de paneles como de filas que se pueden instalar en el área útil de la parcela, se calculará el número de paneles solares del que estará compuesto el generador fotovoltaico y con ello, su potencia nominal. Se han escogido 15 paneles por fila y un total de 35 filas, lo que hacen un total de 525 paneles, si cada uno de estos paneles ATERSA A-180M tiene una potencia nominal de 180W, la potencia máxima que podrá entregar el generador fotovoltaico será de 94.500W.

La conexión de los paneles que componen el generador fotovoltaico será la siguiente; en total de 35 ramales conectados en paralelo compuestos de 15 paneles cada uno conectados en serie, la conexión de los paneles es muy importante para la elección del inversor, puesto la toma de dicha decisión estará basada en los valores de corriente y sobre todo de tensión que producirá el campo de paneles.

3.4. Cálculo de la estructura de soporte

La estructura soporte de la instalación estará fija durante todo el año, para ello tendremos en cuenta los siguientes parámetros.

3.4.1. Sobrecargas soportadas

Tal y como anuncia el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la estructura soporte de los paneles solares deberá resistir las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88. Para este caso, no se considerarán sobrecargas por nieve puesto que en esta zona de la provincia de Toledo existe apenas riesgo de producirse nevadas durante el invierno y si ocurren, son de baja intensidad no ocasionando posibles sobrecargas a las estructuras.

Por otro lado, se tendrá en cuenta la sobrecarga producida por el viento en dicha zona, la estructura será dimensionada para soportar vientos de unos 120 km/h como máximo. Este cálculo se realizará partiendo de la norma MV-103 para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos como es el viento.

Las estructuras soporten tendrán la orientación óptima para la cual los paneles captan la mayor cantidad de radiación solar, es decir, orientarán los módulos hacia el sur, por tanto, los vientos que mayor carga ofrecerán sobre los anclajes serán los procedentes del norte, generando una fuerza sobre la estructura como se indica en la figura:

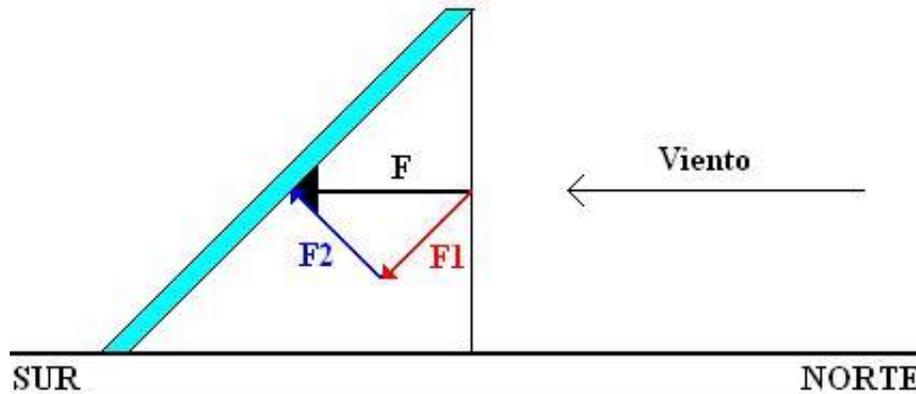


FIGURA 20: Diagrama de fuerza sobre la estructura.

En su camino, el viento encontrará una superficie obstáculo de altura definida por las dimensiones de los paneles solares y la inclinación a la que se encuentran. Cuanta mayor sea la inclinación de los paneles solares, mayor será la superficie obstáculo para el viento y, por tanto, mayor será la carga que ejerza el viento sobre la estructura, por este motivo, al tener dos posibles posiciones de los paneles, se dimensionará la estructura para que soporte la máxima carga que se dará con un ángulo de inclinación de 29°.

Para una inclinación de 29°, la superficie obstáculo que encuentra el viento viene dada por:

$$S. \text{obstaculo} = \text{área panel} \times \text{sen}\beta = 1,618 \times 0,814 \times \text{sen}29 = 0,64\text{m}^2$$

La fuerza que el viento ejerce sobre la superficie obstáculo ofrecida por los paneles solares viene dada en forma de presión, a unos 120km/h, la presión que ejerce el viento sobre una superficie perpendicular a su dirección es de unos 735N/m², por tanto, la fuerza total que el viento ejerce sobre los paneles es de 735N x 0,64m² = 470,5N.

Ahora bien, de esta fuerza que se ejerce sobre los paneles solares, parte de ella se pierde al deslizarse por la superficie de los módulos ya que no están totalmente perpendiculares al viento. Por este motivo, la fuerza total que se ejerce sobre los paneles se puede descomponer en dos componentes de diferente dirección; F1 cuya dirección es paralela a la superficie del panel y no ejerce fuerza sobre el mismo al deslizarse el viento y F2 cuya dirección es perpendicular a la superficie del panel y es quién realmente ejerce la carga sobre la superficie soporte.

El valor de F2 viene dado por el ángulo de inclinación de la estructura:

$$F2 = F \times \text{sen}\beta = 470,5 \times \text{sen}29 = 228,1\text{N}$$

Por tanto, los anclajes que unen la estructura soporte con la base del suelo deberán soportar una fuerza de 228,1 N o 37,24 km/h como máximo.

Por tanto, soportara porque todas las estructuras del fabricante están calculadas para soportar hasta 104,4 km/h o 639,45 N. La elegida por tanto será la de "V" 30°.

3.4.2. Características del soporte

La estructura soporte que se utilizará en la instalación será encargada a la empresa de equipos fotovoltaicos ATERSA la misma que proporcionará los módulos solares y el inversor senoidal de conexión a red trifásico para la instalación.

La estructura soporte será de acero galvanizado en caliente, tal y como se anuncia en la norma UNE 37-501 y UNE 37-508, ofreciendo una gran protección ante golpes y abrasión. Cumpliendo el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la tornillería utilizada deberá ser realizada en acero inoxidable cumpliendo la norma MV-106 o bien al ser una estructura de acero galvanizado, los tornillos utilizados para la unión de elementos del soporte también podrán ser del mismo material con excepción de los tornillos utilizados para la unión entre los paneles solares y la estructura que deberán ser obligatoriamente de acero inoxidable.

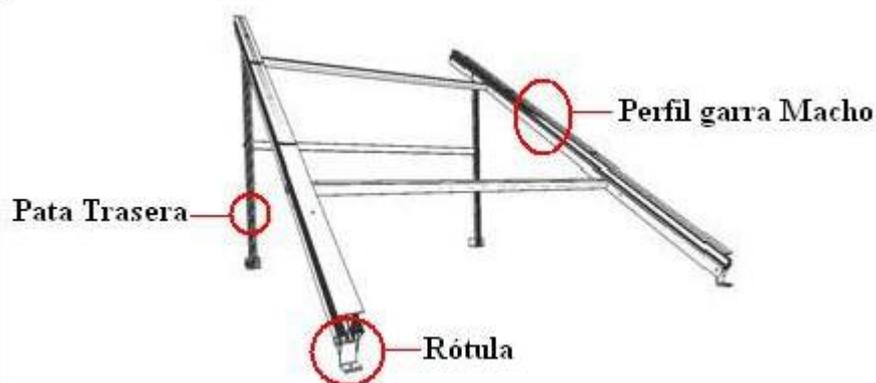


FIGURA 21: estructura soporte.

Tanto la estructura soporte como los topes de sujeción de los módulos solares, no deberán ofrecer sombra alguna sobre los módulos. Además, la constitución tanto de la estructura soporte como el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos.

Las estructuras estarán formadas por carriles con perfiles garra macho donde se fijarán los módulos con perfiles garra hembra a la estructura soporte. En la parte final década carril, se dispondrá una rotula que permitirá la variación de la inclinación de la estructura. Las patas traseras donde se apoyará la estructura podrán deslizarse para abatir la estructura hasta el ángulo de inclinación deseado, estas deberán conseguir una inclinación de 29°.

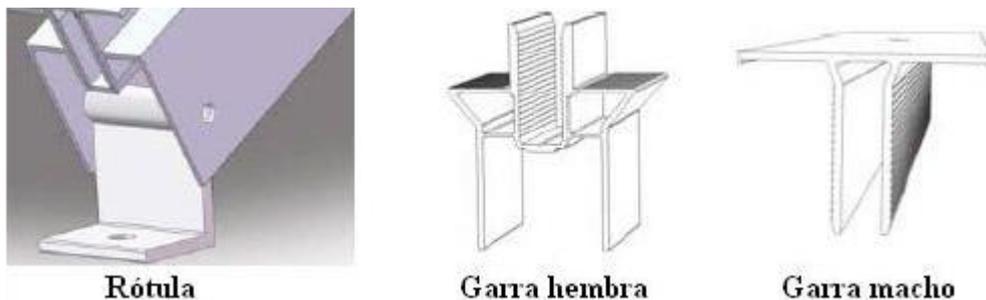


FIGURA 22: componentes estructura soporte.

3.5. Elección del inversor

Una de las decisiones más importantes que se deben tomar en este tipo de diseños es la elección correcta de un inversor. Para la elección de un inversor que cumpla tanto las normas establecidas por el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, como los requerimientos técnicos que imponen los paneles solares, se calcularán las tensiones y corrientes máximas y mínimas que podrán tenerse a la salida el 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

Uno de los puntos a considerar a la hora de la elección del inversor será que esté equipado con un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles para así obtener 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.

La tensión normal de funcionamiento o tensión de máxima potencia del generador fotovoltaico conociendo la disposición de paneles en serie y paralelo a la cual deberá funcionar el inversor en condiciones normales vendrá dada al multiplicar la tensión de punto de máxima potencia (**V_{mpp}**) de cada panel por el número de paneles en serie en cada ramal del generador:

$$\mathbf{V_{mpp\ Total} = V_{mpp} \times N_s = 36 \times 15 = 540V}$$

Y la corriente que suministra el generador fotovoltaico cuando proporciona la máxima potencia vendrá dada al multiplicar la corriente de punto de máxima potencia (**I_{mpp}**) de cada panel por el número de paneles en paralelo o ramales:

$$\mathbf{I_{mpp\ Total} = I_{mpp} \times N_p = 5 \times 35 = 175A}$$

3.5.2. Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura

En la parcela se considerará un rango de temperaturas ambiente de entre -5° C como mínimo en invierno y 45° C como máximo en verano, con estas temperaturas la temperatura de célula será distinta a 25° C, valor considerado como condición estándar de medida y para el cual se muestran los parámetros fundamentales de los paneles solares.

La temperatura de trabajo que alcanzan las células de los paneles fotovoltaicos puede aproximarse mediante la expresión:

$$T_p = T_a + \left(\frac{T_{onc} - 20}{800} \right) \times I$$

Dónde:

- **T_p** es la temperatura que alcanza la célula a una temperatura ambiente determinada.
- **T_a** es la temperatura ambiente del lugar donde están instalados los paneles solares.
- **T_{onc}** es la temperatura nominal de la célula, temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20° C y la velocidad del viento, de 1m/s. (T_{onc} =47°).
- **I** es la irradiancia media dependiendo del periodo en el que se encuentre (En verano I =1000W m² y en invierno I =100W m²).

Para conocer la tensión de circuito abierto que se medirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo estas condiciones de temperatura de célula diferente a 25° C, se aplicará el coeficiente de temperatura para la tensión de circuito abierto (V_{0c}) proporcionado por el fabricante sobre la siguiente ecuación:

$$V_{0c}(X^\circ C) = V_{0c}(25^\circ C) + \Delta T * \Delta V_{0c}(T)$$

donde:

- **V_{0c}(X° C)** es la tensión a circuito abierto del panel a una temperatura de célula X.
- **V_{0c} (25° C)** es la tensión a circuito abierto del panel en condiciones estándar de medida (V_{0c} (25° C) =44V)
- **ΔT** es la variación de la temperatura de trabajo del panel y las condiciones estándar de medida.
- **ΔV_{0c} (T)** es el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel ΔV_{0c} (T) = -194,4 °.

La corriente de cortocircuito que se producirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo estas condiciones de temperatura de célula diferente a 25° C, se aplicará el coeficiente de temperatura para la corriente de cortocircuito (I_{sc}) proporcionado por el fabricante sobre la siguiente ecuación:

$$I_{sc}(x^\circ c) = I_{sc}(25^\circ C) + \Delta T * \Delta I_{sc}(T)$$

Dónde:

- **I_{sc}(x° c)** es la corriente de cortocircuito del panel a una temperatura de célula X.
- **I_{sc} (25° C)** es la corriente de cortocircuito del panel en condiciones estándar de medida. (I_{sc} (25° C) = 5,30A)

- **$\Delta I_{sc}(T)$** es el coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito del panel. $\Delta I_{sc}(T) = 0,2 \text{ mA/}^\circ\text{C}$

Por tanto, para una temperatura ambiente de -5°C , la temperatura de célula de los paneles solares será:

$$T_p = T_a + \left(\frac{T_{onc} - 20}{800} \right) \times I = -5 + \left(\frac{47 - 20}{800} \right) \times 100 = -1.625^\circ\text{C}$$

Con esta temperatura de célula, la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito del panel serán:

$$V_{0c}(-1,625^\circ\text{C}) = V_{0c}(25^\circ\text{C}) + \Delta T \times \Delta V_{0c}(T) = 44 + (-1,625 - 25) \times (-0,194) = 49.176\text{V}$$

$$I_{sc}(-1,625^\circ\text{C}) = I_{sc}(25^\circ\text{C}) + \Delta T * \Delta I_{sc}(T) = 5,3 + (-1,625 - 25) \times (-0,2) = 10.625\text{A}$$

Ahora multiplicando el número de paneles en serie por ramal del generador por la tensión de circuito abierto de cada panel para una temperatura ambiente de -5°C , se obtiene la tensión de circuito a la salida del generador fotovoltaico durante el invierno y multiplicando el número ramales en paralelo del generador fotovoltaico por la corriente de cortocircuito de cada panel para una temperatura ambiente de -5°C , la corriente de cortocircuito a la salida del generador durante el invierno:

$$V_{0c}(-1,625^\circ\text{C})_{TOTAL} = V_{0c}(-1,625^\circ\text{C}) \times N_s = 49,176\text{V} \times 15 \text{ paneles} = 737.64\text{V}$$

$$I_{sc}(-1,625^\circ\text{C})_{TOTAL} = I_{sc}(-1,625^\circ\text{C}) \times N_p = 10.625\text{A} \times 35 \text{ ramales} = 371.88\text{A}$$

Ahora para obtener la tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico durante el periodo de verano, se considerará la temperatura de 45°C indicada anteriormente, por lo que la temperatura de las células que componen los paneles solares será:

$$T_p = T_a + \left(\frac{T_{onc} - 20}{800} \right) \times I = -5 + \left(\frac{47 - 20}{800} \right) \times 1000 = 78.75^\circ\text{C}$$

Para esta temperatura de célula, la tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito del panel serán:

$$V_{0c}(78.75^\circ\text{C}) = V_{0c}(25^\circ\text{C}) + \Delta T \times \Delta V_{0c}(T) = 44 + (78.75 - 25) \times (-0,194) = 33.54\text{V}$$

$$I_{sc}(78.75^\circ\text{C}) = I_{sc}(25^\circ\text{C}) + \Delta T * \Delta I_{sc}(T) = 5,3 + (78.75 - 25) \times (-0,2) = 5.45\text{A}$$

Una vez obtenidas la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito de cada módulo solar bajo una temperatura ambiente de 45°C , se hallará la tensión a circuito abierto total del generador multiplicando ésta tensión por el número de paneles solares conectados en serie en cada ramal del generador y la corriente de cortocircuito total del generador multiplicando corriente

de cortocircuito de cada uno de los módulos solares por el número de ramales o paneles conectados en paralelo del generador:

$$V_{0c}(78.75^{\circ}\text{C}) \text{ TOTAL} = V_{0c}(78.75^{\circ}\text{C}) \times N_s = 33.54\text{V} \times 15 \text{ paneles} = 503.1\text{V}$$

$$I_{sc}(78.75^{\circ}\text{C}) \text{ TOTAL} = I_{sc}(78.75^{\circ}\text{C}) \times N_p = 5.45\text{A} \times 35 \text{ ramales} = 190.75\text{A}$$

Por último, deberán tenerse en cuenta los valores de tensión de máxima potencia que se alcanzarán en la instalación ya que éstos variarán al igual que los valores de tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito según varíe la temperatura ambiente.

Para obtener el coeficiente de variación para tensión de máxima potencia respecto a la temperatura se utilizará la igualdad $V_{mpp} = 0,76 \times V_{0c}$ ya que la variación también lo cumplirá y por tanto $\Delta V(T) = 0,76 \Delta V_{0c}(T)$.

$$\Delta V_{mpp}(T) = 0,76 \times (-0,1944) = -0,1477 \text{ V/}^{\circ}\text{C}$$

Las tensiones que cada uno de los módulos solares alcanzarán en el punto de máxima potencia cuando se encuentren a temperatura ambiente de -5°C (temperatura de célula fotovoltaica $-1,625^{\circ}\text{C}$) y de 45°C (temperatura de célula fotovoltaica $78,75^{\circ}\text{C}$) serán:

$$V_{mpp}(78,75^{\circ}\text{C}) = V_{mpp}(25^{\circ}\text{C}) + \Delta T \times \Delta V_{mpp}(T) = 36 + (78,75 - 25) \times (-0,1477) = 28.1\text{V}$$

$$V_{mpp}(-1,625^{\circ}\text{C}) = V_{mpp}(25^{\circ}\text{C}) + \Delta T \times \Delta V_{mpp}(T) = 36 + (-1,625 - 25) \times (-0,1477) = 39.9\text{V}$$

Por tanto, el rango de tensiones del punto de máxima potencia que deberá ser soportado por el inversor será calculado multiplicando los valores de tensión de máxima potencia de cada módulo solar obtenidos para las diferentes condiciones por el número de paneles conectados en serie en cada uno de los ramales, obteniéndose así, la tensión máxima y mínima que proporcionará el generador fotovoltaico en condiciones de máxima potencia:

$$V_{mpp}(78,75^{\circ}\text{C}) = V_{mpp}(78,75^{\circ}\text{C}) \times N_s = 28.1\text{V} \times 15 \text{ paneles} = 421.5\text{V}$$

$$V_{mpp}(-1,625^{\circ}\text{C}) = V_{mpp}(-1,625^{\circ}\text{C}) \times N_s = 39.9\text{V} \times 15 \text{ paneles} = 598.5\text{V}$$

3.5.3. Inversor seleccionado

Para la elección del inversor a instalar para la conversión de potencia continua a potencia alterna del generador solar fotovoltaico y posterior inyección a la red eléctrica, se han considerado los siguientes valores de gran importancia:

	Tensión de potencia máxima	Tensión de circuito abierto	Corriente de cortocircuito
Invierno (-5°C)	$V_{mpp}(-1,625^{\circ}\text{C}) = 598.5\text{V}$	$V_{0c}(-1,625^{\circ}\text{C}) = 737.64\text{V}$	$I_{sc}(-1,625^{\circ}\text{C}) = 371.88\text{A}$
Verano (45°C)	$V_{mpp}(78,75^{\circ}\text{C}) = 421.5\text{V}$	$V_{0c}(78.75^{\circ}\text{C}) = 503.1\text{V}$	$I_{sc}(78.75^{\circ}\text{C}) = 190.75\text{A}$

FIGURA 23: Valores de tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito.

Atendiendo a estos valores de tensión y corriente, se ha elegido el inversor de INGECON SUN 90, cuya tabla de especificaciones técnicas es:

	50	60	70	80	90	100
Valores de Entrada (DC)						
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	52 - 65 kWp	63 - 78 kWp	73 - 91 kWp	83 - 104 kWp	93 - 117 kWp	104 - 130 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 750 V					
Tensión máxima ⁽²⁾	900 V					
Corriente máxima	130 A	156 A	182 A	208 A	234 A	260 A
Nº entradas	4	4	4	4	4	4
MPPT	1	1	1	1	1	1
Valores de Salida (AC)						
Potencia nominal ⁽³⁾	55 kW	66 kW	77 kW	88 kW	99 kW	110 kW
Corriente máxima	93 A	118 A	131 A	156 A	161 A	161 A
Tensión nominal	400 V					
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz					
Coseno Phi ⁽⁴⁾	1	1	1	1	1	1
Coseno Phi ajustable	Sl. Smáx=55 kVA	Sl. Smáx=66 kVA	Sl. Smáx=77 kVA	Sl. Smáx=88 kVA	Sl. Smáx=99 kVA	Sl. Smáx=110 kVA
THD ⁽⁵⁾	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Rendimiento						
Eficiencia máxima	96,3%	96,4%	97,2%	97,5%	96,9%	96,8%
Euroeficiencia	94,3%	94,7%	96,1%	96,2%	95,8%	95,7%
Datos Generales						
Refrigeración por aire	2.600 m³/h					
Consumo en stand-by ⁽⁶⁾	30 W					
Consumo nocturno	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W
Temperatura de funcionamiento	-20°C a +65°C					
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20

FIGURA 24: Tabla de especificaciones técnicas del inversor.

Para la elección de este modelo de inversor se han tenido en cuenta los siguientes datos:

- El rango de tensiones en el que el inversor puede trabajar oscila entre **405V** y **750V**, 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, la tensión total que producirán en dicho punto de máxima potencia oscilará entre **V_{mpp}(-1,625°) = 598.5V** y **V_{mpp}(78,75°) = 421.5V** que está dentro del rango de tensiones. Además, si los paneles están trabajando en condiciones invernales, como máximo suministrarán una tensión de circuito abierto de **V_{oc}(-1,625°C) = 737.64V** que también se encuentra en el rango de tensión de funcionamiento del inversor. Por otro lado, cuando los paneles trabajen bajo condiciones de altas temperaturas, la tensión máxima de circuito abierto que ofrecerán será de **V_{oc}(78,75°C) = 503.1V** que está dentro del rango de tensiones.
- La tensión máxima de entrada a módulos es de **900Vcc**, por tanto, cumple perfectamente los requerimientos técnicos de la instalación solar ya que como máximo los paneles solares suministrarán una tensión de circuito abierto **V_{oc}(-1,625°C) = 737.64V** bajo condiciones ambientales invernales.

- La corriente máxima de entrada al inversor son **234A**, este valor es superior a la máxima corriente proporcionada por los paneles solares **Isc(78,75°C) = 190.75A** que será la producida en condiciones de cortocircuito a una temperatura ambiente de 45° C.
- La potencia nominal de paneles para la que está diseñado este inversor comprende un rango entre **93kWp** y **117kWp** en el cual el rendimiento del inversor seguirá siendo máximo ya que se supone que los paneles no entregarán la máxima potencia siempre, el generador fotovoltaico en este caso suministrará una potencia máxima de **94.5kWp**, valor que está dentro del rango de potencias para que el inversor está dimensionado y en el caso de llegar a producir la máxima potencia, el inversor funcionará a pleno rendimiento.
- El inversor **INGECON SUN 90**, cumple con la normativa vigente para este tipo de equipos destinados a la producción, pero para su colocación en el exterior debido a su bajo índice de protección IP20, deberá instalarse dentro de una caseta para aumentar su grado de protección ante condiciones externas adversas.

3.6. Cableado

La instalación solar fotovoltaica se ha dividido en varios tramos de conexión entre los diferentes equipos y cajas de conexión que la componen. Dichos tramos de cableado poseerán diferente sección de conductores puesto que la carga que circulará por cada uno de ellos será diferente dependiendo los equipos que interconecten.

Como se decidió anteriormente, el generador fotovoltaico estará formado por 35 ramales conectados en paralelo con 15 módulos en serie cada ramal, las conexiones de cada 7 ramales irán a una caja de conexión de grupo y la conexión de las 5 cajas de conexión de grupo irá a la caja de conexión de generador fotovoltaico.

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

Para los tramos de corriente continua se utilizarán conductores de tipo 0,6/1kV de cobre con aislamiento en XLPE. El tipo de instalación será de conductores aislados enterrados según la definición del REBT en la norma ITC-BT-07

Tabla 3:	INTENSIDAD ADMISIBLE (EN AMPERIOS), PARA CABLES SOTERRADOS BAJO TUBO (TENSIÓN ASIGNADA HASTA 0,6/1kV)			
	Aislamiento de XLPE o EPR			
	3 unipolares o 1 tripolar		2 unipolares o 1 tripolar	
SECCIÓN	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
1,5	23	-	27	-
2,5	30	23	36	27
4	39	30	46	36
6	48	37	58	44
10	64	49	77	58
16	82	62	100	77
25	105	82	130	98
35	130	98	155	120
50	155	115	183	139
70	190	145	225	170
95	225	175	265	205
120	260	200	305	230
150	300	230	340	265
185	335	260	385	295
240	400	305	440	340
300	455	350	500	385
400	530	405	570	445
500	610	465	660	510
630	710	530	735	575

Resistividad térmica del terreno: 1,5 K.m/W
 Temperatura del terreno: 25 °C
 Profundidad de la instalación: 700 mm

FIGURA 25: Intensidades admisibles (A) enterrado. Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento.

La instalación de los tubos enterrados donde irán alojados los conductores del circuito se llevará a cabo tal y como muestra la norma ITC-BT-07.

El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo preferentemente líneas verticales y horizontales. Las canales con conductividad eléctrica deben conectarse a la red de tierra y su continuidad eléctrica quedará convenientemente asegurada. La tapa de las canales o cajas de registro quedará siempre accesible.

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

$$S = \frac{2 \times L \times I_{cc}}{u \times C}$$

Dónde:

- **S** es la sección teórica del conductor en [mm²].
- **L** es la longitud del conductor [m].
- **I_{cc}** es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles [A].
- **U** es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima c.d.t permitida en conductores de continua es del 1,5%.
- **C** es la conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es **56 m/Ω*mm²**.

En el último tramo de la instalación donde ya se ha producido la conversión de potencia continua a potencia alterna, la instalación del cableado será la misma, es decir, conductores de tipo **0,6/1kV** enterrados, constituidos de cobre con aislamiento **XLPE** y el diseño se basará en la norma **ITC-BT-07** para redes subterráneas para distribución en baja tensión, por tanto, tendremos en cuenta la misma tabla expuesta anteriormente.

En este tramo el cableado será trifásico con lo que la sección teórica mínima que se utilizará en los conductores vendrá dada por la ecuación:

$$S = \frac{\sqrt{3} \times L \times I \times \cos\varphi}{u \times C} = \frac{L \times P}{C \times u \times UL}$$

Dónde:

- **S** es la sección teórica del conductor en [mm²].
- **L** es la longitud del conductor [m].
- **P** es la potencia máxima que transporta el cable [W].
- **U** es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de alterna es del 2%.
- **C** es la conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es 56m/Ω*mm².
- **UL** es la tensión de línea de la red [V].

3.6.1. Tramos del cableado

Como ya hemos mencionado anteriormente, la instalación constará de los siguientes cuatro tramos:

- **Tramo 1:** De los strings de los paneles solares a la caja de conexión de grupo.

Estará comprendido entre la salida de cada uno de los ramales de los paneles conectados en serie y una caja de conexión de grupo donde llegarán las salidas de 7 ramales de módulos

conectados en serie. En dicha caja de conexión de subgrupo se alojarán los elementos encargados de la protección de cada uno de los 7 ramales por separado y las protecciones del cableado de interconexión de grupo formado por 7 ramales. A las cajas de conexión de subgrupo llegarán 14 conductores; 7 correspondientes a los polos positivos de cada ramal y 7 correspondientes a los negativos y saldrán 2 conductores, uno de polaridad negativa y otro positiva. Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- **L** es la longitud del conductor [m]. Se tomará como longitud del cable la distancia del módulo más alejado hasta su caja de conexión, **40 m**.
- **I_{cc}** es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles [A]. Cada ramal suministrará una corriente máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos que lo forman **5,3 A**.
- **U** es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del **1,5 %**. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión de punto de máxima potencia de cada panel **V_{mp} = 36 V** por el número de paneles en serie que forman cada ramal, 15 paneles, por lo tanto, la tensión en este tramo es de **36 V × 15 paneles = 540 V**.
- **C** es la conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es **56m/Ω*mm²**.

$$S = \frac{2 \times L \times I_{cc}}{u \times C} = \frac{2 \times 40 \times 5.3}{0.015 \times 540 \times 56} = 0.93 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de **1,5 mm²**.

Atendiendo a la anterior figura 25 extraída del fabricante general cable, la corriente máxima admisible del conductor del tipo **0,6/1 kV** de **1,5 mm²**, de aislamiento **XLPE** e instalación de conductores aislados enterrados bajo tubo es de **27 A**.

No aplicaremos ningún tipo de factor de corrección debido a que las condiciones son estándar, es decir, cable entubado a **0,7 m** de zanja y **25 °C** temperatura de terreno. Por tanto, la intensidad máxima admisible será de **27 A** valor superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo que será de **5,3 A** con lo cual el conductor de **1,5 mm²** es válido.

- **Tramo 2:** De la caja de conexión de grupo a la caja de conexión del generador fotovoltaico.

Estará comprendido entre cada caja de conexión de grupo donde se unen 7 ramales hasta la caja de conexión de generador fotovoltaico donde se unen los conductores de las 5 cajas de conexión de grupo.

A esta caja de conexión de generador llegan 2 conductores de cada una de las cajas de conexión de grupo, uno positivo y otro negativo. En total llegan 10 conductores y salen 2 únicos conductores, uno positivo y otro negativo, hacia el inversor. En esta caja de conexión de generador se encuentran los elementos necesarios para la protección del generador fotovoltaico completo. Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- **L** es la longitud del conductor [m]. Se tomará como longitud del cable la distancia entre la caja de conexión de grupo más alejada y la caja de conexión de generador **25 m**.
- **Icc** es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles [A]. Cada ramal suministrará una corriente máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos que lo forman **5.3 A**, pero en este tramo se unen 5 ramales por lo tanto la corriente máxima que circulará por los conductores será de **5,3Ax7 ramales = 37.1 A**.
- **U** es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del **1,5 %**. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión de punto de máxima potencia de cada panel **Vmp = 36 V** por el número de paneles en serie que forman cada ramal, 15 paneles, por lo tanto, la tensión en este tramo es de **36V x 16 paneles = 540 V**.
- **C** es la conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es **56 m/Ω*mm²**.

$$S = \frac{2 \times L \times I_{cc}}{u \times C} = \frac{2 \times 25 \times 37.1}{0.015 \times 540 \times 56} = 4.1 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de **6 mm²**

Atendiendo a la anterior figura 25 extraída del fabricante general cable, la corriente máxima admisible del conductor del tipo **0,6/1 kV** de **6 mm²**, de aislamiento **XLPE** e instalación de conductores aislados enterrados bajo tubo es de **58 A**.

No aplicaremos ningún tipo de factor de corrección debido a que las condiciones son estándar, es decir, cable entubado a **0,7 m** de zanja y **25 °C** temperatura de terreno.

Por tanto, la intensidad máxima admisible será de **58 A** valor superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo que será de **37,1 A** con lo cual el conductor de **6mm²** es válido.

- **Tramo 3:** De la caja de conexión del generador fotovoltaico al Inversor.

Estará comprendido entre la caja de conexión de generador fotovoltaico de donde salen los cables de este hacia el inversor.

Al inversor llegan dos cables, uno positivo y otro negativo correspondiente al final de circuito de corriente continua y a la salida comienza el último tramo correspondiente al circuito de corriente alterna. Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- **L** es la longitud del conductor [m]. Se tomará como longitud del cable la distancia entre la caja de conexión de generador y la caseta del inversor, ésta corresponde a **10 m**.
- **I_{cc}** es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles [A]. Cada ramal suministrará una corriente máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos que lo forman **5,3 A**, pero cada conjunto de 7 ramales puede llegar a suministrar **37.1 A**, si en la caja de conexión del generador se conectan todos los ramales, la corriente máxima que se puede alcanzar será **37.1 × 5 conjuntos de ramales = 185.5 A**.
- **U** es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del **1,5 %**. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión de punto de máxima potencia de cada panel **V_{mp} = 36**, por el número de paneles en serie que forman cada ramal, 15 paneles, por lo tanto, la tensión en este tramo es de **36 V × 15 paneles = 540 V**.
- **C** es la conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es **56m/Ω*mm²**.

$$S = \frac{2 \times L \times I_{cc}}{u \times C} = \frac{2 \times 10 \times 185.5}{0.015 \times 540 \times 56} = 8.18 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de **10 mm²**.

No aplicaremos ningún tipo de factor de corrección debido a que las condiciones son estándar, es decir, cable entubado a 0,7 m de zanja y 25°C temperatura de terreno.

Atendiendo a la intensidad que puede circular el conductor calculado no es válido, por tanto, escogeremos el inmediatamente superior que soporte 185.5A.

La sección escogida es **70 mm²**, la cual soporta una corriente máxima de **225 A**.

- **Tramo 4:** del inversor a la red de baja tensión.

Estará comprendido desde la salida trifásica del inversor hasta el punto de conexión a la red de baja tensión donde se volcará la potencia continua producida por el generador fotovoltaico convertida a alterna por el inversor.

Este circuito será en corriente alterna y su instalación será diferente a los demás tramos diseñados anteriormente.

- **L** es la longitud del conductor [m]. Se tomará como longitud del cable, la distancia entre la caseta del inversor y el punto de conexión a la red de baja tensión situado en un centro de transformación en la parcela a una distancia de **100 m**.
- **P** es la potencia máxima que transporta el cable [W]. Será la potencia alterna máxima que puede entregar el inversor a su salida, **99.000 W**.
- **UL** es la tensión de línea de la red [V]. A la salida del inversor la tensión será constante con valor **400 V**.
- **U** es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de alterna es del **2 %**. A la salida del inversor existirá una tensión alterna constante de **400 V**, valor al cual se inyectará a la red de baja tensión, por lo tanto, la caída de tensión máxima admisible en este tramo será de:

$$U = 0,02 \times 400V = 8V$$

- **C** es la conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es **56m/Ω*mm2**.

$$S = \frac{\sqrt{3} \times L \times I \times \cos\varphi}{U \times C} = \frac{L \times P}{C \times U \times UL} = \frac{100 \times 99000}{56 \times 8 \times 400} = 55.24 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de **70 mm²**.

La corriente que circulará desde el inversor hasta el punto de conexión a la red de baja tensión vendrá dada por la potencia máxima que el inversor puede entregar a la red, que es de **99 KW** y la tensión a la cual se realizará la conexión, **400 V**, teniendo en cuenta que según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, el factor de potencia proporcionado por las instalaciones solares fotovoltaicas debe ser igual a la unidad:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times UL \times \cos\varphi} = \frac{99000}{\sqrt{3} \times 400 \times 1} = 142.9 \text{ A}$$

El valor de corriente máxima admisible por cables tripolares tipo **0,6/1 kV** de sección **70 mm²** enterrado con aislamiento XLPE según muestra la tabla del fabricante General Cable es de **225A** por tanto, al ser un valor superior al que circula se da por buena la elección del cable.

3.6.2. Cableado de protección

Para la protección de la propia instalación y de los posibles operarios encargados de su mantenimiento, el **Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión** establece que deben conectarse correctamente todas las masas metálicas de una instalación a tierra, con el objetivo de conseguir que el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima al terreno no

aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corriente de defecto o las descargas de origen atmosférico.

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

- **Tomas a tierra:** Son electrodos formados por barras, tubos, pletinas o mallas que están en contacto directo con el terreno donde se drenará la corriente de fuga que se pueda producir en algún momento, estas tomas a tierra deberán ser de materiales específicos y estarán enterrados a una profundidad adecuada.
- **Conductores de tierra:** Son los conductores que unen el electrodo de la puesta a tierra de la instalación con el borne principal de puesta a tierra.
- **Bornes de puesta a tierra:** Son la unión de todos los conductores de protección de la instalación que provienen de los diferentes elementos o masas a proteger.
- **Conductores de protección:** Sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos. Unirán las masas a borne de puesta a tierra y con ello al conductor de tierra.

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

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

FIGURA 26: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase.

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

1. De los paneles solares a la caja de conexión de grupo.
 - Sección conductores fase = **1,5 mm²** → Sección conductores protección = **1,5 mm²**
2. De la caja de conexión de grupo a la de conexión del generador fotovoltaico.
 - Sección conductores fase = **6 mm²** → Sección conductores protección = **6 mm²**
3. De la caja de conexión del generador fotovoltaico al Inversor.
 - Sección conductores fase = **70 mm²** → Sección conductores protección = **35 mm²**

4. Del inversor a la red de baja tensión.

- Sección conductores fase = **70 mm²** → Sección conductores protección = **35 mm²**

5. Anillo de toma de tierra.

- Utilizaremos cobre desnudo de **35 mm²** para hacer un anillo perimetral.

3.7. Protecciones

Para proporcionar seguridad tanto a los equipos que forman la instalación solar fotovoltaica como al personal encargado de su mantenimiento y correcta operación, es necesario proporcionar una serie de elementos de protección que aseguren una explotación correcta de la instalación.

Al igual que para el cálculo del cableado de la instalación, el cálculo de protecciones se realizará independientemente para cada uno de los circuitos que forman la instalación, diferenciando entre tramos de corriente continua y de corriente alterna, ya que las protecciones deberán ser distintas para cada tramo dependiendo la naturaleza continua o alterna del tramo y al valor de corriente admisible por los conductores.

Aunque los fusibles e interruptores para corriente continua son diferentes a los de corriente alterna, su cálculo es similar; según la norma **ITC-BT-22 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión**, un dispositivo protege contra sobrecargas a un conductor si se verifican las siguientes condiciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z$$

Dónde:

- **I_b** es la corriente de empleo o de utilización.
- **I_n** es la corriente nominal del dispositivo de protección.
- **I_z** es la corriente máxima admisible por el elemento a proteger.
- **I₂** es la corriente convencional de funcionamiento del dispositivo de protección. (fusión de los fusibles y disparo de los interruptores automáticos).

En la protección por magnetotérmico normalizado se cumple siempre la segunda condición porque **I₂ = 1,45 × I_n**, por lo que solo se debe verificar la primera condición.

El cálculo de protecciones se realizará dividiendo la instalación en dos grupos, uno de corriente continua y otro de corriente alterna, cada grupo será a su vez dividido en los diferentes tramos de cableado que forma la instalación solar fotovoltaica.

3.7.1. Protecciones de corriente continua

La interrupción presenta mayores problemas con redes en corriente continua que en alterna. En la corriente continua no pasa por cero en un periodo y para extinguir el arco, es preciso que la corriente disminuya hasta anularse. Es necesario que la interrupción se realice gradualmente, sin bruscas anulaciones de la corriente que darían lugar a elevadas sobretensiones.

El esquema unifilar de la instalación muestra que los tramos pertenecientes a la parte de potencia continua son tres, que se encuentran entre los paneles solares fotovoltaicos y la entrada al inversor.

- **Tramo 1:** De los paneles solares a la caja de conexión de grupo.

Este tramo estará protegido contra sobreintensidades mediante fusibles en cada uno de los ramales módulos del generador fotovoltaico que provoquen la apertura del circuito en caso de producirse una corriente superior a la admisible por los equipos o conductores de la instalación. Cada ramal poseerá dos fusibles de idénticas características eléctricas, uno para el conductor de polaridad positiva y otro para el de polaridad negativa.

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de **1,5 mm²**, por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

$$I_b = I_{mpp \text{ modulo}} = 5 \text{ A}$$

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

Por tanto, para que se cumpla la primera condición, como mínimo la corriente nominal del fusible será:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$5 \leq I_n \leq 27 \rightarrow I_n = 10 \text{ A}$$

A continuación, se calculará la corriente convencional de fusión de este fusible comprobándose si la dimensión del fusible es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla $I_2 \leq 1,45 \times I_z$:

$$I_2 = 1,6 \times I_n = 1,6 \times 10 = 16 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z \rightarrow 16 \text{ A} \leq 1,45 \times 27 \rightarrow 16 \text{ A} \leq 39,15 \text{ A}$$

Por tanto, se utilizarán **fusibles** de **10A** en cada ramal de paneles conectados en serie.



FIGURA 27: Fusible de corriente continua 10 A.

- **Tramo 2:** De la caja de conexión de grupo a la de conexión del generador fotovoltaico.

Este tramo estará protegido por tres elementos:

1. **Descargador:** Las instalaciones fotovoltaicas están especialmente expuestas a las descargas atmosféricas y las consiguientes sobretensiones transitorias. Los protectores de sobretensión descargan a tierra los picos de tensión transitorios que se transmiten a través de los cables de la instalación eléctrica. Las protecciones contra sobretensiones de tipo atmosférico pueden ser de dos clases:
 - CLASE I: Los protectores contra sobretensiones de Clase I están destinados a ser instalados en la extremidad de las líneas exteriores de una instalación fotovoltaica para protegerla contra impactos directos de rayos. Este tipo de protección no se utilizará en esta instalación al no ocupar mucho terreno y tratarse de una zona de bajo riesgo de impacto directo por un rayo.



FIGURA 28: Protección contra sobretensiones clase 1.

- CLASE II: Las protecciones de Clase II se destinan a la protección de las redes de alimentación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas indirectas que se producen a una determinada distancia de la instalación fotovoltaica e inducen una sobretensión.



FIGURA 29: Protección contra sobretensiones clase 2.

Para la elección de la protección contra sobretensiones a utilizar en la instalación, se tendrá en cuenta la tensión máxima de funcionamiento que puede producirse en el generador fotovoltaico para escoger un descargador que soporte dicha tensión. Esta tensión máxima aparece cuando los paneles trabajan en condiciones de circuito abierto y a una temperatura ambiente de **-5 °C**, esto produce una tensión igual a **737.64 V** por tanto se elegirá un descargador con una tensión de régimen permanente superior a este valor.

Se ha elegido el descargador **SOLARTEC PST31PV** de tensión de régimen permanente máxima **1000VDC**.

2. **Seccionador:** Los interruptores de continua que se instalarán en este tramo de la instalación, tendrán la función de aislar zonas del generador para labores de mantenimiento de los módulos solares como limpieza y reparación de incidencias. Se colocarán 7 interruptores de este tipo, uno por cada subgrupo de los ramales del generador fotovoltaico y al abrirlos proporcionarán un aislamiento eficaz de los ramales pertenecientes a subgrupo del interruptor.

Para la elección de los seccionadores se tendrán en cuenta dos parámetros, la tensión de servicio de la línea y la corriente que deben ser capaces de interrumpir al abrirse. Para esta instalación dichos parámetros vendrán dados por la corriente de cortocircuito que pueda producirse en cada panel por el número de ramales que conecta el seccionador y la tensión máxima de servicio será la tensión máxima que puede darse en la instalación, es decir, bajo condiciones de circuito abierto y a una temperatura ambiente de **-5° C**:

$$I_{sc} = 7 \text{ ramales} \times 5 \text{ A} = 35 \text{ A}$$

$$V_{oc} = 737.64 \text{ V}$$

Dependiendo de la tensión de servicio a la cual va a trabajar el interruptor, se utilizará un número de polos determinado, es decir, cuanto mayor sea la tensión de servicio de la instalación, se deberán aumentar el número de interrupciones de corriente, por tanto, el número de polos conectados en serie.



FIGURA 29: Seccionador multipolar de corriente continua.

Para este circuito se ha escogido un interruptor-seccionador de marca ABB modelo OT160G con 4 polos cuya máxima tensión de servicio son **1000V** conformes con IEC 60947-3 y capaz de interrumpir una corriente de **160A**.

- 3. Fusible:** En cada línea de este tramo de corriente continua donde se conectan los subgrupos de 7 ramales de módulos del generador fotovoltaico, se instalarán fusibles para la protección contra sobrecargas para evitar que se sobrepasen valores de corrientes superiores a las admisibles por los conductores y equipos de la instalación. Al igual que en el tramo anterior, se colocarán dos fusibles por cada tramo, uno para cada uno de los conductores de polaridad positiva y otro para cada uno de los conductores de polaridad negativa. La sección del conductor de este tramo de la instalación es de **6 mm²**. Los parámetros para el dimensionado de los fusibles serán:

$$I_b = 7 \text{ ramales} \times I_{mp \text{ panel fotovoltaico}} = 7 \times 5 = 35 \text{ A}$$

$$I_z = I_{max \text{ admisible}} = 58 \text{ A}$$

Por tanto, para que se cumpla la primera condición, como mínimo la corriente nominal del fusible será:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$7 \text{ ramales} \rightarrow 35 \leq I_n \leq 58 \rightarrow I_n = 40 \text{ A}$$

A continuación, se calculará la corriente convencional de fusión de este fusible comprobándose si la dimensión del fusible es la correcta según la segunda condición $I2 \leq 1,45 \times I_z$:

$$I2 = 1,6 \times I_n = 1,6 \times 40 = 64 A$$

$$7 \text{ ramales} \rightarrow I2 \leq 1,45 \times I_z \rightarrow 64A \leq 1,45 \times 58 \rightarrow 64A \leq 84,1 A$$

Por tanto, utilizaremos fusibles de **40 A** en cada línea del tramo entre la caja de conexión de grupo y la caja de conexión de generador fotovoltaico.

El generador fotovoltaico estará dividido en cinco grupos de 7 ramales cada uno, cada grupo tendrá su propia caja de conexión de grupo donde se instalarán tanto los fusibles de 10 A encargados de la protección del primer tramo como el descargador, el interruptor-seccionador y el fusible de 40 A encargados de la protección del segundo tramo.

A cada una de las cajas de conexión de grupo llegan 14 conductores de 1,5 mm², 7 de polaridad positiva y 7 polaridad negativa, en cada conductor se encuentra conectado un fusible de 10 A. Tras los fusibles se produce la interconexión de los conductores de 1,5 mm² pasando a dos únicos conductores 6 mm² a la salida de cada una de las cajas de conexión de grupo y se instalan un descargador SOLARTEC PST31PV, el interruptor-seccionador ABB modelo OT160G y un fusible de 40A en cada conductor.

Se utilizarán armarios marca FAMATEL de dimensiones 700x500x160 y grado de protección IP-30 con entrada para canalizaciones, para superficie o empotrable y cierre con llave para realizar las maniobras oportunas.

- **Tramo 3:** De la caja de conexión del generador fotovoltaico al Inversor.

Este último tramo de corriente continua conecta todas las cajas de conexión de grupo del generador fotovoltaico con el inversor de la instalación, constará de dos únicos conductores, uno de polaridad positiva y otro de polaridad negativa. Este tramo consta de los siguientes elementos de protección:

1. **Controlador permanente de aislamiento:** Los controladores permanentes de aislamiento son protecciones que se utilizan en circuitos de corriente continua para detectar posibles faltas de aislamiento de los dos conductores (positivo y negativo) contra tierra. El controlador permanente de aislamiento está formado por dos dispositivos, un vigilante de aislamiento y un interruptor de continua.

- **Vigilante de aislamiento:** realiza una medición continua del aislamiento existente entre el conductor de polaridad positiva y el conductor de polaridad negativa, es decir, mide la resistencia existente entre ambos conductores y cuando esta es inferior a un valor determinado, manda una señal al interruptor de corriente continua. La máxima tensión de funcionamiento que se producirá en el circuito será cuando la temperatura ambiente

sea la mínima y en condiciones de circuito abierto, **737.64 V0c**, por tanto, el vigilante de aislamiento elegido para la instalación deber soportar estas características e ira incluido en el modelo del inversor escogido.



FIGURA 30: Vigilante de aislamiento.

- **Interruptor de corriente continua:** El interruptor de corriente continua abre el circuito cuando recibe la orden del vigilante de aislamiento desconectando el inversor y drena la sobrecarga hacia la tierra de la instalación, de esta manera pueden prevenirse riesgos de electrocución del personal encargado de la instalación. En este caso también se adaptaras a las demandas de la instalación e ira acompañando el inversor.

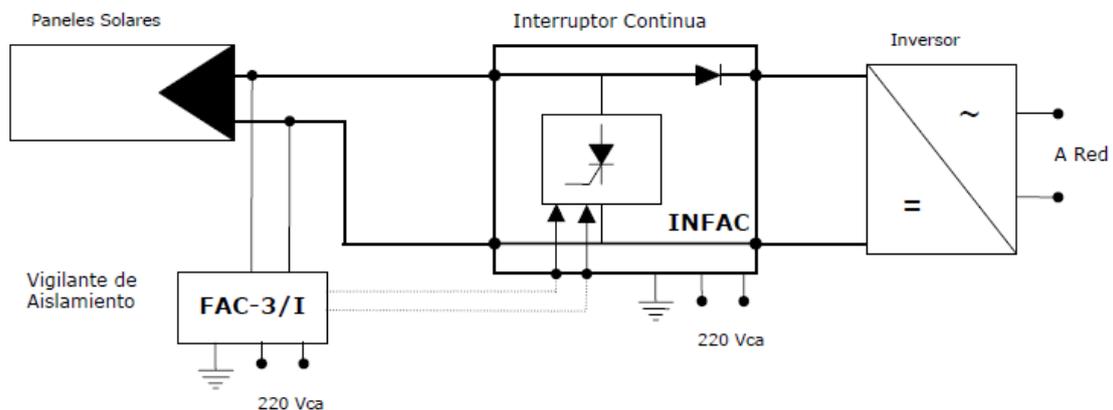


FIGURA 31: esquema de conexión de vigilante de aislamiento e interruptor de CC.

2. Magnetotérmico: Estos dispositivos son aparatos modulares con distinto número de polos. Estos pueden ser unipolares, bipolares, tripolares y tetrapolares. Tienen incorporados un disipador térmico y otro magnético, actuando sobre un dispositivo de corte la lámina bimetálica y el electroimán. La maniobra se realiza con corte al aire. Para sobreintensidades pequeñas y prolongadas actúa la protección térmica y para sobreintensidades elevadas actúa la protección magnética.

Como se señaló, según la norma ITC-BT-22, todo magnetotérmico y fusible debe cumplir los siguientes requisitos:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z$$

En la protección por magnetotérmico normalizado no es necesario comprobar la segunda condición ya que $I_2 \leq 1,45 \times I_z$ siempre se cumple, solo es necesario comprobar la primera condición.

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de **70 mm²**, por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

$$I_b = 35 \text{ ramales} \times \text{Imp modulo} = 35 \times 5 = 175 \text{ A}$$

$$I_z = I_{\text{max.admisible}} = 225 \text{ A}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del magnetotérmico será:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$175 \text{ A} \leq I_n \leq 225 \text{ A} \rightarrow I_n = 200 \text{ A}$$

finalmente, se utilizará un **magnetotérmico de 250A** en la línea que une el generador fotovoltaico con el inversor. concretamente uno de la marca CHINT-ELECTRICS de caja moldeada, modelo NM6-250 de cuatro polos.



FIGURA 32: Interruptor magnetotérmico tetrapolar de caja moldeada.

La tensión de servicio para este modelo de magnetotérmico varía dependiendo del número de polos que se conecten en serie. La tensión máxima que se puede generar a la salida del generador fotovoltaico serán **737.64 V** en condiciones de circuito abierto y temperatura ambiente

mínima, por tanto, se conectarán los cuatro polos en serie ya que cada polo en serie conectado soporta una tensión de servicio de **250 Vcc** y con los cuatro polos conectados se logrará una tensión máxima de servicio de **1000 Vcc**, suficiente para la tensión máxima que puedan generar los módulos solares.

Los equipos destinados a la protección de este último tramo de corriente continua se dispondrán en una caja de conexión de generador fotovoltaico. A esta caja llegarán 10 conductores de 6 mm², 5 de polaridad positiva y 5 de polaridad negativa y saldrán dos únicos conductores hacia la caseta del inversor.

La caja o armario utilizado como caja de conexión de generador fotovoltaico será marca FAMATEL de dimensiones 1000x550x160 grado de protección IP-30 con entrada para canalizaciones, para superficie o empotrable y cierre con llave para realizar las maniobras oportunas.

3.7.2. Protecciones de corriente alterna

Las protecciones de alterna estará ubicadas aguas abajo del inversor, para la protección de los circuitos y conexión a red de la instalación una vez sea convertida la corriente continua proveniente de los módulos solares a corriente alterna para la inyección a la red.

Las protecciones de corriente alterna se diseñarán para la protección del último tramo del circuito.

- **Tramo 4:** Del inversor a la red de baja tensión.

El sistema de protecciones de este último tramo deberá acogerse a la normativa vigente sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión del **artículo 11 del R.D.1663/2000** y además tener en cuenta los requisitos de conexión de la empresa propietaria de la distribución de energía eléctrica en el punto de conexión a red de la instalación fotovoltaica, en este caso **IBERDROLA**. Estos requisitos serán:

- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51Hz y 49Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente).
- Interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.
- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación.
- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia d la red, junto a un relé de enclavamiento.
- La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de

distribución. La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones.

Ahora bien, según la normativa, el equipo inversor utilizado en la instalación puede incorporar alguna de estas protecciones, si es así, según el **R.D.1663/2000**, solo se precisará disponer adicionalmente de las protecciones general manual e interruptor automático diferencial. El inversor de **INGECON SUN de 90 kW** seleccionado para esta instalación, incorpora las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia. Además, este inversor posee un transformador por tanto proporciona la separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas exigida por la normativa.

Por consiguiente, las protecciones que se instalarán en este tramo son; un interruptor general manual (magnetotérmico) y un interruptor automático diferencial, además de la condición de **IBERDROLA** de incorporar un fusible en la interconexión ya que su actuación es más rápida que la de los magnetotérmicos.

1. Interruptor general manual: Se trata de un interruptor magnetotérmico similar al utilizado en el tramo anterior del circuito con la diferencia que este magnetotérmico estará diseñado para funcionar con corriente alterna. Para la elección del interruptor magnetotérmico se utilizarán las ecuaciones mencionadas anteriormente:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z$$

Como se ha indicado en el tramo anterior, los interruptores magnetotérmicos siempre cumplen la condición $I_2 \leq 1,45 \times I_z$ ya que la intensidad convencional de disparo de los interruptores magnetotérmicos siempre es $I_2 \leq 1,45 \times I_z$, por tanto, solo se utilizará la condición $I_b \leq I_n \leq I_z$ para dimensionar el magnetotérmico adecuado.

Para el cálculo de la intensidad nominal del interruptor a utilizar en este tramo, es necesario calcular la corriente máxima admisible por los conductores y la corriente normal de empleo que se producirá en este tramo.

La sección de los conductores de este tramo es de **70 mm²**, por tanto, la corriente máxima admisible por los conductores es **$I_z = I_{\text{max.admisible}} = 190 \text{ A}$** .

El valor de la intensidad normal de funcionamiento que circulará por el tramo vendrá dado por la potencia máxima que el inversor puede entregar a la red, que es de **99 kW** y la tensión a la cual se realizará la conexión, **400 V**, teniendo en cuenta que según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, el factor de potencia proporcionado por las instalaciones solares fotovoltaicas debe ser igual a la unidad:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times UL \times \cos\phi} = \frac{99000}{\sqrt{3} \times 400 \times 1} = 142.9 \text{ A}$$

El valor de la intensidad nominal del interruptor magnetotérmico a utilizar será:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$142.9 \text{ A} \leq I_n \leq 190 \text{ A} \rightarrow I_n = 160 \text{ A}$$

El **interruptor magnetotérmico** tendrá una intensidad nominal de **160A** en la línea el inversor y el punto de conexión a la red de baja tensión.

Además de las condiciones estándar que deben cumplir todos los interruptores de este tipo, el magnetotérmico utilizado en este último tramo debe tener una capacidad de corte igual o superior a la intensidad de cortocircuito que como norma define la compañía distribuidora, para este caso, los requisitos de conexión de IBERDROLA señalan que la intensidad de cortocircuito que puede producirse en un punto de conexión a su red es de 6kA, por tanto este interruptor magnetotérmico deberá tener una capacidad de corte de al menos este valor.

Se ha elegido un interruptor magnetotérmico tetrapolar para tensiones de **400 V** marca **CHINT NM6 160**, 4 Polos con una Intensidad de **160 A** y curva C con Pdc de **10Ka**.

- 2. interruptor diferencial:** proporcionan protección a las personas contra descargas eléctricas, tanto en el caso de contactos directos como contactos indirectos y también protección a las instalaciones ya que detectan las fugas a tierra midiendo la corriente que circula por los conductores.

Según la norma **ITC-BT-25 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión**, los interruptores diferenciales deben poseer una intensidad diferencial-residual máxima de **30mA** para aplicaciones domésticas y **300mA** para otras aplicaciones e intensidad asignada que la del interruptor general.

Se ha escogido un bloque **tetrapolar diferencial de 160 A** con sensibilidad de **300mA** marca LEGRAND, modelo DPX.

- 3. Fusible:** Además de las protecciones obligatorias establecidas en el **R.D.1663/200**, **IBERDROLA** obliga a la instalación de un fusible en la conexión a la red. Para la elección del interruptor fusible se utilizarán las ecuaciones mencionadas anteriormente:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z$$

La sección de los conductores de este tramo es de **70 mm²**, por tanto, la corriente máxima admisible por los conductores es **$I_z = I_{\text{max.admisible}} = 190 \text{ A}$** . Además, la corriente nominal de funcionamiento es de **142.9 A** debido a esto:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$142.9 \text{ A} \leq I_n \leq 190 \text{ A} \rightarrow I_n = 160 \text{ A}$$

A continuación, se calculará la corriente convencional de fusión de este fusible comprobándose si la dimensión del fusible es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla **$I_2 \leq 1,45 \times I_z$** :

$$I_2 = 1,6 \times I_n = 1,6 \times 160 = 256 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z \rightarrow 256 \text{ A} \leq 1,45 \times 190 \rightarrow 256 \text{ A} \leq 275.5 \text{ A}$$

Por tanto, utilizaremos fusibles cilíndricos industriales **tipo G de 160 A** marca GAVE sobre portafusibles seccionables GAVE.

Las protecciones del tramo de corriente alterna se situarán en un armario dentro de la caseta del inversor al igual que el contador que se utilizará para contabilizar la potencia que la instalación entrega a la red de baja tensión.

4. ESTUDIO ECONÓMICO

A continuación, presentamos el estudio económico realizado para este proyecto.

4.1. Presupuesto

EQUIPOS PRINCIPALES DE LA INSTALACION FOTOVOLTAICA				
ARTICULOS	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
Módulos fotovoltaicos Atersa A-180M de 180W	525	Ud	280 €	147.000 €
Inversor INGECON SUN 90KW	1	Ud	22.992 €	22.992 €
Estructura soporte para los módulos fabricada por Atersa con todos los componentes	525	Ud	72 €	37.800 €
PRECIO TOTAL EN EQUIPOS PRINCIPALES				207.792 €

CABLEADO Y CONEXIONES				
ARTICULOS	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
Cable XLPE 0,6/1 kV cobre S=1,5mm ² (Para conexiones entre módulos solares y caja de conexión de grupo)	3000	m	0,13 €	390 €
Cable XLPE 0,6/1 kV cobre S=6mm ² (Para conexiones entre caja de grupo y caja de conexión de generador fotovoltaico, 5 ramales)	250	m	0,17 €	43 €
Cable XLPE 0,6/1 kV cobre S=70mm ² (Para conexiones entre caja de conexión de generador fotovoltaico e inversor)	15	m	6,43 €	96 €
Cable XLPE 0,6/1 kV cobre S=70mm ² (Para conexiones entre el inversor y la red de baja tensión)	150	m	6,43 €	965 €
Tubo corrugado de PVC de 20mm para enterrar Cableado	1500	m	0,11 €	165 €
Tubo corrugado de PVC de 32mm para enterrar cableado	300	m	0,15 €	45 €
Tubo corrugado de PVC de 160mm para enterrar cableado	250	m	0,25 €	63 €
Caja de conexión de grupo IP30FAMATEL 700x500x160mm.	5	Ud	37,00 €	185 €
Caja de conexión de generador fotovoltaico IP30 FAMATEL1.000x550x160mm.	1	Ud	53,00 €	53 €
Contador trifásico bidireccional	1	Ud	228,00 €	228 €
TOTAL CABLEADO Y CONEXIONES				2.232 €

PUESTA A TIERRA Y PROTECCIONES				
ARTICULOS	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
Conductor para protección de H07V-K cobre S=1,5mm ²	1200	m	0,12 €	144 €
Conductor para protección de H07V-K cobre S=6mm ²	100	m	0,19 €	19 €
Conductor para protección H07V-K COBRE S=35mm ²	50	m	4,00 €	200 €
Conductor para protección de cobre desnudo (anillo tierra) S=35mm ²	100	m	4,30 €	43 €
Fusible para continua GAVE 10A con porta fusible de 10x38mm.	60	Ud	7,00 €	420 €
Descargador SOLARTEC PST31PV para 1000VDC	15	Ud	33,00 €	495 €
Interruptor-seccionador ABB modelo OT160G con 4 polos	5	Ud	78,00 €	390 €
Fusible para continua GAVE 40A con porta fusible de 22x127mm	15	Ud	10,00 €	150 €
Interruptor magnetotérmico tripolar de continua de caja modulada CHINT serie NM6 de 250A	1	Ud	55,00 €	55 €
Interruptor magnetotérmico modular trifásico CHINT serie NM6 DE 160A	1	Ud	48,00 €	48 €
Interruptor diferencial tetrapolar LEGRAND DPX, tipo AC, 4P, 160A, 300mA	1	Ud	926,00 €	926 €
Fusible para alterna GAVE de 160A con porta fusible GAVE	5	Ud	13,50 €	68 €
TOTAL PUESTA A TIERRA Y PROTECCIONES				2.958 €

INGENIERIA Y OBRA CIVIL				
ARTICULOS	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
Proyecto	1	Ud	10.000 €	10.000 €
Obra Civil	1	Ud	33.000 €	33.000 €
PRECIO TOTAL EN INGENIERIA Y OBRA CIVIL				43.000 €

COSTE TOTAL DEL PROYECTO	
ARTICULOS	PRECIO TOTAL
Equipos principales de la instalación fotovoltaica	207.792 €
Cableado y conexiones	2.232 €
Puestas a tierra y protecciones	2.958 €
Ingenieria y Obra Civil	43.000 €
TOTAL	255.982 €

4.2. Rentabilidad de la instalación (payback)

Para calcular la rentabilidad de la instalación hemos calculado la energía generada para obtener los ingresos y de esta manera poder determinar la amortización de la instalación arreglo presupuesto.

Para ello hemos utilizado una **calculadora de HPS** (horas pico solares), que básicamente consiste en una unidad que mide la irradiación solar y se define como el tiempo en horas de una hipotética irradiación solar constante de **1000 W/m²**.

Una hora solar pico equivale a **3.6 MJ/m²** o, lo que es lo mismo, **1 kWh/m²**, es decir, es una manera simple de contar la energía que se recibe del sol metiéndolo en paquetes de **1 hora cada uno de 1000 W**.

Gráfica de HPS

- **Provincia:** Valencia
- **Contaminación atmosférica:** Limpio
- **Inclinación placas:** 35°
- **Mes con menos HPS:** Diciembre (2.753)
- **Media anual HPS:** 4.983

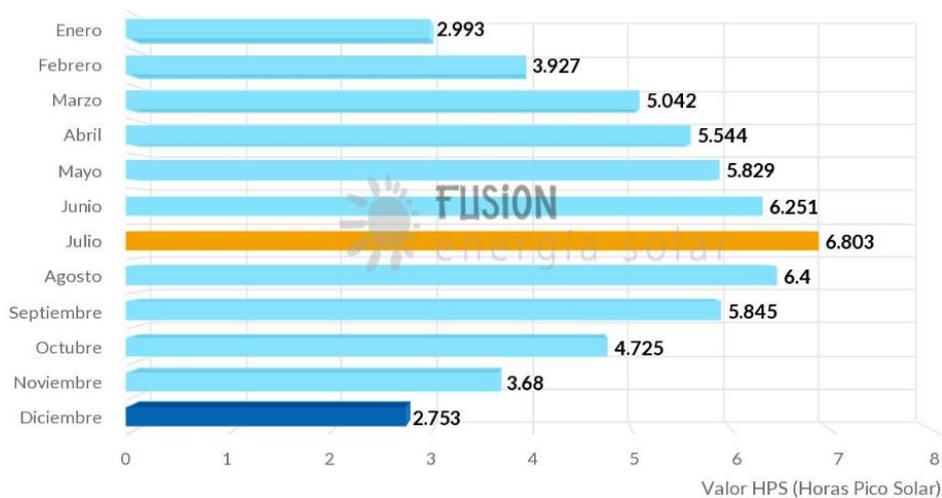


FIGURA 33: Grafica horas de pico solares.

5. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS Y AMBIENTALES

5.1. Condiciones técnicas

5.1.1. Objeto

A lo largo de este apartado de condiciones técnicas y ambientales se mostrarán 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, definiendo especificaciones mínimas que debe cumplir la instalación y también valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.

El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

5.1.2. Generalidades

Este Pliego se aplica a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.

En todo caso serán de aplicación todas las normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:

- 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.

5.1.3. Equipos

➤ **Paneles fotovoltaicos.**

El módulo fotovoltaico seleccionado ATERSA A-180M deberá satisfacer la especificación UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino y estar cualificado por el CIEMAT, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, y llevarán de forma claramente visible el modelo y nombre o logotipo del fabricante.

Se comprobará que todos los módulos posean diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y que los marcos laterales sean de aluminio.

Antes de la instalación se comprobará que su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar de medida deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 10\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo y se procederá a una inspección para comprobar que no existe ningún módulo con roturas o manchas.

➤ **Estructura soporte.**

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

La estructura soporte para los módulos solares del generador fotovoltaico estará provista de todos los elementos de sujeción pertinentes para la instalación de los paneles y serán realizados del mismo material que el de la propia estructura.

➤ **Inversor.**

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

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Auto conmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.

- No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (certificadas por INGECON SUN), incorporando protecciones frente a:

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

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

➤ **Cableado.**

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre flexible con aislamiento XLPE y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

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

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

➤ **Protecciones.**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

Las protecciones utilizadas en la instalación serán de calidad y dimensiones especificadas en el proyecto y se instalarán en los puntos indicados para asegurar la máxima protección de las personas e instalaciones.

Algunas de estas protecciones estarán integradas en el inversor por lo que deberá ser indicado por INGECON SUN adjuntando las pruebas de seguridad por las que ha pasado el inversor.

➤ **Puesta a tierra de la instalación fotovoltaica.**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

5.1.4. Recepción y pruebas

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se procederá a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas

por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

5.2. Garantía de los equipos de la instalación

La garantía de los equipos que forman la instalación solar fotovoltaica permanecerá vigente a la hora de reparar los equipos que hayan sufrido cualquier avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones y siempre que se presente el correspondiente certificado de garantía con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

La garantía puede darse en forma de reparación o de sustitución parcial o total del equipo averiado siempre y cuando no haya finalizado el periodo de validez de la garantía, mínimo 3 años en todos los equipos excepto en los paneles fotovoltaicos que será de 10 años, en cuyo caso en caso no cabe ningún tipo de reclamación.

La garantía de los equipos de la instalación cubrirá todos los gastos, desde las piezas averiadas hasta la mano de obra llevada a cabo por los operarios y podrá anularse si la instalación ha sufrido alguna reparación o modificación por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador.

5.3. Programa de mantenimiento

Para el buen funcionamiento de la instalación solar fotovoltaica a lo largo de su vida útil, deberá realizarse un mantenimiento periódico de los diferentes equipos que la componen, para ello se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

El mantenimiento se realizará por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora y todas las actividades realizadas por este personal quedarán registradas en un informe técnico.

5.3.1. Mantenimiento preventivo

El plan de mantenimiento preventivo consiste en las operaciones de inspección visual, 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 esta.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

5.3.2. Mantenimiento correctivo

El plan de mantenimiento correctivo consiste en todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 8.3.5.2 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora, donde dicha empresa realizará un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas, además de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

5.4. Impacto ambiental de la instalación

Se describen a continuación aquellas actividades que ejercen un impacto sobre el medio ambiente y que deben de ser consideradas en las plantas fotovoltaicas.

5.4.1. Previo a la fase de construcción.

Deben de considerarse a efectos paisajísticos todos los elementos auxiliares a este tipo de plantas, tales como transformadores y líneas eléctricas asociadas. En huertos solares de gran envergadura o en aquellos alejados de las redes de suministro, la línea al punto de enganche tiene un impacto visual cuya importancia es comparable a la del mismo parque.

Una distribución correcta asegura una mejor eficiencia y hace posible el mantenimiento de la planta y permite elegir la ubicación menos problemática de todas las instalaciones necesarias. En grandes transformaciones la planta fotovoltaica puede tener una repercusión sobre el medio socio económico. La creación de espacios que se mantengan intactos en los linderos si la extensión de la planta solar es grande o la habilitación de corredores ecológicos deben considerarse cuando existen especies protegidas o en las cercanías hay espacios de especial interés.

5.4.2. Fase de construcción.

En la fase de construcción se producen impactos por la instalación de todo el sistema de eléctrico y de las propias placas, la creación de viales, por el acondicionamiento de las tierras con labores de nivelado y por la creación de edificaciones de uso auxiliar en los alrededores.

Las posibilidades de contaminación del suelo durante la fase de construcción o funcionamiento son escasas si se toman las precauciones necesarias durante la implantación y las labores de mantenimiento. Se deben también extremar las precauciones en la nivelación de los suelos de los parques, con el objeto de preservar la capa de tierra fértil para el acondicionamiento posterior de toda la instalación.

5.4.3. Fase de funcionamiento.

En la fase de funcionamiento hay que tener en cuenta los siguientes factores:

- **Emisiones:** Las emisiones producidas por cualquier tipo de energía solar, fotovoltaica o térmica, son nulas al no producirse combustión alguna de combustible generando así algún gas contaminante para la atmósfera.
- **Ruidos:** La generación de energía mediante módulos solares no produce ruido alguno que pueda causar molestias o daños en el medio ambiente ya que no se produce movimiento alguno de piezas o equipos, únicamente puede producirse un pequeño zumbido por parte el inversor siendo tan leve que fuera de la propia caseta no se aprecia.
- **Impacto visual:** Aunque en un principio al estar en una Urbanización puede parecer que provoque un gran impacto, si tenemos en cuenta que la parcela donde va ubicada el

proyecto ira vallada prácticamente minimiza el impacto visual debido a que solo se verá desde el aire.

- Residuos tóxicos: El funcionamiento de los equipos de la instalación no vierten ningún tipo de vertido al exterior.

6. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

El objetivo del presente estudio es establecer las condiciones básicas de seguridad de acuerdo a lo establecido en el Real Decreto 1627/97 en el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción, aplicándolo a la obra de INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE POTENCIA NOMINAL INFERIOR A 100 kW.

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.

Al tratarse de una obra de pequeñas dimensiones cuyo presupuesto no supera los 450.000 €, la duración de la obra no superará los 30 días laborables con la presencia simultánea de más de 20 trabajadores, la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra no será superior a 500 y no se construirán túneles ni galerías subterráneas, es suficiente con la realización de un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

Según la normativa vigente, este Estudio Básico de Seguridad y Salud deberá identificar todos los riesgos laborales, tanto los que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias para ello, como los que no puedan ser evitados, indicando las medidas de prevención y protección necesarias.

Una vez indicado el tipo de estudio de seguridad y salud a realizar, se utilizará la siguiente normativa para garantizar la seguridad de los trabajadores en la ejecución de la obra:

- 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. Análisis de riesgos.

6.2.1. Riesgos generales

Los riesgos generales son aquellos que pueden darse en cualquiera de las actividades de ejecución de la obra y afectar a toda persona que trabaje en dichas actividades. Los riesgos previstos 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.
- Conjuntivitis provocada por arco de soldadura u otros.
- 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.
- Atropellos o golpes por vehículos en movimiento.

6.2.2. Riesgos específicos

Ahora se procederá a la identificación de los riesgos específicos existentes en cada una de las actividades que forman el proceso de ejecución de la obra y que además de los riesgos generales antes citados, solo afectan al personal encargado de cada una de estas actividades.

➤ 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.
- Choques y vuelcos entre maquinaria de transporte.

➤ 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.
- Excavación:
- Especial riesgo de caídas distinto nivel.
 - Proyecciones de partículas a los ojos.
 - Riesgo de perforación de algún sistema de conducción de gas o eléctrico.

6.3. Medidas de prevención y protección

6.3.1. Medidas de prevención y protección generales

- 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 deberán 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.

6.3.2. Medidas de prevención y protección personales

Las medidas de prevención y protección de riesgos laborales se enfocan a la indumentaria del personal que ejecuta la obra:

- 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.

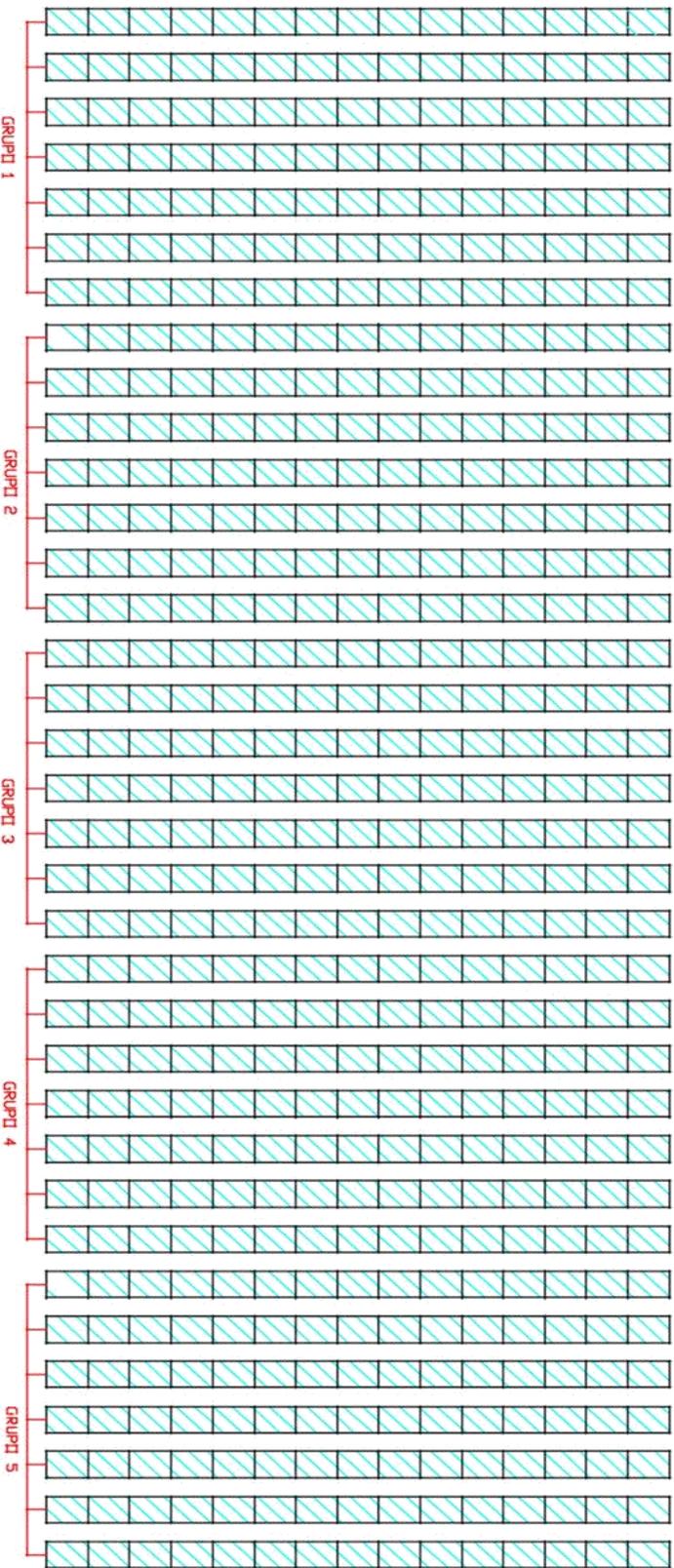
- Gafas protectoras ante proyecciones hacia los ojos homologadas de acuerdo con la norma Técnica Reglamentaria M.T.16.
- Gafas de soldadura para la utilización de esta homologadas de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaria M.T.3.
- Guantes de cuero o material resistente homologados de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaria M.T.11 para evitar cortes y quemaduras al manipular herramientas.
- Cascos para la protección contra ruidos de más de 80dB homologados de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaria M.T.2
- Arnés o cinturones de seguridad homologados de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaria M.T.13 para evitar caídas desde lugares elevados.
- Mascarillas protectoras homologadas de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaria M.T.7 para proteger las vías respiratorias frente a polvo obtenido del corte de materiales cerámicos y metálicos.

Todos estos elementos de protección personal tendrán un periodo de vida útil limitado, una vez sobrepasado este periodo, la protección que ofrecen estos elementos desaparece y deberán ser sustituidos por otros nuevos.

7. PLANOS

Este punto albergará los planos y esquemas más representativos de la instalación solar fotovoltaica proyectada, estará formado por dos únicos planos:

1. **Diagrama Unifilar:** En este plano se representará todo el circuito eléctrico de la instalación proyectada. En este diagrama podremos observar cada uno de los tramos desde los paneles fotovoltaicos hasta el punto de conexión a la red de baja tensión, así como cada una de las protecciones que incorpora la instalación.
2. **Disposición de los paneles:** En este segundo plano se mostrará cómo se dispondrán los paneles fotovoltaicos y las cajas de conexión de grupo y generador fotovoltaico sobre la parcela.

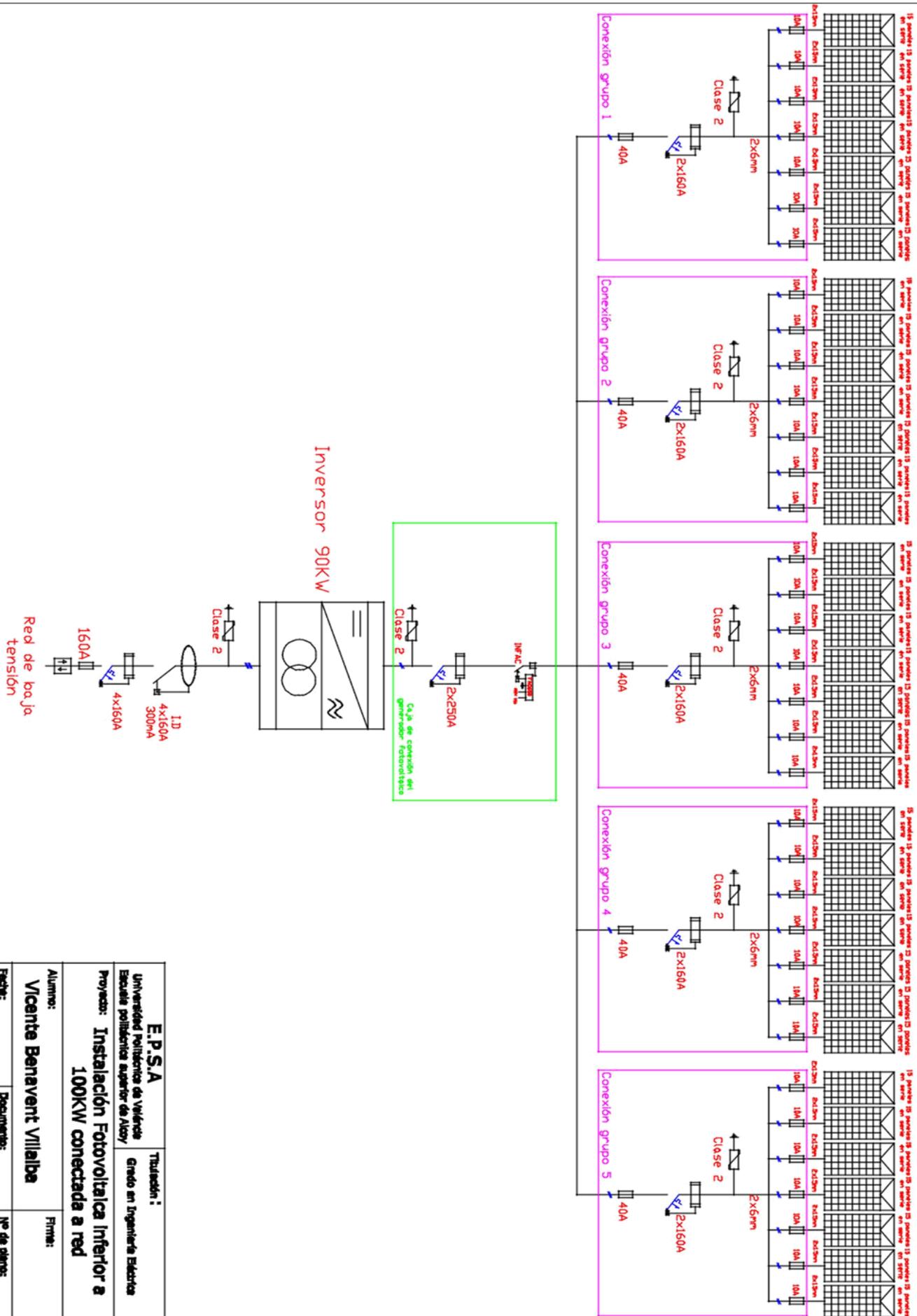


CASA DE CONEXION DEL
GENERADOR
FOTOVOLTAICO



CASITA DEL
INVERSOR

E.P.S.A Universidad Politécnica de Valencia Escuela politécnica superior de Alcoy		Trabajo: 2 Grado en Ingeniería Eléctrica
Proyecto: Instalación Fotovoltaica Inferior a 100KW conectada a red		
Alumno: Vicente Benavent Villalba	Firma:	
Fecha: 13/06/2019	Documento: Disposición de los paneles	Nº de plano: 1



E.P.S.A		Traducción:	
Universidad Politécnica de Valencia		Grado en Ingeniería Eléctrica	
Escuela Politécnica Superior de Alcoy			
Proyecto: Instalación Fotovoltaica Inferior a 100KW conectada a red			
Alumno:		Firma:	
Vicente Benavent Villalba			
Fecha:		Documento:	
13/06/2019		Esquema unifilar	
Nº de planos:			
2			

8. BIBLIOGRAFIA

- Libros y documentos consultados:
 - Instalaciones Eléctricas en Media y B. Tensión. José García Trasancos Ed. Paraninfo.
 - Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. IDAE 2015.
 - Plan de Energías Renovables en España 2005-2010. IDAE 2005.
 - Informe Anual de Red Eléctrica de España 2018.
 - Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión Ministerio de Ciencia y Tecnología.
- Apuntes consultados:
 - Apuntes de asignatura “Energías Renovables”
 - Apuntes de asignatura “Instalaciones Eléctricas de Baja Tensión”
 - Apuntes de asignatura “Líneas Eléctricas y Transporte de Energía Eléctrica”.
- Programas utilizados:
 - Microsoft office.
 - Autocad.
 - Google Earth.
- Páginas WEB consultadas:
 - <https://www.idae.es/> (Instituto para la diversificación y ahorro energético).
 - <http://www.atersa.com/es/> (Material fotovoltaico; módulos solares, inversores...).
 - <https://www.ingeteam.com/> (Inversores y material eléctrico).
 - <https://www.famatel.com/> (Armarios y cajas estancas).
 - <https://www.gave.com/> (Material eléctrico).
 - <http://www.solartec.com.ar/> (Material eléctrico).
 - <http://www.hager.es/> (Material eléctrico).
 - <https://new.abb.com/es> (Material eléctrico).
 - <http://www.proat.es/es/nuestros-productos/vigilantes-de-aislamiento>(Material eléctrico).
 - <https://www.se.com/es> (Material eléctrico).
 - <http://www.chintelectrics.es/> (Material eléctrico).
 - <https://www.legrand.com/es> (Material eléctrico).
 - <https://www.generalcable.com/eu/es> (Conductores para instalaciones eléctricas).
 - <https://www.weidmuller.es> (Material eléctrico).
 - <https://www.mincotur.gob.es> (Ministerio de ciencia y tecnología).

9. ANEXOS

A lo largo de este último punto se añadirán las hojas de características de cada uno de los equipos y elementos utilizados en el proyecto:

1. Atersa.
2. Ingeteam.
3. Famatel.
4. ABB.
5. Chint.
6. Proat.
7. Gave.

A-170M, A-180M

Módulo Fotovoltaico Profesional

FUNCIONALIDAD ECOLÓGICA

ATERSA utiliza materiales de última generación para fabricar sus módulos fotovoltaicos. Los módulos de 72 células monocristalinas permiten la construcción de este tipo de módulos de alta potencia, lo que simplifica la instalación de los sistemas de conexión a red y sistemas de bombeo de agua directo. Estos módulos se agrupan en la gama de alta potencia, y son ideales para cualquier aplicación que utilice el efecto fotoeléctrico como fuente de energía limpia, debido a su mínima polución química y nula contaminación acústica. Además, gracias a su diseño, se pueden integrar con facilidad en prácticamente cualquier instalación.

MATERIALES

El largo bagaje de ATERSA en la fabricación de módulos fotovoltaicos, sitúa a la empresa en una posición inmejorable a la hora de elegir los materiales más adecuados para su producción, lo que significa garantía de calidad para sus productos.

Cada módulo está formado por un cristal con alto nivel de transmisividad. Cuenta con uno de los mejores encapsulantes utilizados en la fabricación de los módulos, el etil-vinilo-acetato modificado (EVA). La lámina posterior consta de varias capas, cada una con una función específica, ya sea adhesión, aislamiento eléctrico, o aislamiento frente a las inclemencias meteorológicas. Además, el marco está fabricado con aluminio y cuenta con una capa externa de pintura que provee al perfil de una resistencia mucho mayor que el anodizado típico.

Gracias al sistema utilizado en los marcos de ATERSA, se ha conseguido aunar tanto el propósito de dar rigidez mecánica al laminado, cumpliendo todas las normas requeridas, así como un sistema fácil y rápido de montaje, que consigue reducir hasta 3 veces el tiempo necesario para la instalación de los módulos. Esto, sumado a la utilización de los cables con conectores rápidos de última generación, facilita la instalación del módulo sea cual sea su destino.

CALIDAD

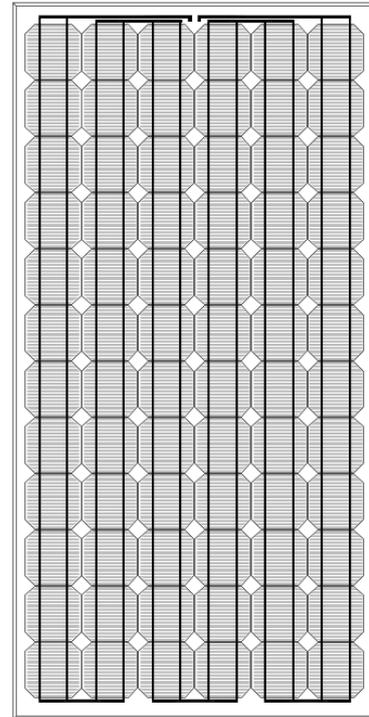
Todos los productos de ATERSA se fabrican bajo las estrictas normas de calidad dictadas por la ISO 9001, certificado que posee la compañía desde el año 1997. Esta serie de módulos cumple con las directivas europeas 2006/95/EC, y con las normas IEC 61215 e IEC 61730 a 1000V_{DC}. Entre otras pruebas, los módulos han sido sometidos a 200 ciclos frío-calor de -40°C a +85°C, ensayos de carga mecánica, así como pruebas de resistencia al granizo consistentes en el impacto de una bola de 25,4mm de diámetro a una velocidad de 82 Km/h, once veces sobre el módulo.

La caja de conexiones QUAD 2 dispone de un grado de estanqueidad IP 54, que provee al sistema de un buen aislamiento frente a la humedad e inclemencias meteorológicas. La caja es capaz de albergar cables de conexión con un diámetro exterior desde 4,5mm hasta 10mm.

Estos módulos van provistos de cables asimétricos en longitud, con un diámetro de sección de cobre de 4mm, y con una bajísima resistencia de contacto, todo ello destinado a conseguir las mínimas pérdidas por caídas de tensión. Cumplen con todos los requerimientos de seguridad, tanto de flexibilidad, como de doble aislamiento, o alta resistencia a los rayos UV. Todo esto los convierte en cables idóneos para su uso en aplicaciones de intemperie.

GARANTÍA

GARANTÍA de hasta 25 años sobre la potencia de salida y de 3 años contra los defectos de fabricación. (Para una información más exhaustiva de los términos de la garantía, pueden consultar nuestra página web: www.atersa.com).



CARACTERÍSTICAS

Los datos eléctricos reflejan los valores típicos de los módulos y laminados A-170M y A-180M medidos en la salida de los terminales, al final del proceso de fabricación.

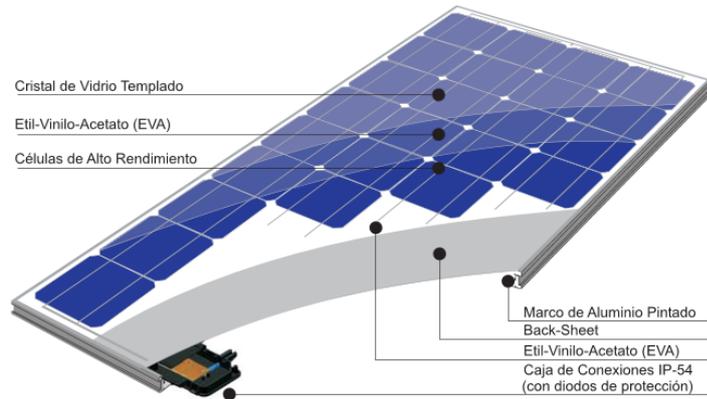
Mediciones realizadas conforme a ASTM E1036 corregidas a las condiciones de prueba estándar (STC): radiación 1KW/m², distribución espectral AM (masa de aire) 1,5 ASTM E892 y temperatura de célula de 25°C.

La potencia de las células solares es variable en la salida del proceso de producción. Las diferentes especificaciones de potencia de estos módulos reflejan esta dispersión.

Las células cristalinas, durante los primeros meses de exposición a la luz, pueden experimentar una degradación fotónica que podría hacer decrecer el valor de la potencia máxima del módulo hasta un 3%.

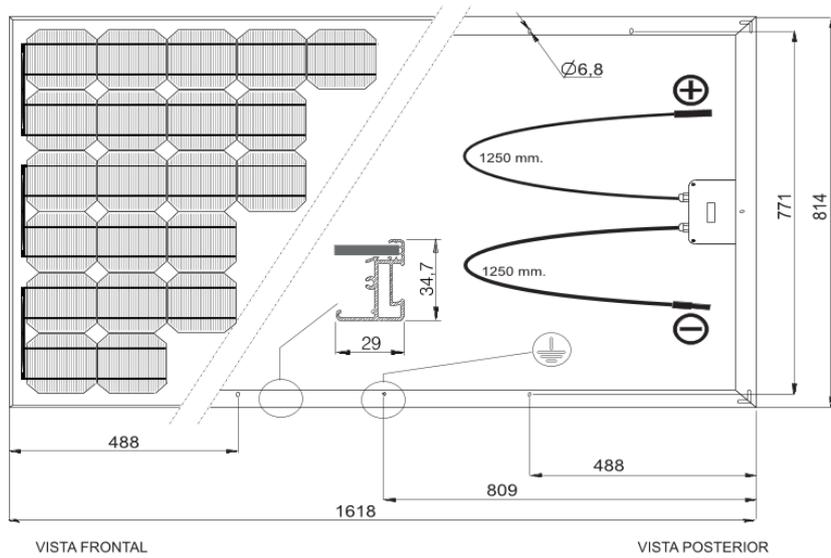
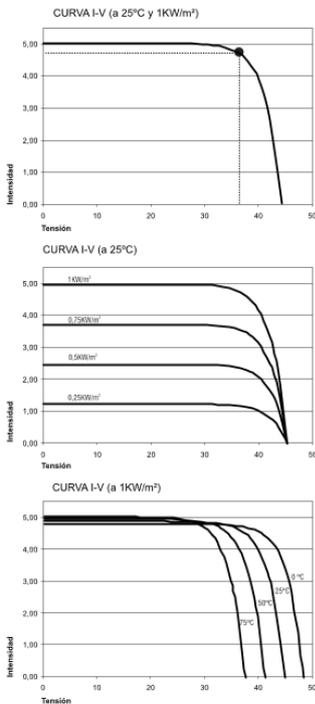
Las células, en condiciones normales de operación, alcanzan una temperatura superior a las condiciones estándar de medida del laboratorio. El TONC es una medida cuantitativa de ese incremento. La medición del TONC se realiza en las siguientes condiciones: radiación de 0,8KW/m², temperatura ambiente de 20°C y velocidad del viento de 1 m/s.

Dado que la pintura del marco es un aislante eléctrico, habrá que erosionar el punto de contacto con el cable de tierra para asegurar la continuidad a tierra.



CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	A-170M	A-180M
Potencia (W en prueba ± 3 %)	170W	180W
Número de células en serie	72	
Eficiencia del módulo	11,40%	13,66%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	4,75A	5,00A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	35,80V	36,00V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	5,10A	5,30A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	43,95V	44,00V
Coefficiente de Temperatura de Isc (α)	0,09 %/°C	
Coefficiente de Temperatura de Voc (β)	-0,34%/°C	
Coefficiente de Temperatura de P (γ)	-0,37%/°C	
Máxima Tensión del Sistema	1000 V	
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS		
Dimensiones (mm.)	1618X814X35	
Peso (aprox.)	14,80Kg	
Especificaciones eléctricas medidas en STC. TONC: 47±2°C		
NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.		

CURVAS MODELO A-170M



MADRID 28045
C/ Embajadores, 187-3º
tel. +34 915 178 580
tel. +34 915 178 452
fax. +34 914 747 467

ALMUSSAFES (VALENCIA) 46440
P.I. Juan Carlos I
Avda. de la Foia, 14
tel. 902 545 111
fax. 902 503 355
e-mail: atersa@atersa.com

CÓRDOBA 14007
C/ Escritor Rafael Pavón, 3
tel. +34 957 263 585
fax. +34 957 265 308

Última revisión: 02/12/08
Referencia: MU-5M 6x12-H

**ÓPTIMAS
PRESTACIONES
EN GRANDES
INSTALACIONES
MULTI-MEGAVATIO**

50 / 60 / 70 / 80 / 90 / 100

Inversor trifásico para instalaciones en cubierta de medianas y grandes potencias, y para instalaciones multi-megavatio en suelo.

Máxima eficiencia a temperaturas elevadas

Avanzado sistema de seguimiento del punto de potencia máxima (MPPT). Es capaz de soportar huecos de tensión y dispone de un control de potencia activa y reactiva. Apto para instalaciones de media tensión.

Fácil instalación

No necesita elementos adicionales. Se puede desconectar manualmente de la red. Completo equipamiento de protecciones eléctricas incluido de serie.

Fácil mantenimiento

Datalogger interno para almacenamiento de datos de hasta 3 meses. Se puede controlar desde un PC remoto o *in situ* desde el teclado frontal del inversor. LEDs indicadores de estado y alarmas. Pantalla LCD. Vida útil de más de 20 años.

Software incluido

Incluyen sin coste las aplicaciones INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor y su versión para smartphone iSun Monitor para la monitorización y registro de datos del inversor a través de internet.

Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años

PROTECCIONES

- Aislamiento galvánico entre la parte DC y AC.
- Polarizaciones inversas.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Fallos de aislamiento.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Seccionador DC.
- Fusibles DC.
- Seccionador magneto-térmico AC.
- Descargadores de sobretensiones DC y AC, tipo 2.

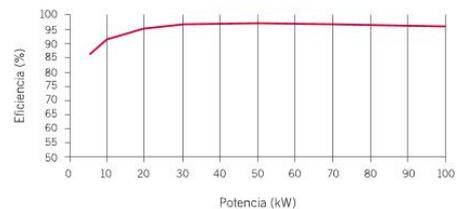
ACCESORIOS OPCIONALES

- Comunicación entre inversores mediante Ethernet, Bluetooth o RS-485.
- Comunicación remota GSM / GPRS.
- Monitorización de las corrientes de string del campo FV: INGECON® SUN String Control.
- Kit de puesta a tierra para los módulos FV que lo requieran.



RENDIMIENTO

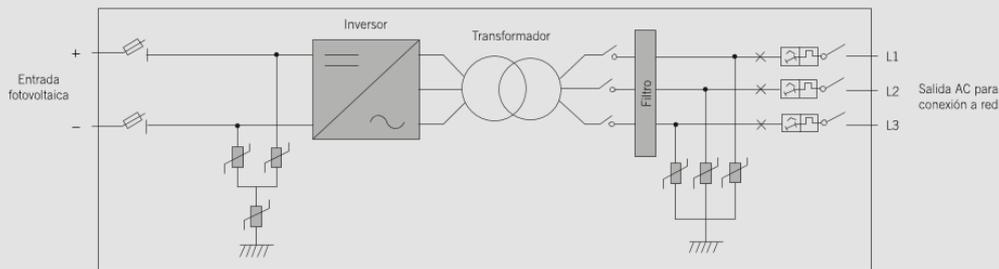
INGECON® SUN 100
V_{dc} = 450 V



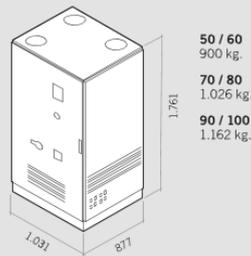
	50	60	70	80	90	100
Valores de Entrada (DC)						
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	52 - 65 kWp	63 - 78 kWp	73 - 91 kWp	83 - 104 kWp	93 - 117 kWp	104 - 130 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 750 V					
Tensión máxima ⁽²⁾	900 V					
Corriente máxima	130 A	156 A	182 A	208 A	234 A	260 A
Nº entradas	4	4	4	4	4	4
MPPT	1	1	1	1	1	1
Valores de Salida (AC)						
Potencia nominal ⁽³⁾	55 kW	66 kW	77 kW	88 kW	99 kW	110 kW
Corriente máxima	93 A	118 A	131 A	156 A	161 A	161 A
Tensión nominal	400 V					
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz					
Coseno Phi ⁽⁴⁾	1	1	1	1	1	1
Coseno Phi ajustable	Sí. Smáx=55 kVA	Sí. Smáx=66 kVA	Sí. Smáx=77 kVA	Sí. Smáx=88 kVA	Sí. Smáx=99 kVA	Sí. Smáx=110 kVA
THD ⁽⁵⁾	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Rendimiento						
Eficiencia máxima	96,3%	96,4%	97,2%	97,5%	96,9%	96,8%
Euroeficiencia	94,3%	94,7%	96,1%	96,2%	95,8%	95,7%
Datos Generales						
Refrigeración por aire	2.600 m³/h					
Consumo en stand-by ⁽⁶⁾	30 W					
Consumo nocturno	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W
Temperatura de funcionamiento	-20°C a +65°C					
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20

Notas: ⁽¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica ⁽²⁾ No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas ⁽³⁾ Potencia AC hasta 40°C de temperatura ambiente. Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8% ⁽⁴⁾ Para P_{ac}>25% de la potencia nominal ⁽⁵⁾ Para P_{ac}>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4 ⁽⁶⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico.
Referencias normativas: CE, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 50178, EN 62109-1, EN 62109-2, FCC Part 15, IEC 62116, RD1699/2011, DIN V VDE V 0126-1-1, CEI 0-16, CEI 0-21, DE-AR-N 4105:2011-08, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie:2011, A70 Tema, P.O.12.3, South Africa Grid code, IEEE929, IEC61727.

Power



Dimensiones y peso (mm)





Registros y armarios ICT - Protección IP-30/55

Register & enclosures ICT - IP-30/55 protection

REGISTROS Y ARMARIOS ICT - PROTECCIÓN IP-30/55
Register & enclosure ICT - IP-30/55 Protection

Grado de protección/degree of protection	IP-30 cajas plásticas/plastic boxes IP-34/IP-55 cajas metálicas/metallic boxes
Resistencia al impacto/resistance to impact	IK 07 cajas plásticas/plastic boxes
Resistencia al hilo incandescente/test of resistance to glow wire	650°C cajas plásticas/plastic boxes
Grado de autoextinguibilidad/auto-extinguishing degree	HB(UL94) cajas plásticas/plastic boxes
Estabilidad dimensional/dimensional stability	-25°C+85°C cajas plásticas/plastic boxes
Presión de bola/ball pressure test	70° cajas plásticas/plastic boxes
Norma aplicada/Applicable norm	EN 60 439-1-3 cajas plásticas/plastic boxes



Superficie o empotrable
Wall or flush mounted



Entrada para canalizaciones
Knock-outs for trunking



Cierre con llave
Lock with key



194
 195

Famateel

Armarios metálicos ICT Registros secundarios - Protección IP-34/IP-55

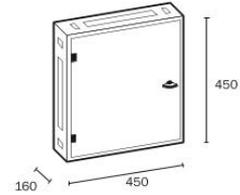
Metal register enclosures ICT for standard telecommunication infrastructures - IP-34/55 Protection

Características Features

- Superficie o empotrables/Surface or flush mounted
- Color Blanco Ral 9010/Colour White Ral 9010
- Protección IP-34/IP-34 protection
- Instalación en interiores/For surface mounted installation
- Entrada para canalizaciones/Knock-outs for trunking
- Cierre con llave/Lock with key
- Fabricado en chapa de acero de 1,2 mm/Made with 1,2mm metal sheets
- Panel de montaje en aglomerado hidrófugo/chipboard mounting pannel

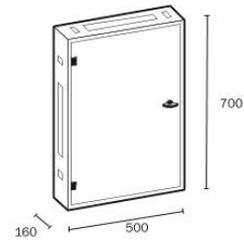
Ref. Item. 3231

ARMARIO ENCLOSURE
450 x 450 x 160



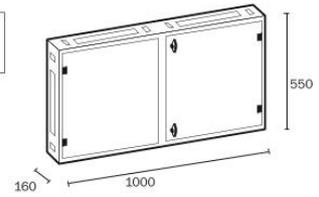
Ref. Item. 3232

ARMARIO ENCLOSURE
700 x 500 x 160



Ref. Item. 3233

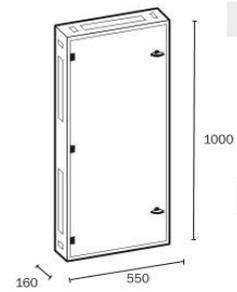
ARMARIO ENCLOSURE
550 x 1000 x 160



198
199

Ref. Item. 3234

ARMARIO ENCLOSURE
1000 x 550 x 160



Famatec



Interruptor seccionador OT160G
Ahorros a través del diseño simple e
inteligente



El ahorro como concepto

La eficiencia y el ahorro ha sido el corazón del proceso de diseño del interruptor OT160G. Hemos creado un dispositivo simple y compacto para todas las necesidades de nuestros clientes, que permite el ahorro tanto económico como de tiempo durante todo su ciclo de vida, desde su instalación hasta su eventual reemplazo.



Ahorro del 20% en los costes de stock

El nuevo OT160G de ABB proporciona la fiabilidad y la competitividad necesaria y adecuada en el momento y lugar donde existe la necesidad de un interruptor seccionador. Es un interruptor básico de alta calidad diseñado para ofrecer beneficios tangibles en aplicaciones de CA. Un dispositivo que proporciona competitividad en un embalaje compacto. El OT160G es la referencia de la nueva generación de pequeños interruptores para el mundo de la baja tensión.



Aplicación universal

El nuevo OT160G es un interruptor multiaplicación particularmente apropiado para aplicaciones de distribución de energía y aplicaciones en el sector terciario. Además, gracias a sus altas prestaciones de seccionamiento, es la solución óptima para cualquier aplicación industrial.



Reducción del coste del stock

Ahorre hasta un 20% en stock gracias al amplio abanico de aplicaciones que cubre el interruptor OT160G, incluyendo la maniobra frontal o lateral integrada. Menos tipologías de producto cubren ahora más necesidades del mercado.



Facilidad de uso e instalación

La simplicidad de uso y facilidad de instalación se transforman en ahorros para el usuario. El diseño inteligente del nuevo OT160G garantiza ahorros de costes a partir de la reducción del tiempo empleado tanto en la fase de instalación como en su uso. Las dimensiones extraordinariamente compactas del interruptor permiten instalarlo fácilmente en cualquier lugar.



Diseño compacto y poderoso

El nuevo OT160G permite el seccionamiento de circuitos en condiciones más exigentes que los productos actualmente en el mercado. Esto significa mayores calibres incluyendo corrientes altamente inductivas en AC23 a 690V típicamente de motores.

Datos técnicos

Interruptores seccionadores OT160G_

Interruptores seccionadores OT160G

Datos técnicos según IEC 60947

Tensión asignada de aislamiento		Grado de contaminación 3	V	1 000
Rigidez eléctrica		50 Hz 1min.	kV	10
Tensión asignada de aislamiento a impulso			kV	12
Corriente térmica asignada a 35°C y temporalmente a 40°C		Al aire	A	160
		En envolvente	A	160
...con sección mínima de conductor		Cu	mm ²	70
Tensión asignada de empleo AC-20 y DC-20			V	1 000
Corriente asignada de empleo, AC-21A		Hasta 415 V	A	160
		500 V	A	160
		690 V	A	160
Corriente asignada de empleo, AC-22A		Hasta 415 V	A	160
		500 V	A	160
		690 V	A	160
Corriente asignada de empleo, AC-23A		Hasta 415 V	A	160
		500 V	A	160
		690 V	A	160
Corriente asignada de empleo, AC-23	Los valores de potencia corresponden con motores asíncronos estándar trifásicos 1500 rpm.	230 V	kW	45
		400 V	kW	75
		415 V	kW	75
		500 V	kW	90
		690 V	kW	132
Poder asignado de corte AC-23		Hasta 500 V	A	1 280
		690 V	A	1 280
Corriente asignada de cortocircuito condicional I _p (r.m.s.) y corriente de corte máx. permitida I _c correspondiente. La corriente de corte I _c hace referencia a valores listados por fabricantes de fusibles (ensayo monofásico según IEC 60269).	Corriente de cortocircuito potencial Máx. tamaño de fusible OFA_gG/aM	100 kA, 500 V	kA	30
			A	200/200
		50 kA, 690 V	kA	24
			A	200/200
Corriente asignada admisible de corta duración	Valor R.M.S. I _{cw}	690 V 0,25s	kA	7
		690 V 1s	kA	4
Poder asignado de cierre en cortocircuito	Valor de pico I _{cm}	690 V	kA	12
Potencia asignada del condensador sin carga previa	Condensador limitado por fusibles	415 V	kVAr	65
Potencia disipada /polo	A la corriente asignada de empleo		W	6,5
Durabilidad mecánica	Dividir por dos para los ciclos de maniobra		Oper.	20 000
Peso sin accesorios	3-polos		kg	1,1
	4-polos		kg	1,3
Profundidad de montaje y eje estándar (para versiones montadas en placa)	Anchura x longitud del eje		mm	6X210
	Profundidad de montaje		mm	230-248
Maneta estándar	Tipo			OHB65J6
Adaptador mando para versiones montadas en puerta	Tipo			OHZX6
Tamaño cable Cu para terminal			mm ²	10-70
Para apriete terminal			Nm	6
Par de accionamiento	Típico para interruptores 3 y 4-polos		Nm	4

Datos técnicos

Interruptores seccionadores OT160G_

Interruptores seccionadores OT160G

Datos técnicos según UL98				UL Listed	UL Recognized
Calibre corriente de uso general	F.P.=0.7...0.8	-40° hasta 40 °C	A	100	125
Máx. tensión de empleo			V	600	600
Máx. potencia en HP / corriente FLA del motor	F.P.=0.4...0.5	240 VAC	HP/A	40/104	40/104
		480 VAC	HP/A	75/96	75/96
	600 VAC	HP/A	100/99	100/99	
	Monofásico	240 VAC	HP/A	20/88	20/88
		480 VAC	HP/A	30/66	30/66
		250 VDC	HP/A	20/60	20/60
Tamaño fusible / corriente de cortocircuito	Tipo fusible	J	A/kA	150/100	150/100
		T	A/kA	150/100	150/100
		RK5	A/kA	60/100	60/100
Resistencias					
Durabilidad eléctrica mínima, P.F. 0.75 - 0.8		Ciclos de man.		6 000	6 000
Durabilidad mecánica		Operaciones		20 000	20 000
Kits de terminales				Integrados	Integrados
Rango cables	Cables Cu		AWG 60-75°C	8-1/0	8-1/0
Par		Apriete cables		lb.in	53
Peso sin accesorios	3-polos		lb	0,5	0,5
	4-polos		lb	0,6	0,6

Nomenclatura

Ejemplo para el tipo OT160GT04P					
Opción:	OT	160	G	04	P
Posición:	1	2	3	4	5
1	Marca				
OT	Marca del interruptor seccionador de ABB				
2	Tamaño				
160	160				
3	Fijación				
G	Placa				
GT	En puerta (fijación trasera)				
4	Número de polos y posición del mecanismo				
03	3 polos, mecanismo en la izquierda				
04	4 polos, mecanismo en la izquierda				
30	3 polos, mecanismo en la derecha				
40	4 polos, mecanismo en la derecha				
5	Accesorios incluidos				
vacío	Sin accesorios incluidos				
K	Mando directo incluido				
P	Versión para montaje en placa: mando reenviado con eje incluido				
	Versión para montaje en puerta: mando y adaptador para puerta incluidos				

Información de producto y accesorios

Interruptores seccionadores OT160G_



OT160G03K



OT160G04P



OT160GT03P



OT160GT04

Interruptores seccionadores OT160G

Versiones para montaje en placa: Tipos acabados en K incluyen mando directo YAST1. Tipos acabados en P incluyen mando reenviado OHB65J6 con eje OXP6X210. Versiones para montaje en puerta: Tipos acabados en P incluyen mando OHB65J6 y adaptador para puerta OHZX6.

No. de polos	Corrientes de empleo			Tipo	Código	Peso/ kg
	UL98 Listed, 600 V	UL98 Recognized, 600 V	AC22A/AC23A, 690 V			
3	100	125	160/160	OT160G03	1SCA135134R1001	1.1
3	100	125	160/160	OT160G03K	1SCA138208R1001	1.2
3	100	125	160/160	OT160G03P	1SCA135139R1001	1.3
4	100	125	160/160	OT160G04	1SCA135135R1001	1.3
4	100	125	160/160	OT160G04K	1SCA138215R1001	1.4
4	100	125	160/160	OT160G04P	1SCA135140R1001	1.4
3	100	125	160/160	OT160G30	1SCA138207R1001	1.4
3	100	125	160/160	OT160G30K	1SCA138209R1001	1.2
3	100	125	160/160	OT160G30P	1SCA135138R1001	1.2
4	100	125	160/160	OT160G40	1SCA138213R1001	1.3
4	100	125	160/160	OT160G40K	1SCA138214R1001	1.4
4	100	125	160/160	OT160G40P	1SCA138216R1001	1.4
Versiones para montaje en puerta						
3	100	125	160/160	OT160GT03	1SCA135136R1001	1.2
3	100	125	160/160	OT160GT03P	1SCA135141R1001	1.2
4	100	125	160/160	OT160GT04	1SCA135137R1001	1.3
4	100	125	160/160	OT160GT04P	1SCA135142R1001	1.3
3	100	125	160/160	OT160GT30	1SCA138220R1001	1.2
3	100	125	160/160	OT160GT30P	1SCA135143R1001	1.2
4	100	125	160/160	OT160GT40	1SCA138221R1001	1.3
4	100	125	160/160	OT160GT40P	1SCA135144R1001	1.3

Accesorios

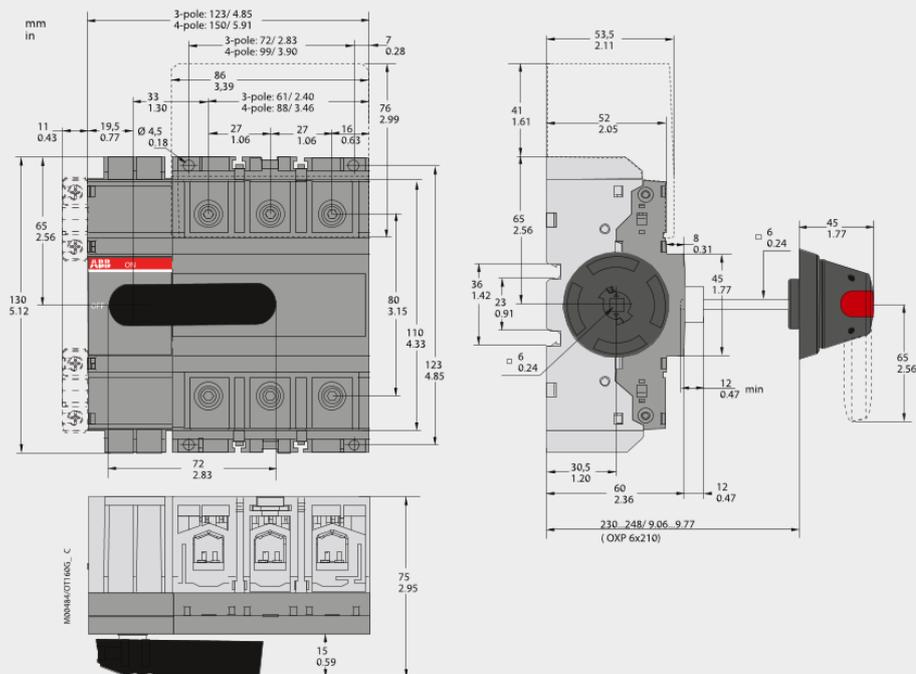
	Tipo	Código	Peso/ kg
Mando directo para OT160G	YAST1	1SCA022301R5350	0.023
Adaptador mando en puerta OT160GT ¹⁾	OHZX6	1SCA022559R5670	0.023
Mando reenviado	OHB65J6	1SCA022380R9660	0.12
Eje para OT160G	OXP6X210	1SCA022295R6080	0.05
Cubrebornes			
3-polos	OTS160G1L3	1SCA140414R1001	0.02
4-polos	OTS160G1L4	1SCA140415R1001	0.03

¹⁾ El adaptador consiste en la placa de fijación, tornillería y eje.

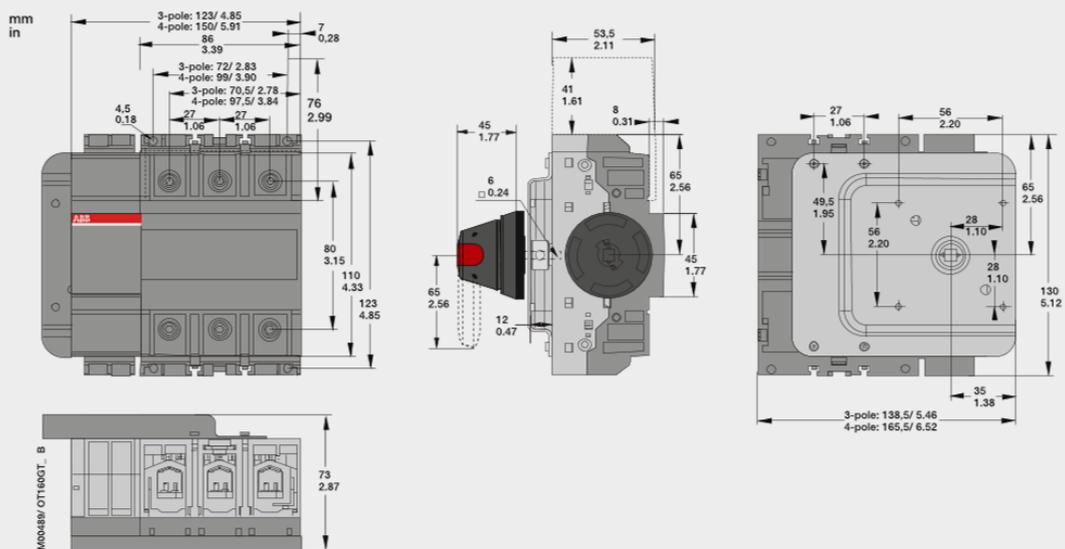
Dimensiones

Interruptores seccionadores OT160G_

OT160G03/04_



OT160GT03/04_



Contacte con nosotros

Asea Brown Boveri, S.A.
Electrification Products
C/ San Romualdo, 13
28037 Madrid
Tel.: 91 581 93 93
Fax: 91 754 51 50
www.abb.es/bajatension



Los datos y figuras no son vinculantes. ABB se reserva el derecho a modificar el contenido de este documento sin previo aviso en función de la evolución técnica de los productos.

1TXA301064B0701 05/2016

Escanee el código para acceder a la web ABB de
Productos y sistemas de baja tensión



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 AUTOMATICOS 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			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	690Vca	-	-	-	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	690Vca	-	-	-	3	4	5	4	5	7,5	5	10	12,5	
Endurancia (maniobras) (man./hora)	en carga	3.000			3.000			2.000			1.000			
		120			120			120			60			
	sin carga	7.000			7.000			6.000			4.000			
		120			120			120			60			
Polos	3	4	3	4	3	4	3	4	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	25	32	40	63	80	100	125	160	200	250	315	400	
mm²	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
	CC	250Vcc (1 Polo) - 500Vcc (2 Polos en serie)		

Capacidad de corte (kA rms)		S	H	R	S	H	R	S	H	R	S	H	R
		415Vca	50	65	100	50	65	100	50	65	100	50	65
Icu	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
Ics	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	
	Dimensiones (mm)	Alto	268		268		406		406		406	
	Ancho	210	280	210	280	210	280	210	280	210	280	
	Fondo	105		105		157		157		157		
Peso (Kg)		7,95	10,3	7,95	10,3	19	25,3	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 Guía DIN				
Conexión enchufable				
Tapas cubrebornes				
Separadores de polos				

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

() Disponible

() En Preparación

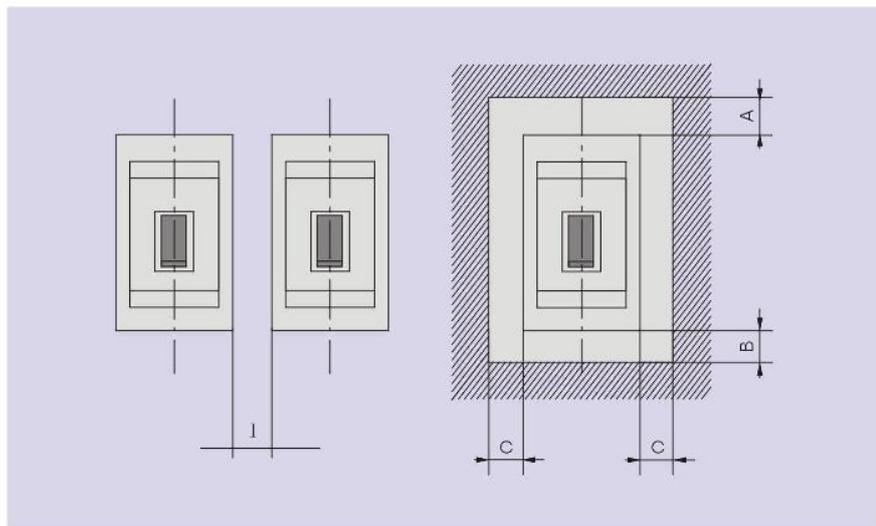
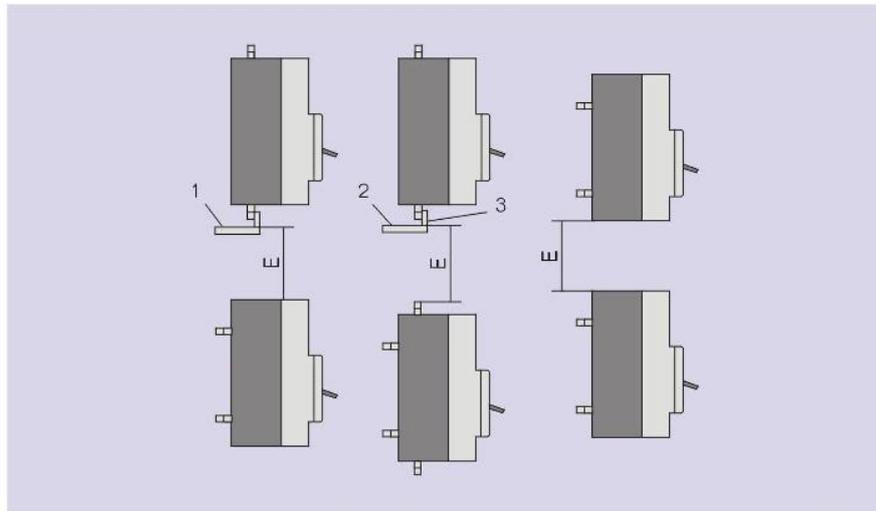
Capacidad de conexión de los terminales, para cables y pletinas de cobre

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

DESCONEXIÓN RETARDADA - CARACTERÍSTICAS

Retardo largo a la desconexión por sobrecargas (para protección de distribuciones)

Corriente nominal	1,05In Tiempo convencional de no desconexión (Estado inicial del relé: Frio)	1,30In Tiempo convencional de desconexión (Estado inicial del relé: Caliente)
63A	1	1
>63A	2	2

Retardo largo a la desconexión por sobrecargas (para protección de motores)

Corriente nominal	Múltiplos de la corriente de ajuste	Tiempo convencional 12,5A In 400A	Estado inicial
Corriente convencional de no desconexión	1,0	2h	Frio
Corriente convencional de desconexión	1,2	<2h	Caliente
	1,5	2min(In 200A) 4min(200A<In 200A)	Caliente
	7,2	2s<Tp 10s(In 200A) 4s<Tp 10s(200A<In 400A)	Frio

Nota: El ajuste de la protección térmica de los interruptores NM6 es de: 0,8In~1,0In

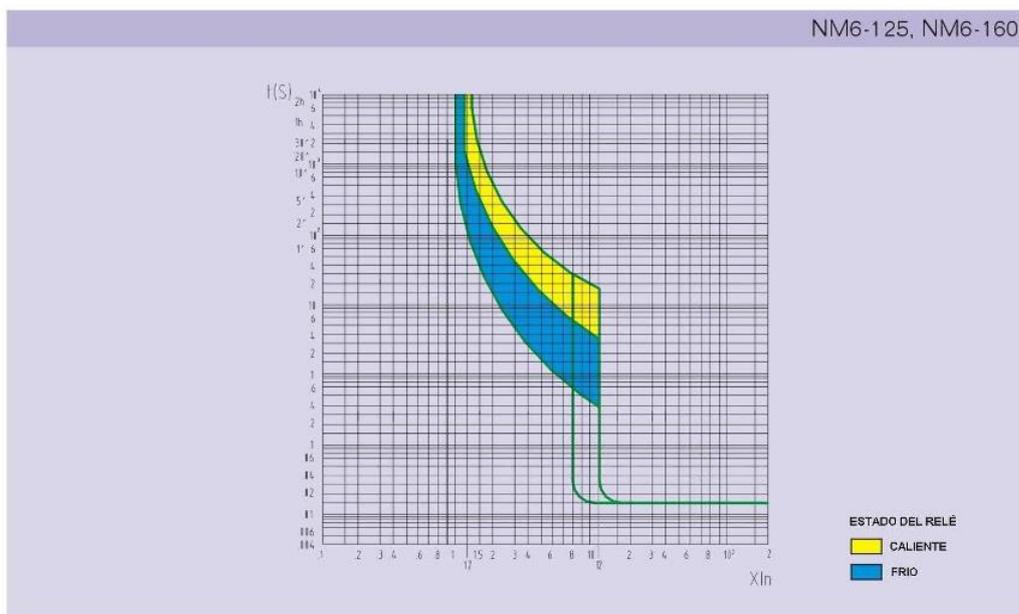
DESCONEXIÓN INSTANTÁNEA - CARACTERÍSTICAS

Corriente base del interruptor Inm(A)	Corrientes de ajuste In (A)	Corriente de desconexión instantánea Ii (A)	
		Distribución	Protección Motores
125	10, 12.5, 16, 20, 25, 32, 40, 50	500	500
	63, 80, 100, 125	10In	12In
160	12.5, 16, 20, 25, 32, 40, 50	500	500
	63, 80, 100, 125, 160	10In	12In
250	100, 125, 160, 200, 250	10In	12In
400	200, 250, 315, 350, 400	10In	12In
630	400, 500, 630	10In	
800	400, 500, 630, 700, 800	10In	
1250	800, 1000, 1250	7In (*)	
1600	1250, 1600	7In (*)	

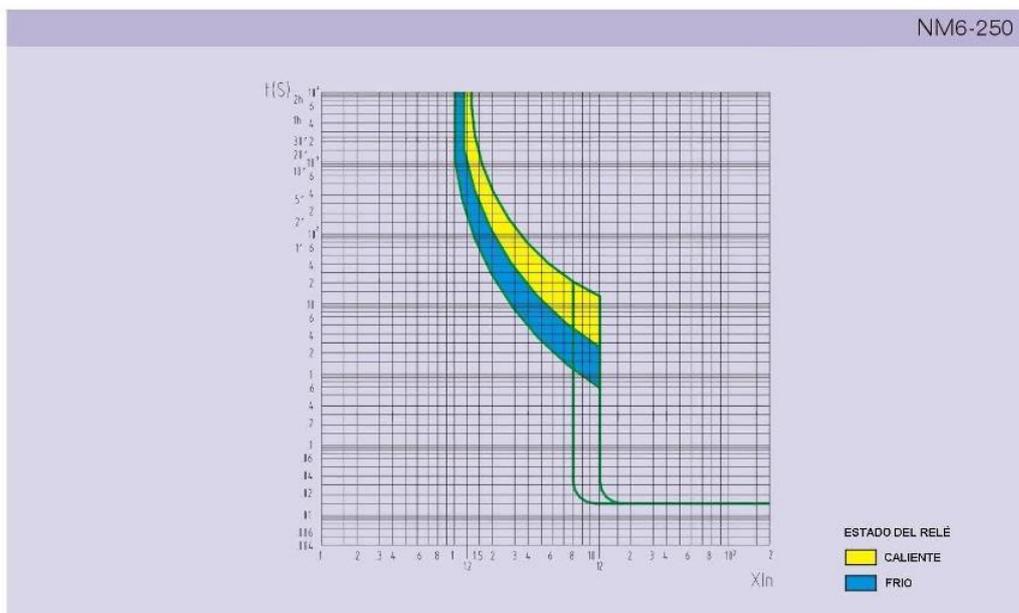
Nota: (*) El ajuste del disparo instantáneo es de 7In. En caso de desear un disparo instantáneo regulable a 5In~10In indicarlo al realizar el pedido del aparato.

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

CURVAS DE DISPARO

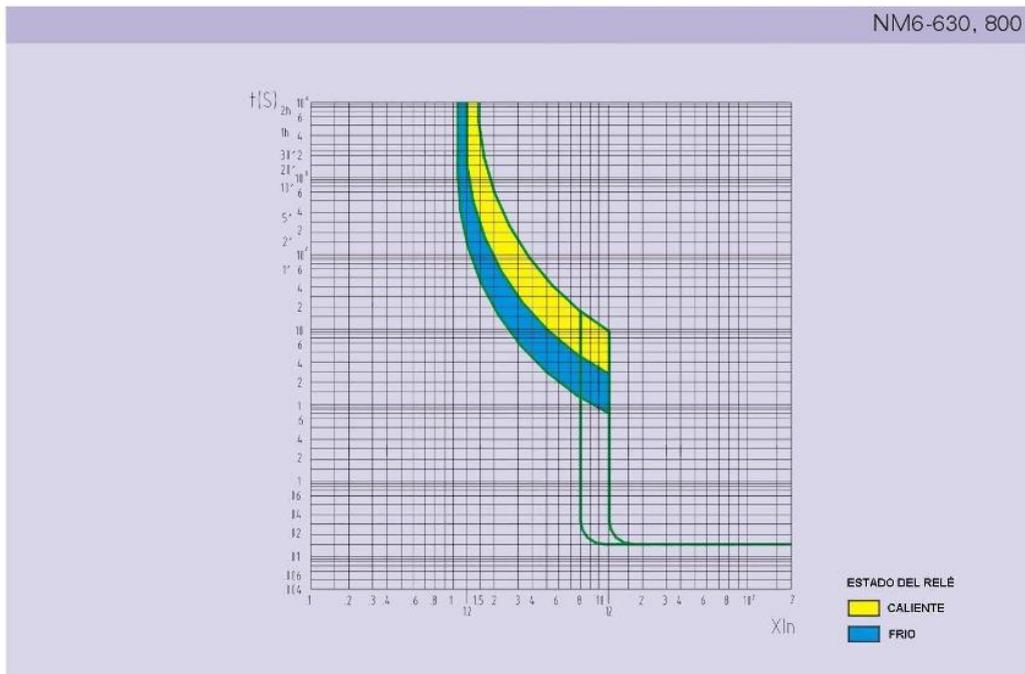
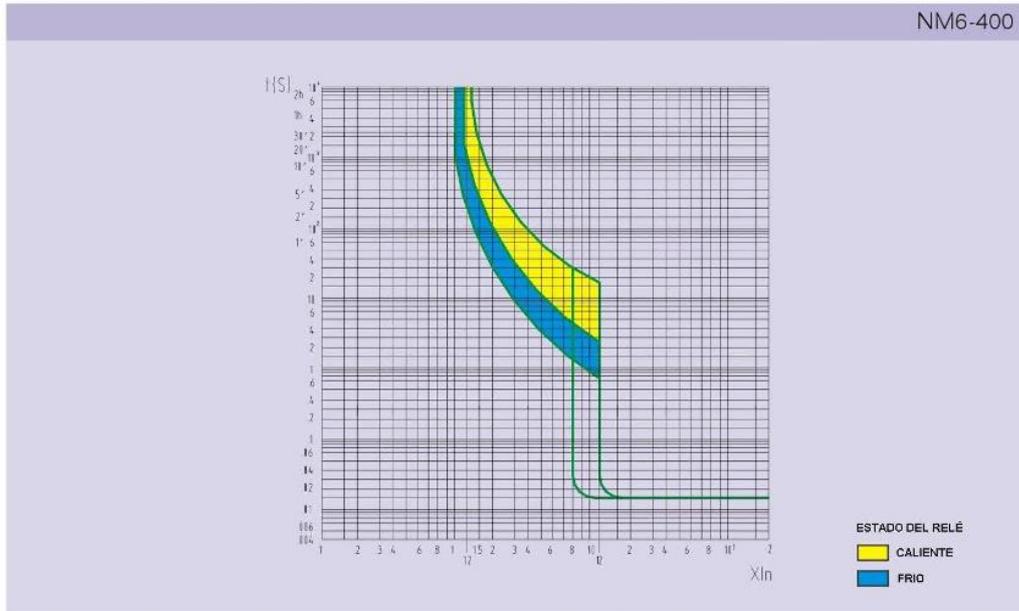


Nota: Para aparatos de 10 a 50A la corriente instantánea de desconexión $I_i = 500A$



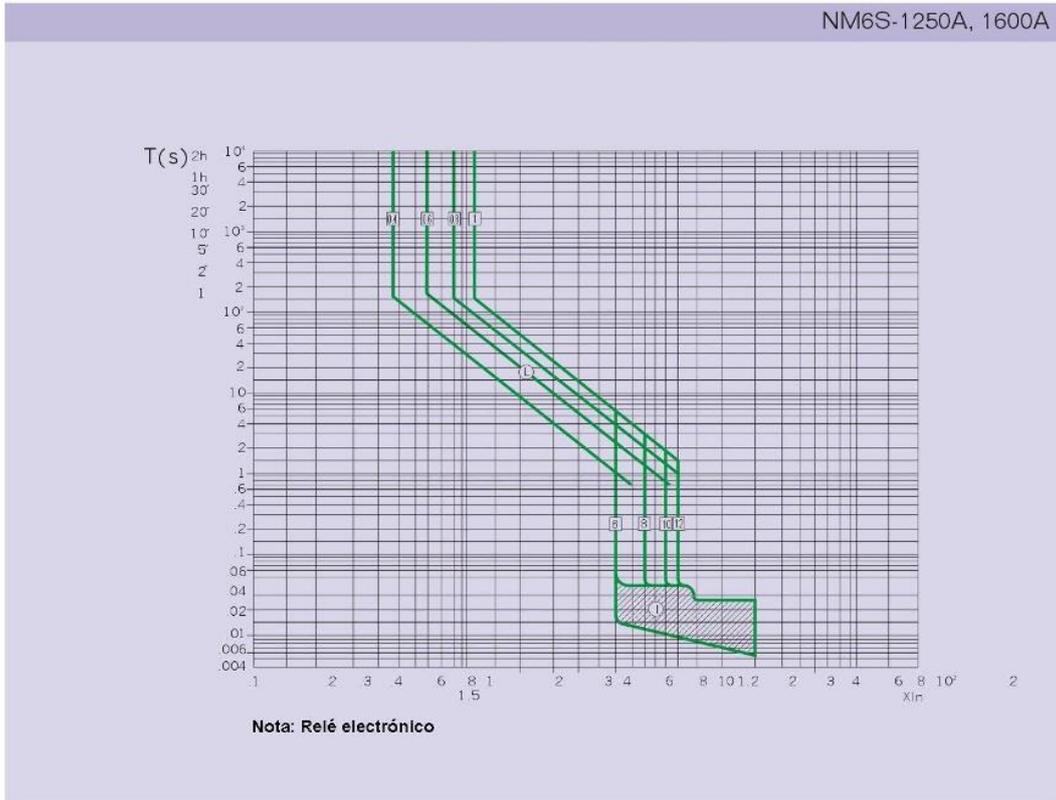
INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS EN CAJA MOLDEADA
Serie: NM6 - 125~1600A
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

CURVAS DE DISPARO



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

CURVAS DE DISPARO



Relés electrónicos

- In = Intensidad nominal del transformador de corriente.
- T = Tiempo de desconexión
- Error de disparo en el punto crítico: L=IEC60947-2 - I=±20%
- Error en el tiempo de desconexión: L=±10% (±20% para I>2xIn; I=±20%)

EFFECTOS DE LA TEMPERATURA AMBIENTE

Temperatura de calibrado de los aparatos: 40°C

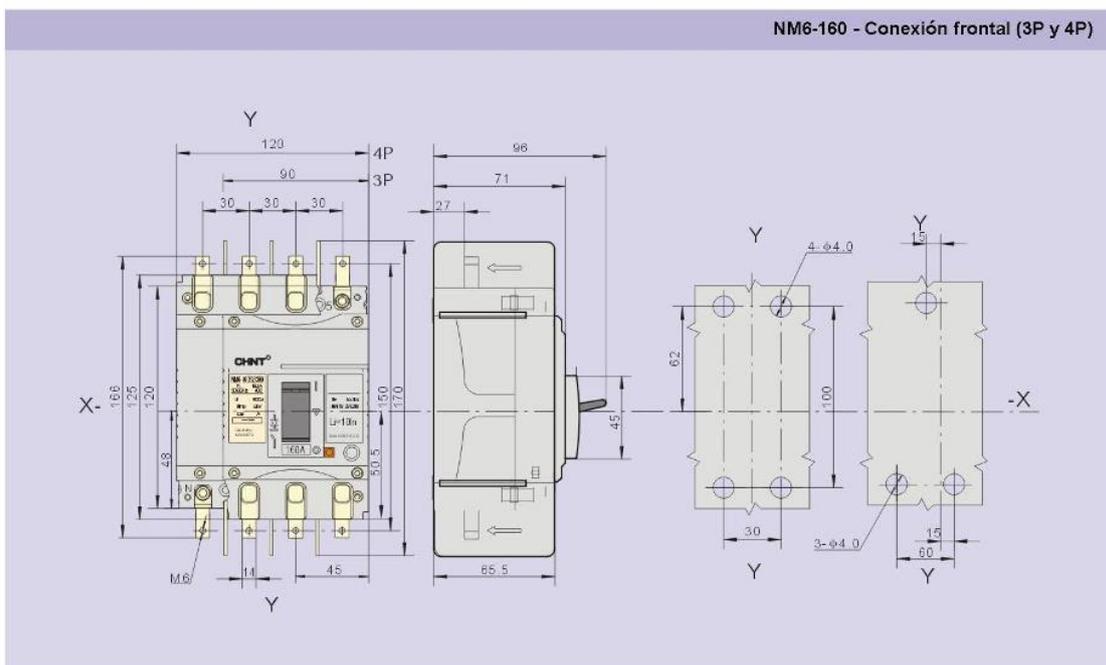
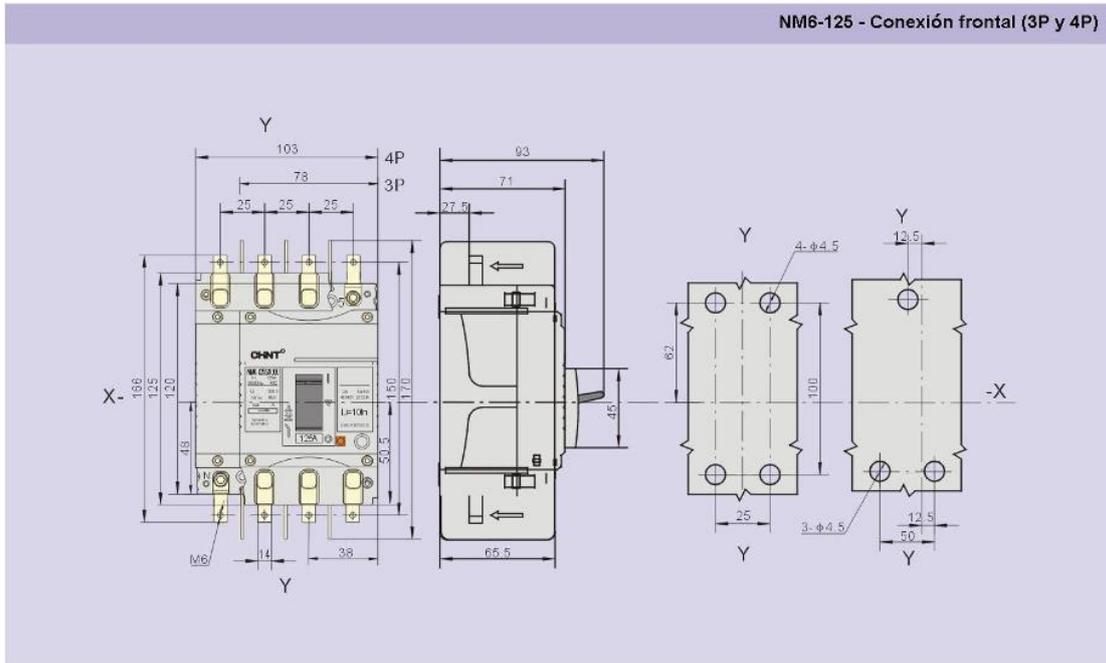
Las características de desconexión pueden variar en función de que la temperatura ambiente sea distinta de 40°C, en cuyo caso deben aplicarse los siguientes coeficientes de corrección:

Temperatura ambiente	10°C	20°C	30°C	40°C	50°C	60°C	70°C
Coefficiente de corrección	1,25	1,15	1,10	1,00	0,95	0,90	0,85

Nota: Para otras temperaturas ambiente: consultar

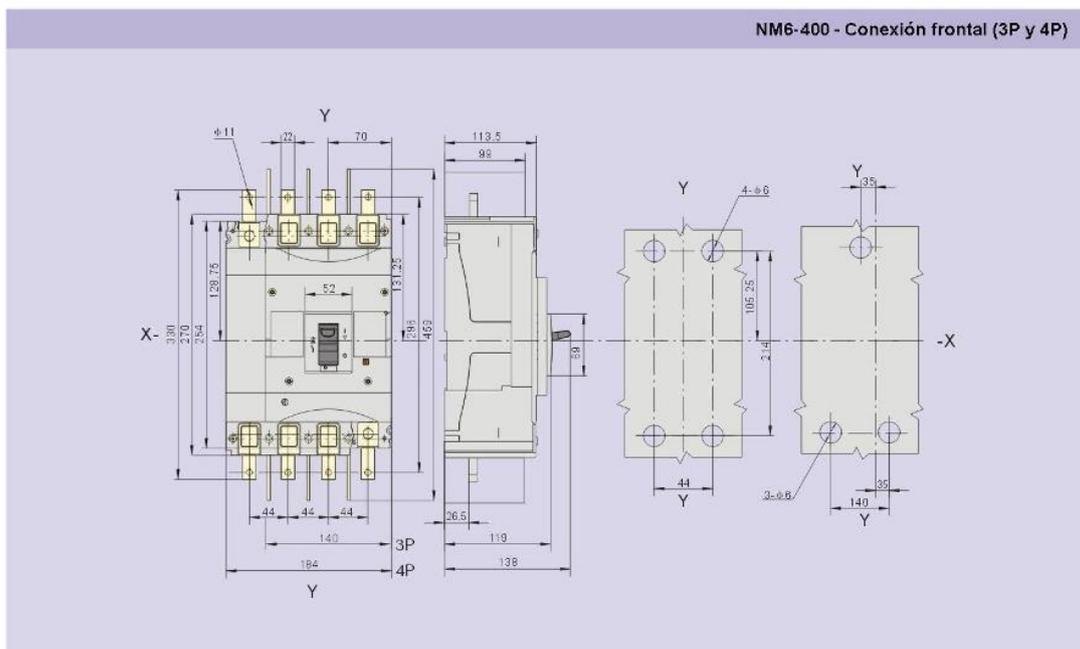
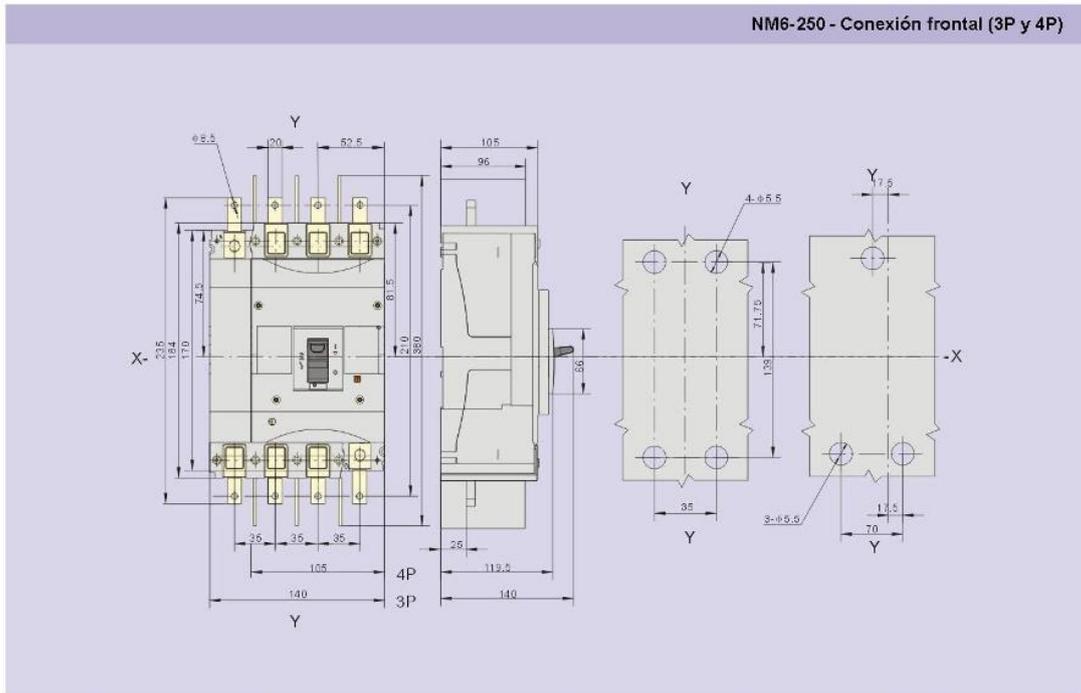
INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS EN CAJA MOLDEADA
Serie: NM6 - 125~1600A
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES



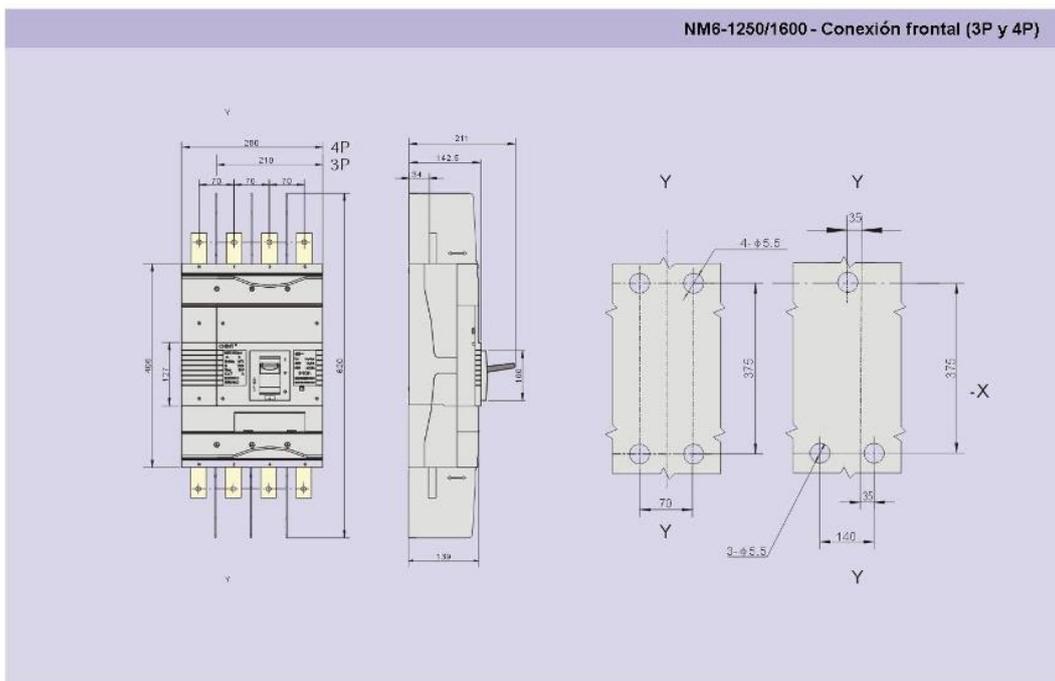
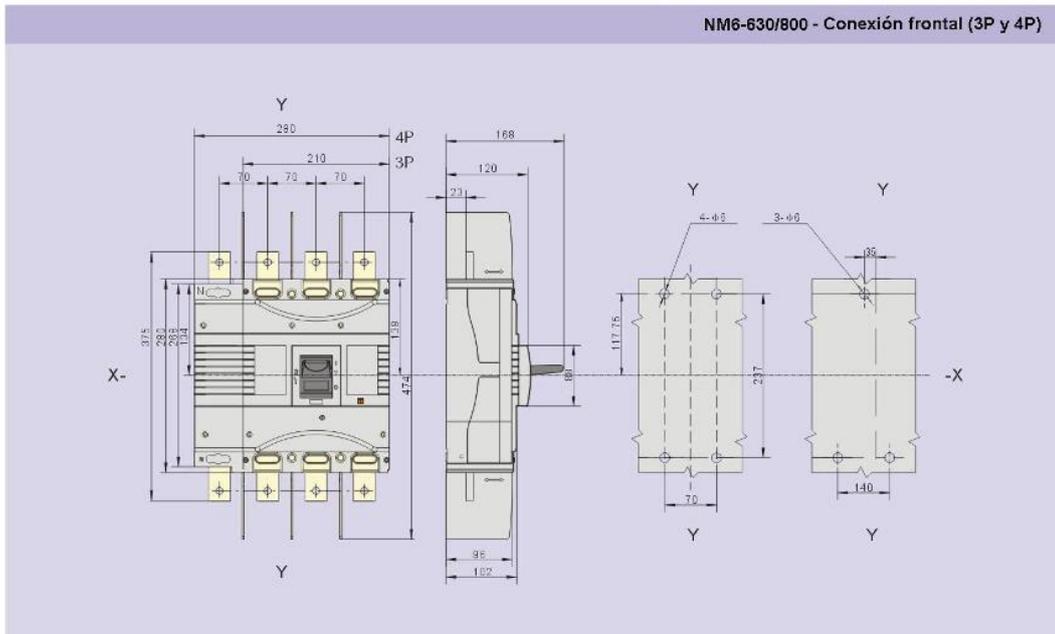
INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS EN CAJA MOLDEADA
Serie: NM6 - 125~1600A
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES



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

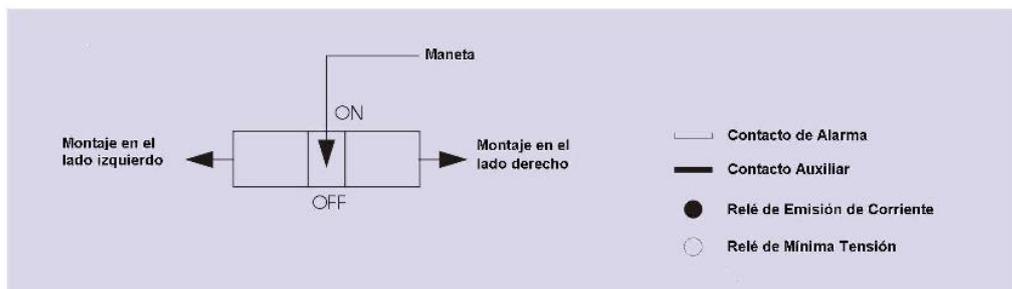
DIMENSIONES



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

MONTAJE DE ACCESORIOS

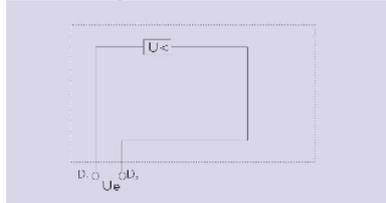
APARATO	NM6-125	NM6-250	NM6-630	NM6-1250
	NM6-160	NM6-400	NM6-800	NM6-1600
POLOS	3P - 4P	3P - 4P	3P - 4P	3P - 4P
ACCESORIO				
Aparato Sin Accesorios				
Contacto de Alarma				
Relé de Emisión de Corriente				
Relé de Emisión de Corriente + Dos Contactos Auxiliares				
Relé de Emisión de Corriente + Contacto de Alarma				
Contacto Auxiliar				
Contacto Auxiliar + Contacto de Alarma				
Relé de Mínima Tensión				
Relé de Mínima Tensión + Dos Contactos Auxiliares				
Relé de Mínima Tensión + Contacto de Alarma				
Relé de Emisión de Corriente + Contacto Auxiliar				
Relé de Emisión de Corriente + Contacto Auxiliar + Contacto de Alarma				
Dos Contactos Auxiliares				
Dos Contactos Auxiliares + Contacto de Alarma				
Relé de Mínima Tensión + Contacto Auxiliar				
Relé de Mínima Tensión + Contacto Auxiliar + Contacto de Alarma				



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

RELÉS DE MÍNIMA TENSIÓN

Esquema de conexión

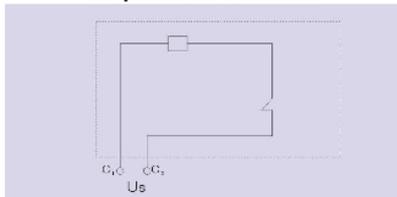


APARATO	Tensión nominal (Un)	Corriente de excitación de la bobina (mA)	Consumo (VA)
NM6-125, NM6-160	220Vca	4,2	0,91
	380Vca	3	1
NM6-250, NM6-400	220Vca	6	1,3
	380Vca	4,5	1,6
NM6-630, NM6-800	220Vca	5,5	1,2
	380Vca	3,5	1,3
NM6-1250, NM6-1600	220Vca	4,5	10
	380Vca	2,6	10

Nota: Un interruptor equipado con relés de mínima tensión podrá ser conectado únicamente cuando la bobina esté bajo tensión. En caso contrario el interruptor no podrá cerrarse normalmente.

RELÉS DE EMISIÓN DE CORRIENTE

Esquema de conexión



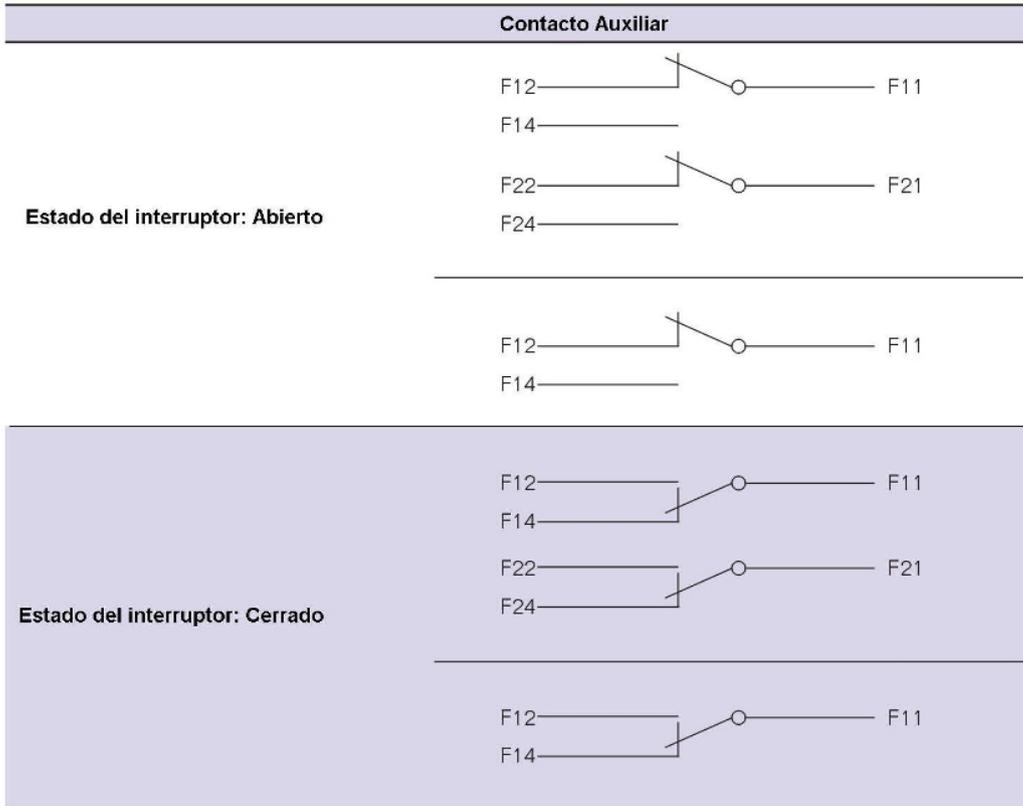
APARATO	Tensión nominal (Un)	Corriente de excitación de la bobina (mA)	Consumo (VA)
NM6-125, NM6-160	220Vca	1,1	242
	380Vca	0,55	206
	110Vcc	4,5	484
	24Vcc	3	72
NM6-250, NM6-400	220Vca	1,2	260
	380Vca	0,7	249
	24Vcc	8	192
NM6-630, NM6-800	220Vca	0,5	110
	380Vca	0,3	114
	24Vcc	4	96
NM6-1250, NM6-1600	220Vca	0,5	110
	380Vca	0,3	114
	24Vcc	4	96

Nota: Un interruptor equipado con relé de emisión de corriente podrá ser conectado únicamente cuando la bobina esté sin tensión. En caso contrario el interruptor abrirá constantemente.

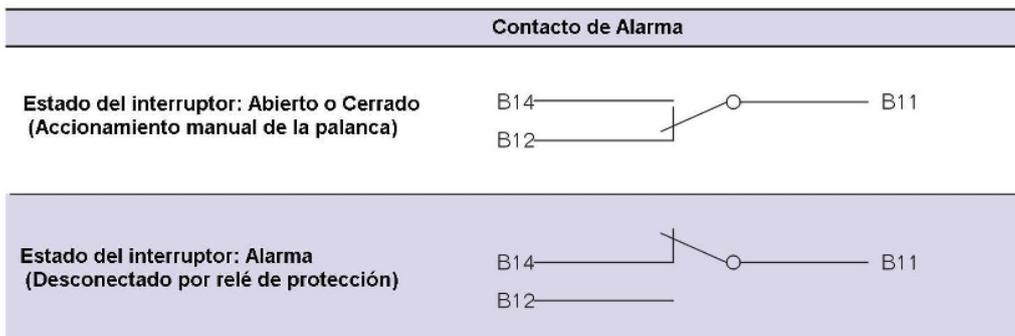
INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS EN CAJA MOLDEADA
Serie: NM6 - 125~1600A
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

CONTACTO AUXILIAR

APARATO	Corriente convencional de calentamiento (A)	Corriente a 400Vca (A)
250A	3	0,3
400A	6	0,4



CONTACTO DE ALARMA



FAC -Vigilante de Aislamiento

Aplicaciones

El equipo FAC detecta, en las instalaciones de corriente continua, la falta de aislamiento de los dos conductores (+) y (-) contra tierra. Ello permite prevenir los riesgos de electrocución del personal de instalación y mantenimiento.

Tiene principal aplicación en instalaciones de células fotovoltaicas, de baterías, de rectificadores de alterna continua, etc. En general en cualquier instalación de corriente continua en el que se desee detectar la posible conexión a tierra de uno o ambos conductores de alimentación.

Características funcionales

- Conecta un relé de salida, de forma instantánea, en el momento que se detecta el defecto.
- Pulsador de prueba para simular un fallo a tierra de (+) o de (-).
- Diodo luminoso, que memoriza si el fallo se ha producido por (+) o (-).
- Puede alimentarse de la propia instalación, o de una tensión auxiliar de 12 Vcc. (según modelo).

Características Constructivas

- Caja de plástico para instalación en carril DIN.
- Bornes en carátula frontal.
- Contacto de salida libre de potencial.

Datos Técnicos

- Tensión Vigilancia: V_N
- Margen de funcionamiento: $V_N-35\%$ a V_N (s/m)
- Consumo en reposo: 0.5 W (a V_N)
- Consumo con defecto: <6 W
- Tiempo respuesta: <50ms (a $V_N=600$)
- Resistencia máx defecto: 20K Ω .
- Normas que cumple:
 - Reglamento Baja tensión
 - Normativa EMC, Inmunidad
 - Conforme RD 1663/2000
- Propiedades del contacto del relé:
 - Corriente permanente: 8 A.
 - Tensión máx.conmut.: 440 Vca.
 - Pot. máx. conmutac. : 2000 VA.

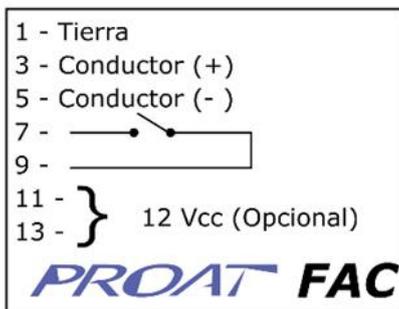


Mantenimiento

Cada seis meses o en las revisiones periódicas se recomienda pulsar PRUEBA para comprobar que el equipo actúa correctamente.

Garantía

De un año contra defectos de fabricación.



Etiqueta de Embornamiento

Modelos	Margen de Tensión
FAC800	500 a 800 Vcc
FAC650	450 a 650 Vcc
FAC450	300 a 450 Vcc
FAC300	200 a 300 Vcc
FAC200	130 a 200 Vcc
FAC130	85 a 130 Vcc
FAC085	55 a 85 Vcc
FAC055	24 a 55 Vcc

INFAC: Interruptor de continua para instalaciones fotovoltaicas

Descripción del equipo

El INFAC es un interruptor de estado sólido (ver Fig.1). Tiene, en la parte de potencia, una borna de positivo de entrada y una borna de positivo de salida, siendo el negativo común. En la parte de control dos entradas: una, que activa la transferencia de potencia entrada a salida (estado 'on') y la otra sirve para interrumpirla y a la vez cortocircuitar las bornas de entrada de potencia (estado 'corto'). En definitiva el dispositivo se comporta como un biestable con los dos estados descritos, conmutando a uno u otro al recibir un pulso a través de la entrada de control correspondiente: 6 ('on') o 7 ('corto'). El diodo D1 aísla la salida, del cortocircuito de la entrada en el estado 'corto'.

Aplicaciones

En instalaciones fotovoltaicas, el INFAC sirve como interruptor de continua. Al recibir la orden de apertura del vigilante de aislamiento (FAC por ejemplo), desconecta el inversor de los paneles solares y cortocircuita la entrada de potencia. Ello permite prevenir de posibles descargas eléctricas al personal de instalación y mantenimiento.

Características funcionales

- Alimentación de la propia instalación de paneles solares(y/o 220 Vac.
- Activación y desactivación por impulso de cierre de contacto.
- Sistema totalmente estático.
- Sin límite de maniobras.
- Tiempo pulso de maniobra: 100 mseg.(mínimo)

Características Constructivas

- Caja metálica con borna de conexión a tierra
- Bornes de potencia.

Datos Técnicos

- Tensión de corte hasta 1000 V_{cc}
- Intensidad cortocircuito < 20 Amp.
- Consumo: <50 W
- Tiempo respuesta: <50ms
- Caída tensión entrada-salida: <1V
- Normas que cumple:
 - Reglamento Baja tensión
 - Normativa EMC, Inmunidad

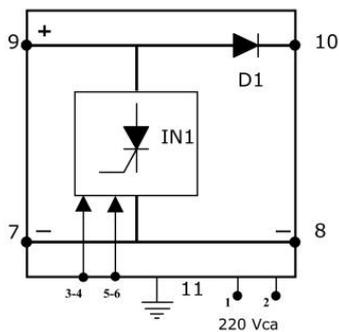


Fig. 1: Esquema del Interruptor INFAC



PROAT

Garantía De dos años contra defectos de fabricación

Formato Genérico de un modelo: INFAC

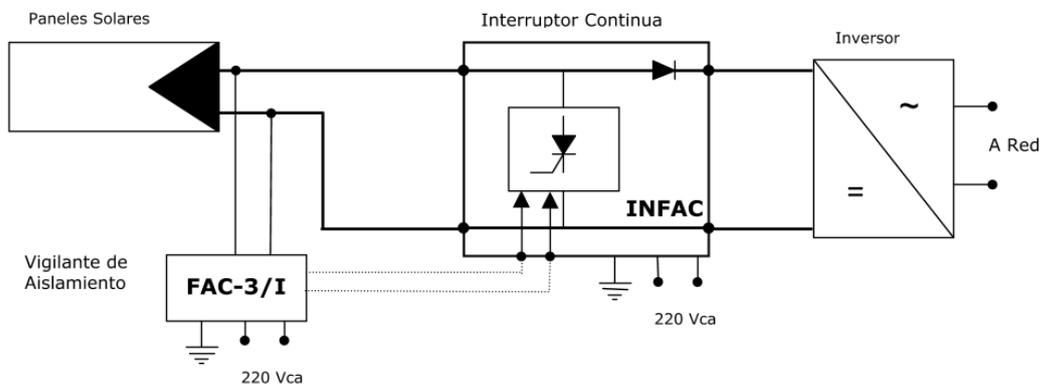
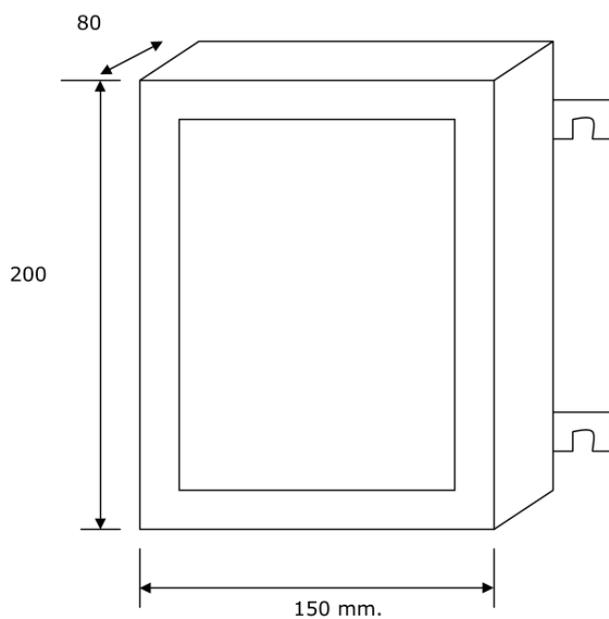


Fig.2: Conexión del Interruptor de Continua INFAC en una Instalación FV

Dimensiones de la caja (milímetros)



PROAT
Protecciones Eléctricas de Alta Tensión
c/ Pere III 8 4^o1^a 08100 Mollet del Vallés (Barcelona) SPAIN
Tel: 93/5790610 Fax: 93/5792522
Email: comercial@proat.net
www.proat.net

protección fusible



Las bases fusibles para DC han sido diseñadas para trabajar en elevadas tensiones hasta 1000VDC.

Los fusibles ultrarrápidos de rango completo (gR) para uso en corriente continua aseguran la protección contra las sobrecargas y cortacircuitos.

Conforme

- IEC 60269-2
- IEC 60269 -4
- IEC 60947- 3

Dimensiones

Talla 10 x 38 mm



Talla 22 x 127 mm



Características técnicas

fusibles

a tensión de empleo (U_e) 1000VDC L/R \leq 5m

Talla (mm)	Intensidad (A)	Referencia
10 x 38	6	30F6GR
	10	30F10GR
	12	30F12GR
	16	30F16GR
	20	30F20GR
22 x 127	40	PTF40GR
	50	PTF50GR

portafusibles

a tensión de empleo (U_e) 1000VDC L/R \leq 5m

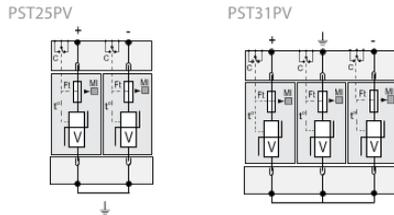
Talla (mm)	Polos	Intensidad máxima I_{max} (A)	Referencia
10 x 38	1P	20	211PV
22 x 127	1P	50	2PT

CLASE II



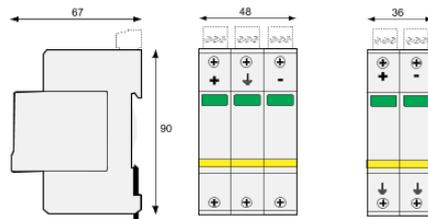
Las protecciones de Clase II se destinan a la protección de las redes de alimentación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas. Los productos se instalan en paralelo en las redes a proteger y ofrecen una protección en modo común o modo común y diferencial.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

Conexión



V : Varistor de alta energía
Ft : Fusibles térmicos
t : Sistema de desconexión térmica

Dimensiones



Características técnicas



		PST25PV	PST31PV
tensión de régimen perm. máx.	Uc	550VDC	1000VDC
corriente de descarga nominal	In	20 kA	20 kA
corriente de descarga máxima	Imax	40 kA	40 kA
nivel de protección (a In)	Up	2,2 kV	3 kV
teleseñalización (añadir T a la referencia)		PST25PVT	PST31PVT

Características mecánicas



	PST25PV / PST31PV
dimensiones	ver esquema
conexión a la red	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

limitadores de sobretensión enchufables

descripción	referencia	precio
bipolar 1F + N Imáx. 40 kA	PST25PV	96,60
tetrapolar 1F + N Imáx. 40 kA	PST31PV	153,61

cartuchos de recambio

descripción	referencia	precio
fase Imáx. 40 kA	PV-40	48,08