



UNIVERSIDAD DE JAÉN
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE LINARES

Trabajo Fin de Grado

**Proyecto de la instalación
para autoconsumo
instantáneo fotovoltaico en
cubierta de nave industrial.**

Alumno: Lucas Pérez López

Tutor: Prof. Dña. Natividad Acero Marín

Depto.: Ingeniería Eléctrica

Junio, 2014

Contenido

Grado en Ingeniería Civil.....	0
MEMORIA DESCRIPTIVA.....	6
1 OBJETIVO.....	7
1.1 AUTOCONSUMO.....	8
2 ALCANCE DEL PROYECTO.....	9
2.1 PROGRAMAS DE CLCULO.....	9
3 ENERGÍA SOLAR.....	9
3.1 RADIACIÓN SOLAR.....	9
3.2 ENERGÍA FOTOVOLTAICA.....	12
3.3 TIPOS DE PLACAS.....	12
4 UBICACIÓN.....	15
5 INSTALACION PREVIAS A LA PLANTA SOLAR.....	16
6 INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN.....	16
7 FUNCIONAMIENTO BÁSICO UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	17
8 DESCRIPCION Y ELEMENTOS INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	17
8.2 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA Y SOLUCION ADOPTADA.....	17
8.3 GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	19
8.3.1 COMPROBACIÓN ESTÁNDAR MÓDULOS.....	19
8.3.2 PROTECCIONES EN LOS GENERADORES FOTOVOLTAICOS.....	20
8.4 INVERSOR ELECTRÓNICO.....	21
8.5 CONDUCTORES.....	22
8.5.1 CONEXIONADO MODULOS EN SERIE.....	23
8.5.3 CABLEADO PANELES-CAJA COMBINADORA.....	24
8.5.4 CONDUCTOR CAJA CONEXIONADO A ENTRADA INVERSOR.....	25
8.5.3 SISTEMA DE CONEXIÓN DE CORRIENTE ALTERNA, DEL INVERSOR A LA CAJA DE DERIVACIÓN EN EL CUADRO GENERAL.....	25
8.6 PROTECCIONES.....	26
8.6 PUESTA A TIERRA.....	28
8.6.1 UNIONES A TIERRA.....	29
8.6.2 TOMAS A TIERRA.....	29
8.6.3 CONDUCTORES DE TIERRA.....	30
8.7 COMPONENTES PARA EL SEGUIMIENTO Y MONITORIZACIÓN DE LA PLANTA SOLAR.....	30

8.8 ESTRUCTURA SOPORTE.....	31
9 CUADRO RESUMEN CARACTERISTICAS DE PROYECTO	32
10 FICHAS TÉCNICAS	33
11 REGLAMENTO Y DISPOSICIONES OFICIALES.....	55
ANEXO CÁLCULO.....	58
1 DATOS INICIALES.....	59
1.1 IRRADIACIÓN SOLAR.....	59
1.2 ANÁLISIS CONSUMO ENERGÉTICO	60
2 CÁLCULO DE LA PLANTA SOLAR.....	61
2.1 CALCULO NÚMERO DE MODULOS POR RAMAL	61
2.1.1 PARÁMETROS NECESARIOS.....	61
2.1.2 INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA.....	62
2.1.3 NÚMERO MÁXIMO DE MÓDULOS EN SERIE POR RAMAL	63
2.1.4 NÚMERO MÍNIMO DE MODULOS EN SERIE POR ARRAY O CADENA.....	66
2.2 CÁLCULO NÚMERO MÁXIMO DE RAMALES EN PARALELO.....	68
2.3 DISTANCIA ENTRE PANELES	71
3 CÁLCULO CABLEADO CC	72
3.1 CÁLCULO CONDUCTORES DE CONEXIONADO DE MÓDULOS EN SERIE.....	72
3.2 CABLEADO PANELES – CAJA COMBINADORA.....	74
3.3 CÁLCULO CONDUCTORES DE CAJA CONEXIONADO A INVERSOR.....	76
4 CÁLCULO CABLEADO CA	78
5 CÁLCULO PÉRDIDAS.....	79
5.1 PÉRDIDAS POR POSICIÓN.....	80
5.2 PÉRDIDAS POR SOMBREADO	81
5.3 PÉRDIDAS POR TEMPERATURA	83
5.4 PÉRDIDAS EN EL CABLEADO	85
5.4.1 PÉRDIDAS EN CIRCUITOS CC.....	85
5.4.2 PÉRDIDAS EN CIRCUITOS CA.....	87
5.5 RENDIMIENTO DEL INVERSOR.....	87
5.6 PÉRDIDAS POR DISPONIBILIDAD.....	88
5.7 PERFORMANCE RATIO	89
6 BALANCE ENERGÉTICO	90
6.1 RADIACIÓN EFECTIVA.....	91
6.2 HORAS DE SOL PICO (HSP)	92

6.3 ESTIMACIÓN ENERGIA AUTOCONSUMIDA.....	93
6.4 SIMULACIÓN AUTOCONSUMO.....	95
7 CÁLCULO PUESTA A TIERRA	101
7.1 RESISTENCIA MÁXIMA DE LA PUESTA A TIERRA.....	101
7.2 PUESTA A TIERRA DE PROTECCIÓN DE CORRIENTE CONTÍNUA	102
7.3 PUESTA A TIERRA DE PROTECCIÓN DE CORRIENTE ALTERNA	103
8 PROTECCIONES.....	104
PLANOS	106
ESTUDIO BÁSICO SEGURIDAD Y SALUD	116
1. TITULAR.....	118
2. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN.....	118
2.1. Descripción Y Localización De Los Trabajos.....	119
2.2. Personal Previsto	119
2.3. Accesos	119
2.4. Edificios Colindantes.....	119
2.5. Uso Anterior Del Solar	119
2.6. Centro Asistencial Más Próximo.....	119
2.7. Riesgos Específicos	120
2.7.1. Respecto al lugar de trabajo.....	120
2.7.2. Respecto a la obra civil:	120
2.7.3. Respecto a la obra mecánica:.....	121
2.8. Medidas Y Normas De Seguridad Aplicables.....	121
2.8.1. Medidas de seguridad colectivas:	121
2.8.2. Medidas de seguridad individuales:.....	124
2.8.3. Normativa legal y reglamentación aplicable:	125
2.9. Formación.	125
2.10. Botiquines	125
2.11. Asistencia A Accidentados.....	125
2.12. Reconocimiento Médico.	126
2.13. Previsiones De Riesgos De Daños A Terceros.....	126
2.14. Riesgos propios de la actividad.	126
2.15. Espacio de trabajo.....	126
2.16. Orden y limpieza.	126
3. NORMATIVA APLICABLE	128

4. PRESUPUESTO	129
PLIEGO DE CONDICIONES.....	130
1.1. OBJETO Y FINALIDAD	131
1.2. CONCEPTOS COMPRENDIDOS	131
1.3. CONCEPTOS NO COMPRENDIDOS.....	132
1.4. COORDINACIÓN	132
1.5. INSPECCIONES.....	132
1.6. MODIFICACIONES	133
1.7. DOCUMENTACIÓN GRÁFICA	133
1.8. INTERPRETACIÓN DEL PROYECTO	133
2. Normas y reglamentos de aplicación	134
2.1. NORMATIVA DE APLICACIÓN	134
2.1.1. Instalaciones Eléctricas	134
2.1.2. Instalaciones Varias	136
2.1.3. Seguridad y Salud.....	136
3. Condiciones de carácter general	137
3.1. DAÑOS.....	137
3.2. TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO	137
3.3. RECEPCIÓN DE MATERIALES	137
3.4. GASTOS DE CARÁCTER GENERAL A CARGO DEL CONTRATISTA.....	138
3.5. CONTRADICCIONES Y OMISIONES DEL PROYECTO.....	138
4. Condiciones particulares: Circuitos y protecciones	138
4.1. CAJA GENERAL DE PROTECCIÓN Y EQUIPOS DE MEDIDA:	138
4.2. LÍNEA GENERAL DE ALIMENTACIÓN/DERIVACIÓN INDIVIDUAL.....	140
4.3. CUADRO GENERAL DE SALIDA.....	140
4.4. LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN Y CANALIZACIÓN.....	142
4.5. LÍNEA DE PUESTA A TIERRA.	142
4.6. RED DE EQUIPOTENCIALIDAD.	146
4.7. CANALIZACIONES DE LINEAS DE BAJA TENSIÓN.....	146
5. Características generales de los materiales	146
5.1. CONDUCTORES.....	147
5.2. EMPALMES Y TERMINALES.....	147
5.3. PROTECCIONES DE SOBREINTENSIDAD	147
5.4. TOMA DE TIERRA.....	147

6. OPERACIONES DE LIMPIEZA Y SEGURIDAD	148
6.1. SEÑALIZACIÓN DE OBRAS	148
6.2. CONSERVACIÓN DEL PAISAJE Y LIMPIEZA FINAL DE LAS OBRAS	148
7. Pliego de condiciones técnicas particulares para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red	149
7.1. OBJETO	149
7.2. GENERALIDADES	150
7.3. DEFINICIONES	151
7.4. DISEÑO.....	154
7.5. COMPONENTES Y MATERIALES.....	155
7.6. RECEPCIÓN Y PRUEBAS.....	162
7.7. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA.....	163
7.8. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO	164
7.9. ANEXO I. MEDIDA DE LA POTENCIA INSTALADA DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA	168
8. Conclusión.....	169
PRESUPUESTO	170

MEMORIA DESCRIPTIVA

1 OBJETIVO

El objetivo del Trabajo de Fin de Grado es describir la instalación solar fotovoltaica de 50 kW nominales destinada al autoconsumo instantáneo de una empresa de congelados situada en la Avenida de la Estación 3 de Vélez-Málaga provincia de Málaga.

Optamos por la instalación de 50 kW nominales fotovoltaicos agrupados los módulos en soportes orientados al sur con una inclinación de 15 grados y separadas entre sí 0,82 metros, en una cubierta plana de 1087 m² el módulo elegido es el JAP6 245/3BB de 245 Wp de silicio policristalino.

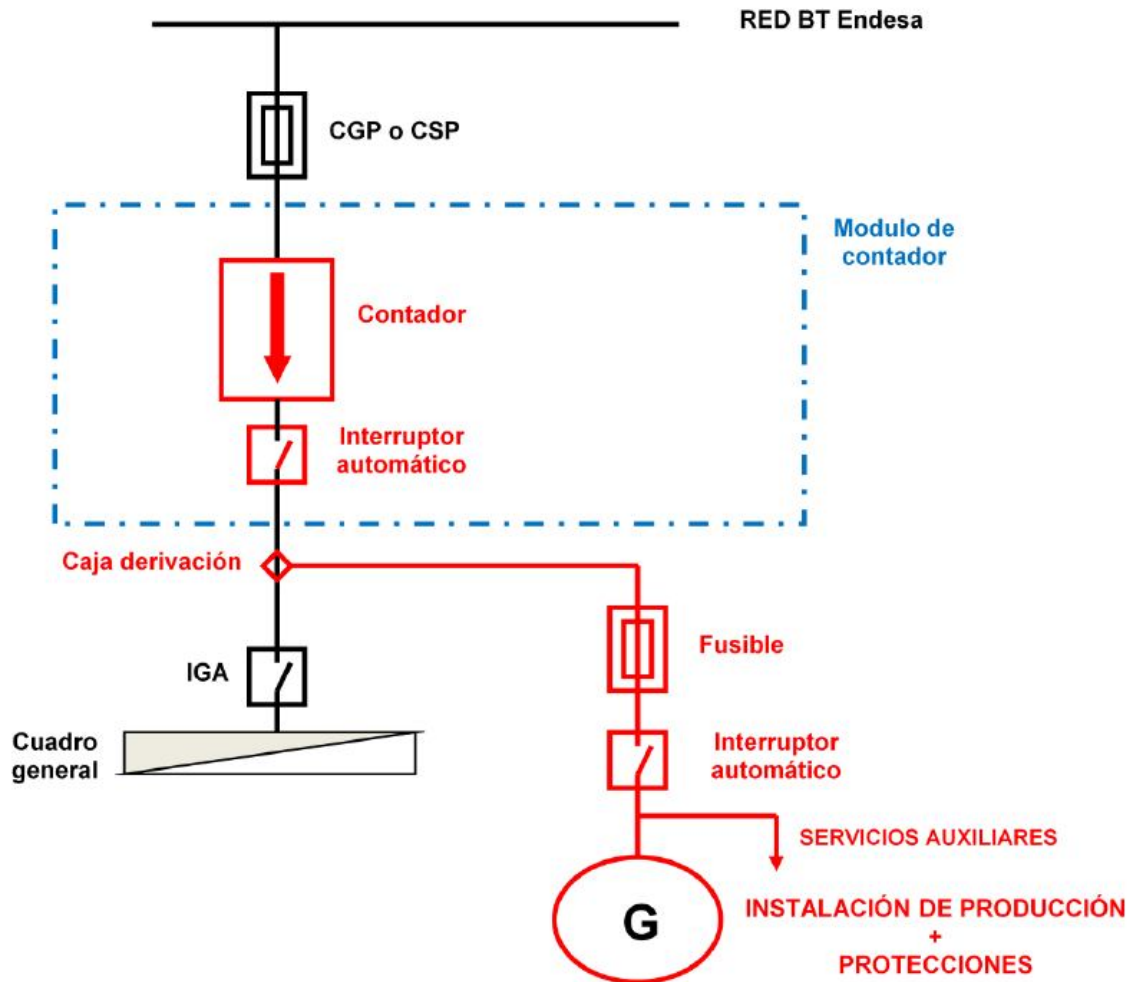
En esta memoria describimos todos los elementos y procedimientos necesarios, materiales y legislativos para la realización de la instalación de autoconsumo fotovoltaico. El desarrollo del documento pretende cumplir los requisitos establecidos por la compañía suministradora de Energía (Endesa) y el Real Decreto 1699/2011.

La problemática del cliente es la continua subida en la tarifa eléctrica que afecta a la competitividad del negocio. Índice de precios estable y durante el mismo periodo ha tenido lugar un incremento de más de un 70% en el precio de la electricidad.

La alternativa es la instalación de un sistema fotovoltaico que reduce su factura eléctrica y le sirve para dotar a la empresa de una imagen innovadora y sostenible. Reduce la huella de carbono en sus servicios.

1.1 AUTOCONSUMO

Autoconsumo instantáneo parcial es el consumo de energía eléctrica generada localmente sin pasar por las redes de transporte y distribución, está conectado a la red con una generación menor que los consumos. Lo que conlleva un ahorro energético



Esquema de conexión para una instalación de autoconsumo. Fuente: Endesa.

2 ALCANCE DEL PROYECTO

El alcance del proyecto consiste en definir toda la instalación fotovoltaica y su conexión a la instalación interior

- Producción fotovoltaica en la zona.
- Inclinação de los módulos fotovoltaicos.
- Numero de módulos necesarios.
- Instalación eléctrica de la planta fotovoltaica.
- Inversor mando y protección

2.1 PROGRAMAS DE CLCULO

PVGis-simulador.

PVSyst 6.

Hoja Excel.

3 ENERGÍA SOLAR

3.1 RADIACIÓN SOLAR

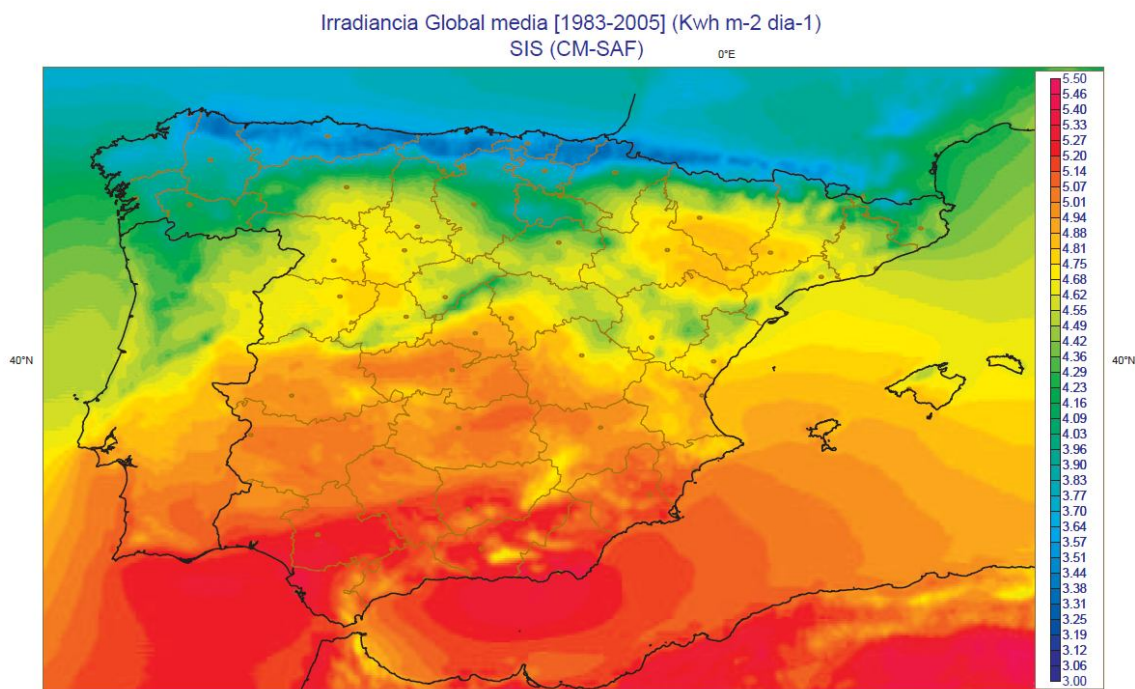
La atmósfera de la Tierra se puede considerar como una gran máquina térmica cuya fuente de energía es la radiación electromagnética que procede del Sol y que tiene su origen en las reacciones nucleares que se producen en su núcleo fruto de la continua transformación de Hidrógeno en Helio. En la distribución espectral de la energía electromagnética procedente del Sol, casi la totalidad de la energía que llega a la tierra lo hace en forma de radiación de onda corta ($< 4,0\mu\text{m}$), con un máximo de intensidad cerca de $0,5\mu\text{m}$ debido a la alta temperatura de la fotosfera solar (fina capa solar formada principalmente por Hidrogeno y Helio). Teniendo en cuenta que el Sol tiene un comportamiento radiactivo que se puede aproximar a la de un cuerpo negro y suponiendo una temperatura de la fotosfera solar de aproximadamente 5776 K, se puede estimar utilizando la Ley de Stefan y conociendo el radio solar, que la Luminosidad solar o potencia total radiante es de $\int = 3,83 \cdot 10^{26}W$. Sólo una fracción muy pequeña

de esta energía es interceptada por la Tierra, además esta cantidad no es constante a lo largo del año, siendo la variación máxima del 7%.

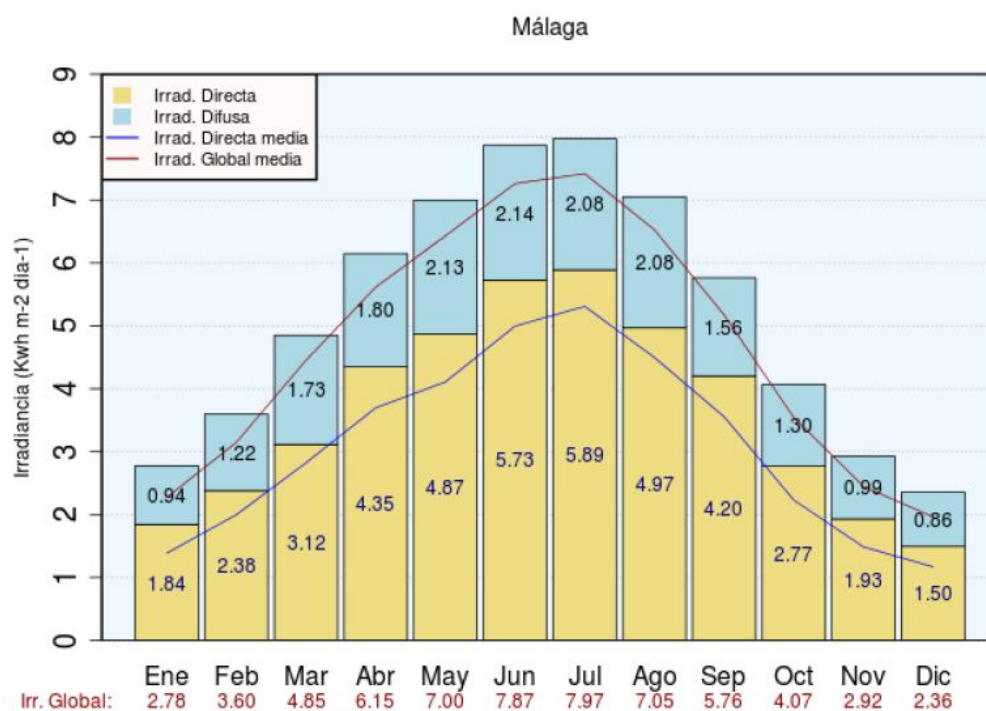
La energía incidente media por unidad de área es de $341,3 \text{ W/m}^2$. Teniendo en cuenta el albedo medio ($\alpha = 0,3$) o fracción de la radiación incidente que es reflejada por el Sistema Tierra – Atmósfera, la energía media por unidad de área que no es reflejada es $239 \text{ W/m}^2 = 5,7 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{día}$.

Tras alcanzar la atmósfera, la radiación solar alcanza la superficie de la Tierra en forma de radiación directa y difusa, siendo la radiación directa la que procede directamente del disco solar sin haber sufrido ningún proceso de dispersión atmosférica. La radiación difusa, que únicamente se refiere a la radiación que llega a la superficie tras ser dispersada en la atmosfera por las nubes, partículas en suspensión y moléculas de gases.

Por tanto, la absorción de irradiación de onda corta debido a las moléculas, los aerosoles y las nubes supone aproximadamente un 20% de la energía incidente y contribuye al calentamiento de la atmósfera. Los procesos de retrodispersión y reflexión hacia el espacio debido a las nubes suponen un 23 %. Por tanto, un 57% de la irradiación llega a la superficie de la Tierra donde dependiendo de las características reflectantes de la superficie, aproximadamente el 8% de la energía incidente es reflejada. Así pues, el albedo medio resultante del sistema Tierra-Atmósfera, sumando los procesos de retrodispersión, reflexión por las nubes y reflexión en la superficie terrestre es del $23\% + 8\% = 31\%$. Del 57% de la irradiación de onda corta que llega a la superficie de la Tierra, en promedio, un 30% lo hace como irradiación directa, y un 27% como irradiación difusa.



Fuente: Atlas de radiación, AEMET



Fuente: Atlas de radiación, AEMET

3.2 ENERGÍA FOTOVOLTAICA

El efecto fotovoltaico se basa en la capacidad de los electrones de un material para excitarse y promocionar a un nivel energético superior. La diferencia entre los niveles, denominada gap, puede salvarse en determinados materiales denominados semiconductores mediante los fotones que componen la radiación solar.

Hasta época muy reciente el desarrollo de esta tecnología estaba basado, casi exclusivamente, en la obtención de materiales que permitieran una mejor eficiencia en la conversión de la energía solar en energía eléctrica. Actualmente los últimos desarrollos pasan por las células multiunión, que apilan células con distinto gap, o la concentración, que enfoca la radiación solar hacia una zona específica, de forma que la cantidad de material semiconductor sea menor.

Se trata de una tecnología que depende mucho de la investigación, principalmente en los materiales utilizados, por lo que en el futuro se prevé un aumento del rendimiento de las placas y, por lo tanto, una reducción de los costes. Según los estudios realizados por APPA, antes de 2015 la generación autóctona de energía eléctrica mediante fotovoltaica será más económica que su adquisición en la red eléctrica

3.3 TIPOS DE PLACAS

Desde el punto de vista de la aplicación de los sistemas fotovoltaicos para la obtención de la electricidad, es necesaria la asociación de células FV hasta obtener una potencia de generación deseada, que dependerá del tipo de instalación y adaptación de corriente. Esta asociación se materializa, en primer lugar, en el módulo FV, que es el dispositivo comercial ya acabado consistente en una asociación de células FV siguiendo una configuración serie-paralelo determinada y preparado para su instalación exterior. De la misma manera que las células FV se asocian para formar el módulo FV, los módulos se

asocian entre sí, en serie y en paralelo, hasta obtener la potencia deseada para el tipo de aplicación al que se vayan a destinar. Existen diferentes tipos de paneles solares en función de los materiales empleados, los métodos de fabricación que se empleen y la forma final. A continuación se describen los materiales que pueden formar las células solares:

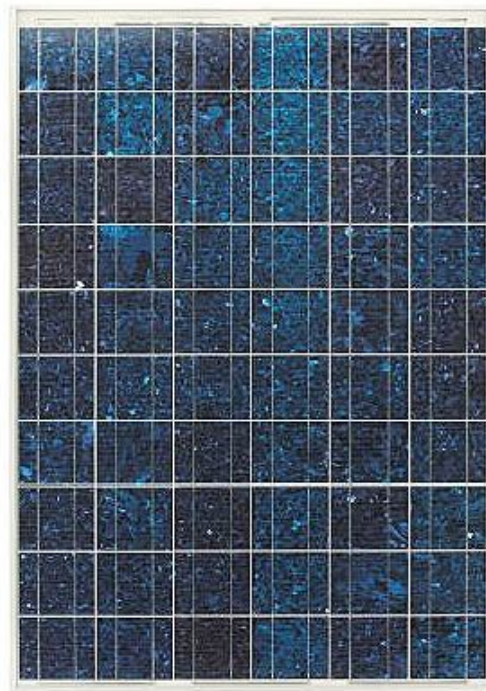
- Silicio Puro monocristalino- Basados en secciones de una barra de silicio perfectamente cristalizado en una sola pieza. En laboratorio se han alcanzado rendimientos máximos del 24,7% para éste tipo de paneles siendo en los comercializados del 16%.



Módulo formado por células de silicio monocristalino.

- Silicio puro policristalino- Los materiales son semejantes a los del tipo anterior aunque en este caso el proceso de cristalización del silicio es diferente. Los paneles policristalinos se basan en secciones de una barra de silicio que se ha estructurado desordenadamente en forma de pequeños cristales. Son visualmente muy reconocibles por presentar su superficie un aspecto granulado. Se obtiene con ellos un rendimiento

inferior que con los monocristalinos (en laboratorio del 19.8% y en los módulos comerciales del 14%) siendo su precio también más bajo.



Módulo formado por células de silicio policristalino.

Por las características físicas del silicio cristalizado, los paneles fabricados siguiendo esta tecnología presentan un grosor considerable. Mediante el empleo del silicio con otra estructura o de otros materiales semiconductores es posible conseguir paneles más finos y versátiles que permiten incluso en algún caso su adaptación a superficies irregulares. Son los denominados paneles de lámina delgada.

Así pues, los tipos de paneles de lámina delgada son:

- Silicio amorfo. (TFS) Basados también en el silicio, pero a diferencia de los dos anteriores, este material no sigue aquí estructura cristalina alguna. Paneles de este tipo son habitualmente empleados para pequeños dispositivos electrónicos (Calculadoras, relojes) y en pequeños paneles portátiles. Su rendimiento máximo alcanzado en laboratorio ha sido del 13% siendo el de los módulos comerciales del 8%.
- Teluro de cadmio, Rendimiento en laboratorio 16% y en módulos comerciales 8%

- Arseniuro de Galio- Uno de los materiales más eficientes. presenta unos rendimientos en laboratorio del 25.7% siendo los comerciales del 20%
- Diseleniuro de cobre en indio- con rendimientos en laboratorio próximos al 17% y en módulos comerciales del 9%
- Triple unión. GaAs, Ge y GaInP2 esta unión de tres semiconductores obtiene un rendimiento del 39%.

4 UBICACIÓN

Avenida de la Estación 3 de Vélez-Málaga provincia de Málaga.

Municipio	Vélez-Málaga
C.P	29700
Provincia	Málaga
Nº polígono	10
Parcela	6
Coordenadas	X= 434365
UTM	Y= 4586321



5 INSTALACION PREVIAS A LA PLANTA SOLAR

La instalación se ubica sobre cubierta plana Deck de 1087 m², es una cubierta plana liviana, no supera los 10 kg/m². Ésta cubierta permite la colocación de maquinaria en su superficie y está preparada para soportar el tránsito para su colocación y mantenimiento.

Ubicada Avenida de la Estación 3 del municipio de Vélez-Málaga en la provincia de Málaga, con una desviación respecto al sur de 1.5° como reflejan los planos. Los módulos se van a instalar en estructura Conergy de aluminio fijada a la cubierta.

La pendiente se encuentra entre es del 1%.

La planta de la nave es rectangular con chaflán en la parte sur-este tiene un área aproximada de 1087 m².

6 INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN.

Toda la instalación eléctrica de baja tensión cumplirá con todo lo establecido en el REBT y con las normas técnicas de la compañía suministradora.

Los módulos solares, al estar ubicados en el exterior han de disponer de una caja de conexión con un grado de estanqueidad adecuado (protección correspondiente a las proyecciones de agua IPX4) según la Instrucción Técnica ITC-BT 30 del REBT. De esta forma las conexiones del cableado del tipo manguera serán de un aislamiento de 0,6/1 kV y habrán de ajustarse perfectamente al correspondiente prensaestopa.

Las instalaciones a menos de 48 voltios en corriente continua podrán considerarse como de muy baja tensión, habiendo de aplicarse únicamente la ITC-BT36 del REBT, la cual permitirá utilizar un solo conductor con aislamiento inferior.

En función de la potencia a inyectar en la red, las normas técnicas de ENDESA, determinan para suministros individuales, que conjunto de protección y medida se necesita.

7 FUNCIONAMIENTO BÁSICO UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

Una instalación solar fotovoltaica es una pequeña central de producción de energía eléctrica, que inyecta la corriente producida a la red eléctrica, en este caso a la red eléctrica interior de nuestra nave industrial. En función de las características de la corriente que circula por los distintos componentes podemos dividir la instalación en dos partes: corriente continua y corriente alterna.

Los módulos fotovoltaicos absorben la radiación solar y la transforman en corriente eléctrica. Esta corriente eléctrica generada es continua, por lo que es necesario un inversor o conjunto de inversores que transformen la corriente continua en corriente alterna para el autoconsumo dentro de la red interior de la empresa en cuestión.

Para la realización del diseño de la instalación, buscamos prioritariamente la optimización energética de la misma, utilizando equipos y materiales de máxima calidad, previamente probados e integrados para el correcto funcionamiento del conjunto de la instalación, asegurando así la máxima fiabilidad y eficiencia de la planta solar adaptándose a las características del emplazamiento seleccionado y a la configuración final del generador fotovoltaico. Igualmente, la configuración final elegida garantiza en todo momento la seguridad tanto de las personas, como de la propia red y los restantes sistemas que están conectados a ella.

8 DESCRIPCION Y ELEMENTOS INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

8.2 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA Y SOLUCION ADOPTADA

La Planta Solar Fotovoltaica estará constituida por 1 instalación fija de 50 kW de potencia nominal, 55,86 kWp, ubicada en la cubierta de la nave. Los módulos fotovoltaicos se ubicarán de forma que se maximice la generación de energía y se integren arquitectónicamente en el espacio determinado.

Los componentes fundamentales de la planta solar fotovoltaica son:

- Generador fotovoltaico

- Estructura de soporte
- Inversor electrónico
- Protecciones eléctricas y equipos de medida
- Componentes para seguimiento y monitorización de la planta solar

El proyecto tiene como finalidad diseñar una instalación que abastezca de la demanda de energía eléctrica requerida para que la nave industrial disminuya su necesidad de aporte eléctrico convencional. El modelo aplicado de 50kW de potencia nominal será de autoconsumo sin almacenamiento local, de forma que consuma íntegramente la producción y se consume a la vez de la misma red eléctrica cuando sea necesario. Se ha optado por placa fotovoltaicas de silicio policristalino. La solución adoptada para la instalación fotovoltaica será la instalación de 1 inversor conectado a 12 cadenas en paralelo de 19 módulos en serie cada una, un total de 228 módulos. Los paneles estarán conectados en serie en cada cadena. De esta forma aumentaremos la tensión pero no la intensidad y estaremos dentro de los parámetros establecidos por el fabricante del inversor. Los datos de entrada a los inversores serán de 503V a 98 A. y la salida del inversor será de $400V \pm 10\%$ y 73 A.

Las placas de cada ramal estarán conectadas entre ellas y al inversor por un cable de sección 50 mm^2 exigido por el fabricante. En cuanto a la salida del inversor el cableado será de una sección mínima de 50 mm^2 por fase. El inversor lleva la electricidad generada a una caja de derivación entre el interruptor automático en el módulo de contador y el interruptor general automático en el cuadro general de distribución.

- Soportes y anclajes.
- Módulos Fotovoltaicos.
- Conductores.
- Líneas eléctricas.
- Protección contra sobre intensidades.
- Protección contra contactos directos e indirectos.
- Puesta a Tierra.
- Cuadro General de Protección y equipos de medida.
- Conexión a red.

8.3 GENERADOR FOTOVOLTAICO

Los módulos fotovoltaicos, elementos principales de una instalación solar fotovoltaica, son los dispositivos físicos encargados de transformar la energía que en forma de radiación electromagnética les llega, en electricidad por medio del efecto fotoeléctrico.

El módulo solar que se va a utilizar es el JAP6, de 245 Wp de la marca JA Solar, modelo JAP6-60/245/3BB la cual nos dará una potencia de 245Wp, con una eficiencia del 14.98 % y con una garantía de 25 años. El tipo de placa es de silicio-policristalino. Con un peso de 18,2 Kg y unas medidas de 1650x991x40 mm, especialmente diseñado para aplicaciones de conexión a red, con una tolerancia positiva.

Los módulos solares están certificados según las exigencias europeas e internacionales vigentes:

- Declaración de conformidad CE (directiva CE 2004/108/CE de compatibilidad electromagnética y directiva 2006/95/CE de Baja Tensión).
- Certificación según UNE – EN 61215
- Cualificación según IEC 61730
- Seguridad Eléctrica de Clase II

8.3.1 COMPROBACIÓN ESTÁNDAR MÓDULOS

Condiciones Standard de Medida (CEM o STC)

Son en las de uso más generalizado y universal, y vienen definidas por:

- Irradiancia = 1000 W/m².
- Distribución espectral AM 1.5 G.
- Incidencia normal
- Temperatura de la célula 25°C

Normalmente los parámetros característicos de los módulos o células incluidos en las hojas de especificaciones técnicas de los fabricantes vienen definidos en estas condiciones. Sin embargo la experiencia muestra que pocas veces los módulos fotovoltaicos alcanzan estas condiciones, ya que un nivel de irradiancia de 1000W/m²

que puede alcanzarse al mediodía, los módulos adquieren temperaturas de más de 25°C, a no ser que sea un día claro de invierno.

8.3.2 PROTECCIONES EN LOS GENERADORES FOTOVOLTAICOS.

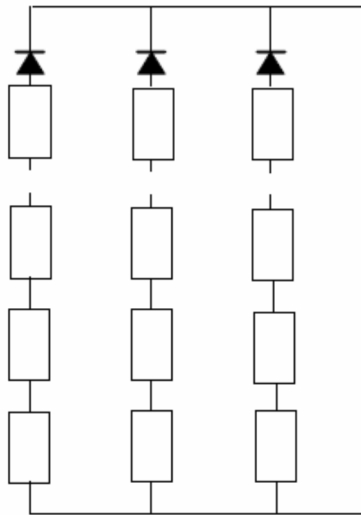
DIODOS DE PASO

En nuestro caso en el que los módulos se conectan primero en serie, los diodos de paso instalados en los módulos individuales son suficientes y no hacen falta diodos de protección extra. En este caso la corriente que puede pasar a través del diodo es solamente la de un módulo, ya que la corriente que pasa por cada una de las ramas es únicamente la de un módulo. Si un módulo es sombreado, este será puenteado pasando la corriente a través del diodo de paso y luego hacia los otros módulos.

DIODOS DE BLOQUEO

Este sistema fotovoltaico aislado tiene un sistema para controlar los flujos de corriente con el fin de proteger las ramas débiles o deterioradas. Los diodos de bloqueo se utilizan para bloquear los flujos de corriente inversos de ramas en paralelo deterioradas sombreadas durante el día.

Cuando se conectan en paralelo varias ramas de módulos fotovoltaicos, puede darse el caso que una de ellas resulte severamente sombreada o deteriorada, y que la corriente de otra rama se derive hacia ésta. El empleo de diodos de bloqueo conectados en serie en cada una de las ramas en paralelo evita el paso de corriente en sentido inverso, “aislando” las ramas defectuosas.



Diodos de paso en grupos conectados en serie.

Los diodos también suponen una caída de tensión en torno a los 0.6-0.7V, y deben ser capaces de soportar la corriente de cortocircuito y el voltaje de circuito abierto del campo fotovoltaico completo. Como norma general se toma que puedan soportar dos veces la I_{sc} y la V_{oc} del campo fotovoltaico.

8.4 INVERSOR ELECTRÓNICO

El inversor es el elemento que transforma la energía eléctrica generada en forma de corriente continua por los módulos fotovoltaicos, en corriente alterna, para que sea posible su evacuación a la red eléctrica de distribución.

Se utilizará un inversor trifásico de Power Electronics de 50 kW de potencia nominal, conectado al generador fotovoltaico el modelo Freesun FS0050_T cuya potencia máxima de entrada son los 60 Kw. Con una eficiencia europea del 95,5%. Con salida de AC en trifásica directamente. Este inversor tiene unos límites de CC de 900/1000V máximos. Por la parte de la salida de CA será de $400V \pm 10\%$. Tiene unas dimensiones de 1600x1040x755mm y un peso de 750 kg, para ubicación en exterior.

El sistema de control incorpora un microcontrolador que asegura la extracción de la potencia máxima en cada instante del generador fotovoltaico, funcionamiento llamado

MPPT (Maximum Power Point Tracking), seguimiento de la máxima potencia del generador.

La tipología de estos inversores proporciona la inyección en la red eléctrica de corrientes senoidales con muy bajo contenido en armónicos (distorsión en corriente < 3% a potencia nominal), eliminando los errores de sincronización de aquellos inversores que utilizan tipologías de generación en tensión, como por ejemplo:

1. Sensibilidad a las bruscas variaciones de tensión de red
2. Sensibilidad a variaciones de fase de la red
3. Sensibilidad frente a distorsiones transitorias de red que provocan la circulación de sobreintensidades y en ocasiones el disparo del inversor o de sus protecciones.

El inversor tendrá un grado de protección mínimo IP20 para inversores en el interior de un edificio y lugares inaccesibles.

IP20

- Sin protección contra los efectos del agua.
- Protección contra infiltraciones de partículas de 12,5 mm o mayores.

8.5 CONDUCTORES

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

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5% y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. 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.

8.5.1 CONEXIONADO MODULOS EN SERIE

El conexionado entre los módulos se realizará con el cable Tecsun 0,6/1kV, expresamente indicado para este tipo de instalaciones el cual es de 4 mm². Estos sistemas tienen estanqueidad y están preparados para la intemperie con un IP-65, siempre y cuando ajusten correctamente las prensaestopas.



Prensaestopa

Sección del cable 4 mm².

Intensidad máxima admisible: 25 A.

- Protección frente a contactos indirectos.
- Protección frente a contactos directos.
- Sin necesidad de puesta a tierra.
- Evita corrientes de fuga, cortocircuitos con las bandejas y arcos eléctricos.

El corte y manipulación de la bandeja no debe producir aristas o rebabas que dañen el aislamiento de los conductores.

Esta instalación irá en canal de la marca comercial Unex, bandejas 66 aislantes con tapa U41X.

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

- La bandeja alcanza una temperatura superior a la del ambiente, por efecto de fuentes de calor próximas y calentamiento del sol (+90°C,-25°C).
- Excelente resistencia a impacto a bajas temperaturas.
- Grado de protección contra impactos (IK10).
- Buen comportamiento a la corrosión atmosférica.



8.5.3 CABLEADO PANELES-CAJA COMBINADORA

Todas las conexiones de los arrays se realizarán a una caja de conexiones de corriente continua.

Sección del cable 6 mm².

En este punto, existen tensiones y corrientes continuas elevadas, hecho que se traduce con unas exigencias especiales para los componentes utilizados para tal conexión. El equipo se protege de regímenes de funcionamiento peligroso mediante fusibles de rango y protector de sobretensión. El interruptor de elevado poder de corte permite desconectar la instalación con rapidez y seguridad en cualquier momento, incluso estando cargada.

En lo referente a los controles y mantenimiento, esta caja permitirá desconectar y efectuar medidas a los rangos de manera individualizada mediante terminales de desconexión.



Caja conexiones

8.5.4 CONDUCTOR CAJA CONEXIONADO A ENTRADA INVERSOR

Utilizaremos el mismo cable anteriormente citado, pero con diferente sección, la cual hemos calculado previamente en el apartado de anexos.

Sección del cable RV-K 0,6/1 kV 2 x 35 mm² Cu.

8.5.3 SISTEMA DE CONEXIÓN DE CORRIENTE ALTERNA, DEL INVERSOR A LA CAJA DE DERIVACIÓN EN EL CUADRO GENERAL.

En este caso la instalación se realizará con un cable Afumex 1000 V(AS), con una tensión nominal de 0,6/1 kV y que en este caso estudiamos su colocación, al cumplir con los requisitos según las aplicaciones ofrecidas por el fabricante, como podemos ver a continuación.

Cable de alta seguridad (AS), libre de halógenos, no propagador del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida para redes de BT subterráneas y conexiones de interior en instalaciones fotovoltaicas.

La aparamenta de alterna de la planta se va a instalar al lado del cuadro eléctrico del edificio, con cuatro entradas protegidas por cuatro interruptores omipolares magnetotérmicos. Se dispondrá de protección diferencial y de sobretensiones transitorias y permanentes. Además se instalara un contactor omipolar de corte en caso de posible inyección a la red de la planta.

Conductor RV-K 0,6/1 kV (4 x 70 mm² +TT70) Cu, 0,6/1kV,XLPE.



8.6 PROTECCIONES

Cuando la instalación receptora esté acoplada a una Red de Distribución Pública que tenga el neutro puesto a tierra, el esquema de puesta a tierra será el TT y se conectarán las masas de la instalación y receptores a una tierra independiente de la del neutro de la Red de Distribución Pública.

Cuando la instalación receptora no esté acoplada a la Red de Distribución Pública y se alimente de forma exclusiva desde la instalación receptora, existirá un interruptor automático de interconexión, un polo auxiliar que desconectará el neutro de la Red de Distribución Pública y conectará a tierra el neutro de la generación.

Para la protección de las instalaciones generadoras se establecerá un dispositivo de detección de la corriente que circula por la conexión de los neutros de los generadores al neutro de la Red de Distribución Pública, que desconectará la instalación si se sobrepasa el 50% de la intensidad nominal.

El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. En caso de existir una instalación previa no se alterarán las condiciones de seguridad de la misma.

La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.

Interruptor Automático situado después del generador fotovoltaico.

- Interruptor automático II 10 A, Pde: C, 6 Kva
- Poder de corte: 6.000 A UNE-EN 60898 : 92
- Tornillos imperdibles de cabeza mixta
- Capacidad de embornamiento:
- 50 mm² flexible / 70 mm² rígido



Interruptor automático Legrand

Caja de derivación

Las cajas para instalaciones de superficie estarán plastificadas con PVC, tendrán un cierre hermético con la tapa atornillada y serán de dimensiones a las que se adaptarán el tipo de cable o conductor utilizado. Estarán previstas de varias entradas con distintos diámetros.

La fijación se realizará como mínimo con dos puntos de soporte, mediante tornillos de acero.

Se utilizarán las cajas de derivación para superficie de la marca comercial Ide.

Características técnicas:

- Fabricada con material de plástico y conos libres de halógenos.
- Conos libres de halógenos.
- Dimensiones: 176 x 130 x 76 mm
- Tipo: 3505161



Caja de derivación

8.6 PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra se establece principalmente para asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o reducir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La puesta a tierra es directa, es decir sin fusible ni protección alguna mediante electrodos enterrados en el suelo. Mediante esta instalación se pretende conseguir que el conjunto de la instalación y superficies próximas al terreno no aparezcan diferencias de potencial eléctrico peligrosas o defectos de corriente, según nos establece el ITC-BT-18.

8.6.1 UNIONES A TIERRA

Elección de los materiales que aseguren la puesta a tierra.

- El valor de la resistencia de puesta a tierra este conforme con las normas de protección y de funcionamiento de las instalaciones y se mantenga en dichos valores a lo largo del tiempo.
- Las corrientes de defecto a tierra y de fuga puedan circular sin peligro, desde el punto de visto mecánico, térmico y eléctrico.
- La solidez o la protección mecánica queda asegurada con independencia de las condiciones estimadas de influencias externas.
- Posibles riesgos por electrolisis que puedan afectar a partes metálicas de la instalación

8.6.2 TOMAS A TIERRA

Las tomas a tierra a utilizar serán 4 picas de acero recubierto de cobre de diámetro 14 mm y de 1 metro de longitud. Estas picas estarán situadas en la parte exterior de la Sala adjunta, en la esquina Oeste más concretamente.

Los conductores de cobre utilizados como electrodos serán de clase II de la norma UNE.21.022. La profundidad nunca será inferior a 0,5 m y que no haga aumentar por condiciones externas el valor de la resistencia.

Los materiales a utilizar no han de verse afectados en su resistencia mecánica y eléctrica por el efecto de la corrosión, pudiendo de esta forma comprometer las características de diseño de la instalación.

8.6.3 CONDUCTORES DE TIERRA

La sección de los conductores de tierra cuando están enterrados tendrá que estar de acuerdo con la ITC-BT-18. El conductor elegido es un cable trenzado de cobre desnudo de sección 35 mm². Durante la ejecución de las uniones entre conductores de tierra y electrodos de tierra se tiene que extremar la precaución para que resulte eléctricamente correcto.

8.7 COMPONENTES PARA EL SEGUIMIENTO Y MONITORIZACIÓN DE LA PLANTA SOLAR.

El sistema de seguimiento y monitorización de la instalación fotovoltaica se emplea no sólo para la monitorización de la instalación fotovoltaica sino también para optimizar el rendimiento. Es el encargado de recopilar la información de todos los módulos solares así como del inversor para la gestión de la planta solar.

La comunicación por medio del sistema de seguimiento y monitorización posibilita las siguientes funciones:

- Obtener de forma continua los datos de funcionamiento de el/los inversores conectados y de los grupos de módulos FV pertenecientes a ellos.
- Controlar el estado de funcionamiento e indicar posibles averías.
- Transmitir los datos medidos desde un inversor seleccionado.
- Identificar las series averiadas.
- Representar gráficamente los datos del inversor (Energía producida, Tensiones e intensidades, potencia, frecuencia, factor potencia, etc.).

El sistema registrará también las alarmas que se produzcan en los inversores o por comportamiento anómalo de la planta FV, así como los fallos de comunicaciones de los distintos componentes.

Los datos se envían a un servidor donde se gestionan y almacenan. La información de la instalación se puede consultar vía Web. Además de los valores instantáneos, se muestra

la evolución de las variables en el último día, y datos históricos agregados por días, meses y años.

8.8 ESTRUCTURA SOPORTE

Uno de los elementos importantes en una instalación fotovoltaica, para asegurar un perfecto aprovechamiento de la radiación solar es la estructura soporte, encargada de sustentar los módulos solares, dándoles la inclinación y orientación que optimice y maximice la producción de electricidad en las distintas épocas del año. En cualquier caso se busca la solución óptima que dé como resultado la mayor rentabilidad para la instalación.

Usaremos la estructura Conergy SolarFamulus Air que ha sido especialmente diseñada para su uso sobre cubiertas industriales planas con requisitos de carga mínimos. El diseño aerodinámico de la Conergy SolarFamulus Air es tal que genera un vacío que permite que quede sujeta a la cubierta sin necesidad de perforarla. Además, Conergy SolarFamulus Air es una de las estructuras más rápidas de instalar del mercado.

La estructura Conergy SolarFamulus Air presenta un ángulo de inclinación estándar de 15°. Esta inclinación permite combinar un lastre mínimo para su sujeción con una mayor producción.

9 CUADRO RESUMEN CARACTERISTICAS DE PROYECTO

TIPO	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED INTERIOR
Número total de módulos fotovoltaicos	228 Uds.
Modelo	JA Solar JAP6 60/245/3BB
Potencia unitaria	245 Wp
Potencia total	55,86 kWp
Potencia nominal inversor	50 kW
Número módulos en serie	19
Número cadenas	12
Tensión máx. operación CC	563 Vcc
Tensión operación CA	400 V (trifásico)
Factor de potencia	1
Frecuencia	50 z

10 FICHAS TÉCNICAS

LVT

Inversor Solar



freesun[®]

SERIE LVT

Freesun LVT es la definición perfecta de la tecnología solar: fiable, sencilla y de fácil manejo. Todo en un formato compacto y listo para ser tu energía positiva.

Disponibile con FFA (full frontal access), módem 3G, pantalla táctil de 3,5 pulgadas, protección CC/CA, y PMTA (Power Multiple Tracking Algorithm).





Características Técnicas

SERIE FREESUN LVT

TALLA 1 - FS

TALLA 2 - FS

TALLA 3 - FS

FS0020_T FS0025_T FS0030_T FS0035_T FS0040_T FS0050_T FS0060_T FS0080_T FS0100_T

SALIDA	Potencia nominal de salida (kW)		20	25	30	35	40	50	60	80	100
	Tensión de salida (VAC)		400V (± 10%)								
	Rango de frecuencia de red		50Hz – 60Hz								
	Rizado de tensión, Tensión PV		< 3%								
	Corriente Nominal CA		30	36	43	51	58	73	87	116	145
	Distorsión Armónica de Corriente (THDi)		< 3% de la potencia nominal								
Factor de Potencia (coseno Φ)		0.95 inductivo ... 0.95 capacitivo ajustable									
ENTRADA	Rango de Tensión MPPT (Vcc)		450V - 820V								
	Tensión CC Máxima permitida ^[1]		900V / 1000V (Opcional)								
	Corriente CC Máxima permitida (A)		52	65	77	90	103	129	155	206	258
	Potencia Máxima PV (kWp) ^[2]		24	30	36	42	48	60	72	96	120
	Número de conexiones CC		3 por polo			3 por polo			4 por polo		
EFICIENCIA	Sección de cable recomendada (mm²) ^[3]		16	16	25	25	35	50	70	95	95
	Eficiencia Máxima P _{AC} , nom (η)		95.9%				96.2%			97.1%	
	Rendimiento Europeo (η)		95.0%				95.5%			96.5%	
	Consumo en Standby (P _{noche})		< aprox. 40W								
AUXILIARES	Tensión Externa Auxiliar		230V, 50 / 60Hz								
	Fusible Externo para Alimentación Auxiliar		B16A, unipolar								
ARMARIO	Dimensiones [WxDxH]mm.	Indoor	802 x 723 x 1525				1003 x 723 x 1525			1403 x 1008 x 1625	
		Outdoor	840 x 755 x 1600				1040 x 755 x 1600			1440 x 1040 x 1700	
	Peso (kg)	Indoor	528				742			1116	
		Outdoor	535				750			1125	
	Flujo de Aire		Entrada trasera parte inferior – Salida parte superior (Outdoor) Entrada trasera parte inferior – Salida parte superior (Indoor)								
CONDICIONES AMBIENTALES	Grado de protección:		IP54 / IP44 (Outdoor)								
	Área electrónica / área de conexión		IP21 (Indoor)								
	Temperatura Ambiente Permissible ^[4]		-20°C ...+50°C								
	Humedad Relativa		Indoor (10% a 95% sin condensación) Outdoor (4% a 100% con condensación)								
	Grado de polución		PD3								
	Altitud Máxima sobre nivel del mar ^[4]		1000m								
	Nivel sonoro		< 72dBA								
INTERFAZ DE CONTROL	Comunicación		RS232 / RS485 / USB / Ethernet, (Modbus RTU, Ethernet TCP/IP, Opcional GSM / GPRS)								
	Entradas digitales		2 entradas programables. Galvánicamente aisladas.								
	Entradas analógicas		2 entradas programables y diferenciales Señal de corriente: 0-20mA Señal de tensión: configurable a plena escala (± 10mV a ± 10V), y 1x entrada PT100								
	Interfaz String Supervisor		RS485 / Modbus RTU								
	Salidas Digitales		2 relés aislados eléctricamente conmutados programables (250VAC, 8A o 30 VDC, 8A)								
	Salidas Analógicas		1 salida analógica galvánicamente aislada								
	Vigilante de aislamiento ^[5]		Estándar integrado / Opcional configurable.								
PROTECCIONES	Resistencias de Caldeo		Estándar (Outdoor) / Opcional (Indoor)								
	Paro de Emergencia		No (Outdoor) / Opcional (Indoor)								
	Contactor CA		Estándar								
	Interruptor automático CA		Estándar								
	Interruptor automático motorizado CC		Estándar								
	Protecciones de sobretensión CA		Estándar Interno Tipo 2								
	Protecciones de sobretensión CC		Estándar Interno Tipo 2								
	Protecciones de sobretensión		Estándar Interno Tipo 2								
	Protección contra rayos		Opcional Tipo 1								

NOTAS

[1] Temperatura ambiente máxima 40°C.

[2] La potencia máxima PV depende del lugar y tipo de instalación.

[3] Sección máxima de cable CC por conexión y polo. El instalador deberá considerar para el dimensionamiento del cable factores como: longitud de cable, condiciones ambientales, métodos de instalación, normativa estatal vigente aplicable.

[4] Otras características consulte con Power Electronics.

[5] En casos donde la instalación tenga el polo positivo o el negativo conectado a tierra, esta protección será desconectada.

LVT

Curvas de Rendimiento Diagrama Funcional

CURVAS DE RENDIMIENTO

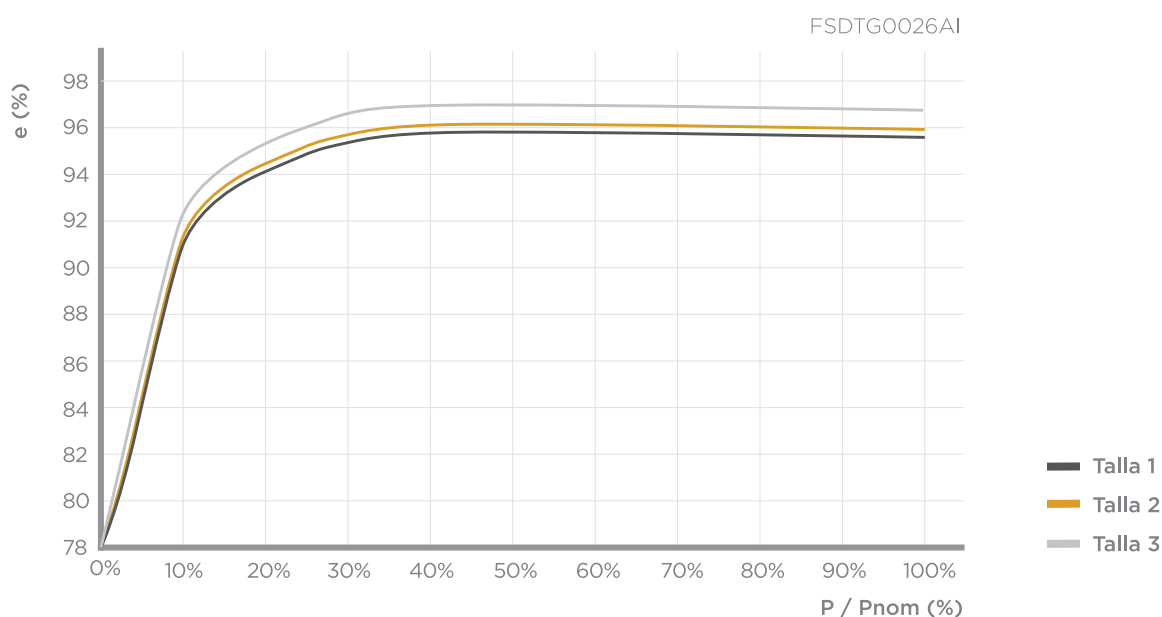
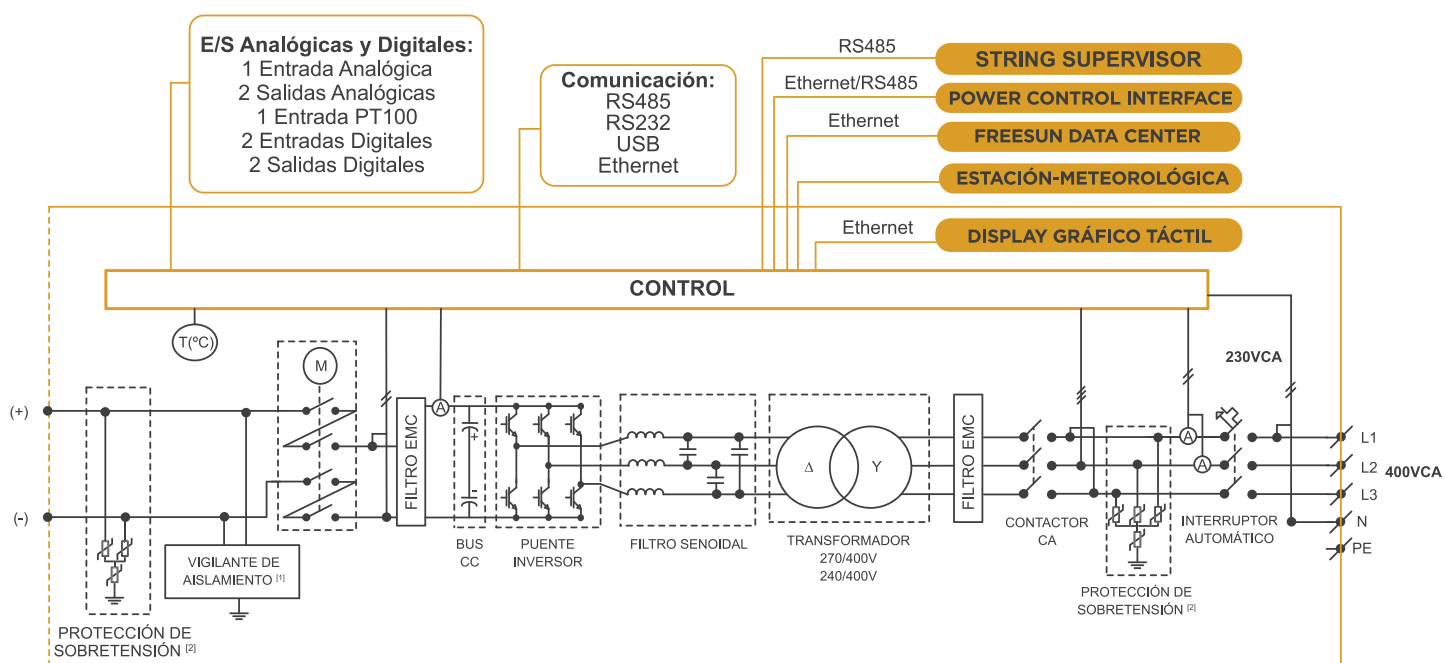


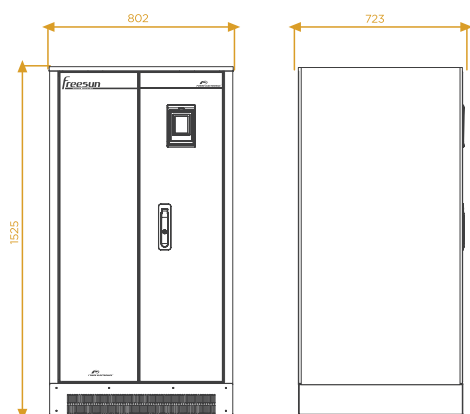
DIAGRAMA FUNCIONAL



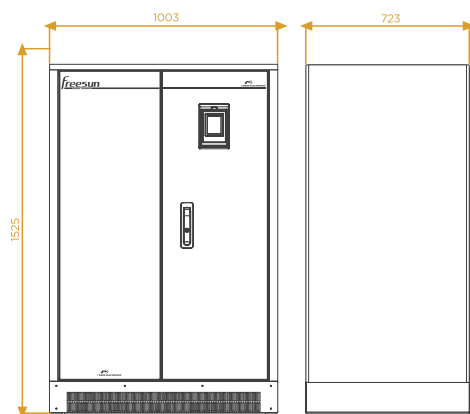
[1] En casos donde el polo positivo o el negativo esté conectado a tierra, esta protección será desconectada.
 [2] Protección opcional CA y CC contra rayos.

LVT | Dimensiones

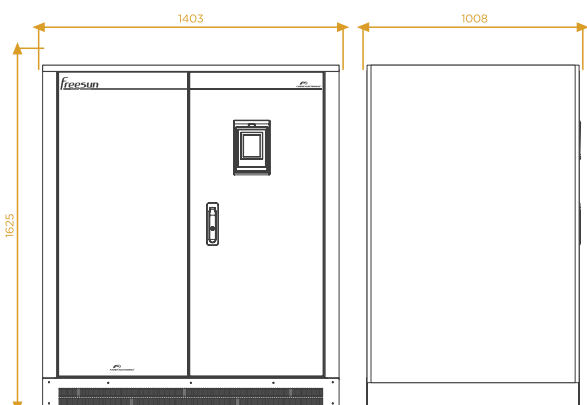
INDOOR



TALLA	REFERENCIA	DIMENSIONES (mm)			PESO (kg)
		ALTURA (H)	ANCHURA (W)	PROFUNDIDAD (D)	
1	FS0020 IT000000	1525	802	723	528
	FS0025 IT000000				
	FS0030 IT000000				
	FS0035 IT000000				



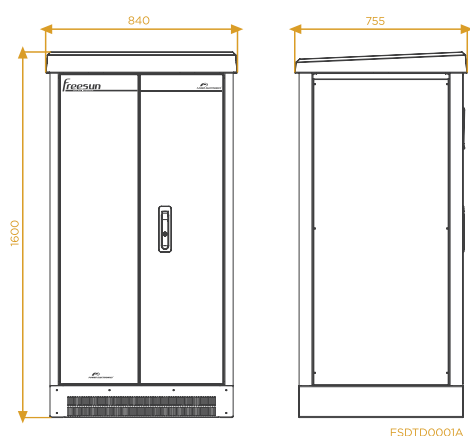
TALLA	REFERENCIA	DIMENSIONES (mm)			PESO (kg)
		ALTURA (H)	ANCHURA (W)	PROFUNDIDAD (D)	
2	FS0040 IT000000	1525	1003	723	742
	FS0050 IT000000				
	FS0060 IT000000				



TALLA	REFERENCIA	DIMENSIONES (mm)			PESO (kg)
		ALTURA (H)	ANCHURA (W)	PROFUNDIDAD (D)	
3	FS0080 IT000000	1625	1403	1008	1116
	FS0100 IT000000				

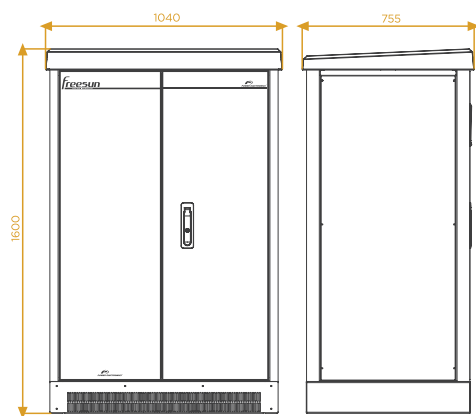
LVT | Dimensiones

OUTDOOR



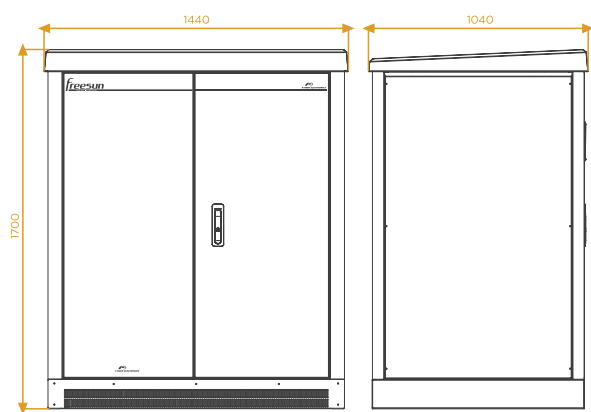
FSDTD0001A

TALLA	REFERENCIA	DIMENSIONES (mm)			PESO (kg)
		ALTURA (H)	ANCHURA (W)	PROFUNDIDAD (D)	
1	FS0020 OT□□□□□□	1600	840	755	535
	FS0025 OT□□□□□□				
	FS0030 OT□□□□□□				
	FS0035 OT□□□□□□				



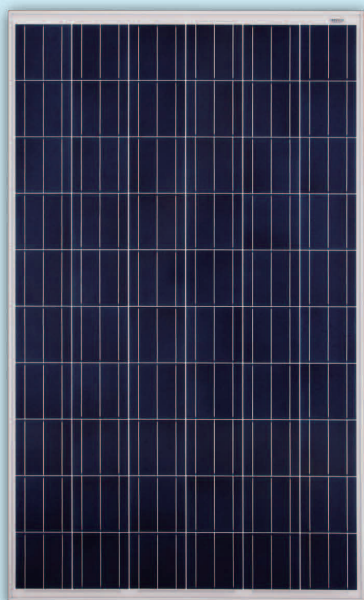
FSDTD0002A

TALLA	REFERENCIA	DIMENSIONES (mm)			PESO (kg)
		ALTURA (H)	ANCHURA (W)	PROFUNDIDAD (D)	
2	FS0040 OT□□□□□□	1600	1040	755	750
	FS0050 OT□□□□□□				
	FS0060 OT□□□□□□				



FSDTD0003A

TALLA	REFERENCIA	DIMENSIONES (mm)			PESO (kg)
		ALTURA (H)	ANCHURA (W)	PROFUNDIDAD (D)	
3	FS0080 OT□□□□□□	1700	1440	1040	1125
	FS0100 OT□□□□□□				



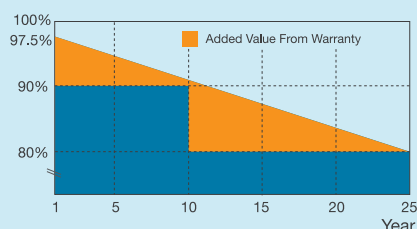
JA Solar Holdings Co., Ltd.

JA Solar Holdings Co., Ltd. is a world-leading manufacturer of high-performance photovoltaic products that convert sunlight into electricity for residential, commercial, and utility-scale power generation. The company was founded on May 18, 2005, and was publicly listed on NASDAQ on February 7, 2007. JA Solar is one of the world's largest producers of solar cells and modules. Its standard and high-efficiency product offerings are among the most powerful and cost-effective in the industry.

A d d : NO.36, Jiang Chang San Road, Zhabei, Shanghai 200436, China
T e l : +86 21 6095 5888 / +86 21 6095 5999
F a x : +86 21 6095 5858 / +86 21 6095 5959
Email: sales@jasolar.com market@jasolar.com

Superior Warranty

- 10-year product warranty
- 25-year linear power output warranty



JAP6

60/245-265/3BB

MULTICRYSTALLINE SILICON MODULE

Key Features



Multicrystalline modules designed for residential commercial and utility applications, rooftop or ground mount



High output, 16.21% highest conversion efficiency



Designed for IEC DC 1000V applications



Anti-reflective and anti-soiling surface reduces power loss from dirt and dust



Outstanding performance in low-light irradiance environments



Excellent mechanical load resistance: Certified to withstand high wind loads (2400Pa) and snow loads (5400Pa)



High salt and ammonia resistance certified by TÜV NORD

Reliable Quality

- Positive power tolerance: 0~+5W
- 100% EL double-inspection ensures modules are defects free
- Modules binned by current to improve system performance
- Potential Induced Degradation (PID) Resistant

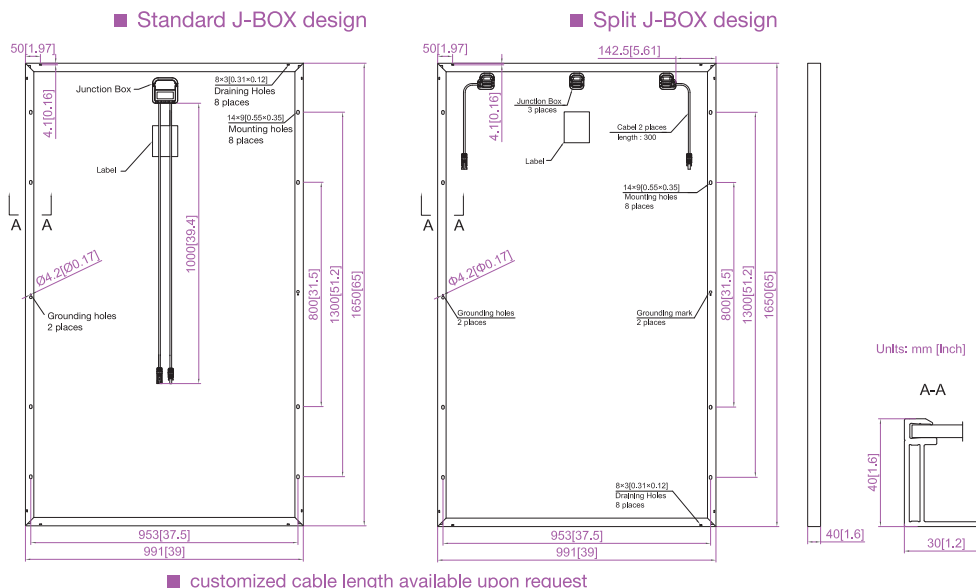
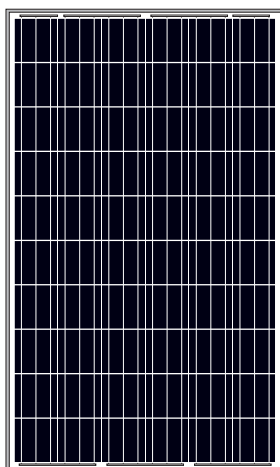
Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL1703, CEC Listed, MCS and CE
- ISO 9001: 2008: Quality management systems
- ISO 14001: 2004: Environmental management systems
- BS OHSAS 18001: 2007: Occupational health and safety management systems
- Environmental policy: The first solar company in China to complete Intertek's carbon footprint evaluation program and receive green leaf mark verification for our products



Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation.

Engineering Drawings



MECHANICAL PARAMETERS

Cell (mm)	Poly 156x156
Weight (kg)	18.2 (approx)
Dimensions (L×W×H) (mm)	1650×991×40
Cable Cross Section Size (mm ²)	4
No. of Cells and Connections	60 (6×10)
Junction Box	IP67, 3 diodes
Connector	MC4 Compatible
Packaging Configuration	26 Per Pallet

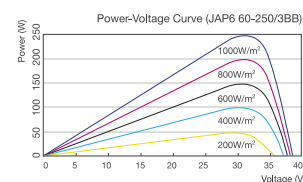
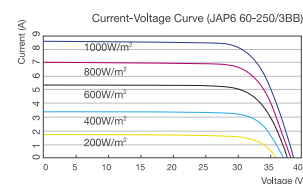
WORKING CONDITIONS

Maximum System Voltage	DC 1000V (IEC)
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Maximum Series Fuse	15A
Maximum Static Load, Front (e.g., snow and wind)	5400Pa (112 lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back (e.g., wind)	2400Pa (50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Application Class	Class A

ELECTRICAL PARAMETERS

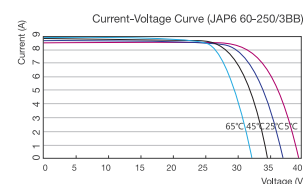
TYPE	JAP6 60-245/3BB	JAP6 60-250/3BB	JAP6 60-255/3BB	JAP6 60-260/3BB	JAP6 60-265/3BB
Rated Maximum Power at STC (W)	245	250	255	260	265
Open Circuit Voltage (Voc/V)	37.50	37.66	37.82	37.98	38.14
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	29.59	29.94	30.29	30.63	30.96
Short Circuit Current (Isc/A)	8.86	8.92	8.98	9.04	9.10
Maximum Power Current (Imp/A)	8.28	8.35	8.42	8.49	8.56
Module Efficiency [%]	14.98	15.29	15.59	15.90	16.21
Power Tolerance (W)	-0~+5W				
Temperature Coefficient of Isc (αIsc)	+0.058%/°C				
Temperature Coefficient of Voc (βVoc)	-0.330%/°C				
Temperature Coefficient of Pmax (γPmp)	-0.430%/°C				
STC	Irradiance 1000W/m ² , Module Temperature 25°C, Air Mass 1.5				

I-V CURVE



NOCT

TYPE	JAP6 60-245/3BB	JAP6 60-250/3BB	JAP6 60-255/3BB	JAP6 60-260/3BB	JAP6 60-265/3BB
Max Power at STC (Pmax) [W]	176.27	179.87	183.47	187.06	190.66
Open Circuit Voltage (Voc) [V]	34.10	34.19	34.26	34.36	34.45
Max Power Voltage (Vmp) [V]	26.66	26.97	27.32	27.68	27.97
Short Circuit Current (Isc) [A]	7.11	7.16	7.19	7.22	7.30
Max Power Current (Imp) [A]	6.61	6.67	6.72	6.76	6.82
Condition	Under Normal Operating Cell Temperature, Irradiance of 800 W/m ² , spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s				



Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

MaxConnect plus

La caja de conexiones de generador para inversores centrales SolarMax



 **SWISS QUALITY**

MaxConnect plus sirve para agrupar cada uno de los ramales de su generador fotovoltaico. Gracias a su sistema de supervisión individual de ramales, el dispositivo es capaz de reconocer a tiempo **defectos y oscurecimientos**.

Las corrientes y tensiones que se generan exigen que los componentes tengan unas características especiales. El dispositivo está diseñado de forma consecuente para 900 V. Sus componentes de alta calidad garantizan una gran durabilidad y la mayor disponibilidad.

MaxConnect plus está completamente **protegido**:

- Los fusibles de ramales y descargadores de sobretensión integrados protegen de estados de funcionamiento extraordinarios.
- Gracias al seccionador de gran capacidad integrado, podrá desconectar la instalación en todo momento, de forma rápida y segura, incluso cuando esté funcionando con carga.

Para las operaciones de mantenimiento y control es posible desconectar y medir cada uno de los ramales. Los cartuchos de fusibles se pueden cambiar sin tensión.

MaxConnect plus **se entrega listo para instalar**. Solamente se han de conectar los cables de los ramales de los módulos solares y la línea colectora al inversor solar SolarMax. Para montar el dispositivo, puede emplear los orificios de sujeción que se encuentran en la parte posterior.

MaxConnect plus dispone de un **sistema de supervisión de ramales electrónico** que mide cada una de las corrientes y detecta las desviaciones del valor promedio. La tolerancia de fallos se puede ajustar, los ramales se pueden ocultar por separado. Los datos correspondientes se muestran en la pantalla LCD integrada.

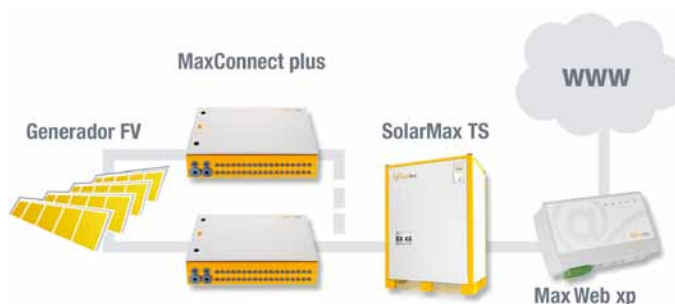
El dispositivo se puede integrar en el sistema de supervisión sin más complicaciones. En caso de avería, mediante un registrador de datos se envían **las notificaciones de fallo por correo electrónico o SMS**.

Datos técnicos

		MaxConnect 12 plus	MaxConnect 16 plus
Valores de entrada	Tensión CC máxima	900 V	
	Corriente por string CC máxima	10 A	
	Categoría de sobretensión	II (III hasta 849 VCC)	
	Bornes de conexión	16 mm ²	
	Terminal de puesta a tierra	50 mm ²	
Valores de salida	Corriente colectiva CC máxima	120 A	160 A
	Bornes de conexión	95 mm ²	150 mm ²
	Condiciones ambientales	Tipo 2	
Condiciones ambientales	Tipo de protección conforme a EN 60529	IP65	
	Margen de temperatura ambiente	-20 °C ... +50	
Equipamiento	Seccionador bajo carga	omnipolar; conmutable a plena carga	
	Supervisión de la corriente por string	Comparación de corrientes por string; Tolerancia ajustable; enmascaramiento individual de ramales	
	Pantalla	A, Ah por ramal; A, Ah total; avisos de avería; Configuración de todos los parámetros importantes	
	Clase de protección conforme a EN 61140	I	
	Carcasa	Aluminio	
	Color	RAL 1028/ RAL 7035	
Normas y directrices	Conformidad CE	Sí	
	CEM	EN 61000-6-3; EN 61000-6-2	
	Seguridad del dispositivo	Tipo homologado* por el organismo TÜV según EN 50178	
Interfaces	Comunicación de datos	RS-485	
	Contacto de aviso de fallo	Contacto de relé sin tensión	
Peso y dimensiones	Peso	14 kg	17 kg
	Dimensiones en mm (anchura x altura x profundidad)	600 x 520 x 150	720 x 520 x 170

Características

- Carcasa de aluminio a prueba de corrosión con tipo de protección IP65
- Montaje a la pared sencillo y rápido
- Completamente montado y listo para conectar, incluidas boquillas para cables
- Diseño para 12 o 16 ramales
- Sistema de supervisión electrónico de ramales con alarma mediante MaxWeb xp
- Pantalla LCD integrada
- Protección contra sobretensión integrada



Conergy SolarFamulus Air

La nueva estructura Conergy SolarFamulus Air ha sido especialmente diseñada para su uso sobre cubiertas industriales planas con requisitos de carga mínimos. El diseño aerodinámico de la Conergy SolarFamulus Air es tal que genera un vacío que permite que quede sujeta a la cubierta sin necesidad de perforarla. Además, Conergy SolarFamulus Air es una de las estructuras más rápidas de instalar del mercado.

Sistema modular flexible

Conergy SolarFamulus Air permite la conexión de múltiples filas unas con otras. La estructura Conergy SolarFamulus Air presenta un ángulo de inclinación estándar de 15°¹. Esta inclinación permite combinar un lastre mínimo para su sujeción con una mayor producción.

Instalación rápida

Todos los componentes han sido diseñados para instalarse de manera sencilla. La tecnología patentada Quickstone, su nivel de pre-montaje y el diseño innovador, con un mínimo número de componentes, permite la reducción del tiempo de instalación al mínimo con el uso de muy pocas herramientas.

Fiabilidad estática

Bajo demanda², se puede solicitar una verificación de cálculo estático adicional. A través de extensas pruebas aerodinámicas durante su fase de diseño, la estructura Conergy SolarFamulus Air ha sido comprobada estáticamente, a pesar de su mínimo peso.

Máxima vida útil

Todos los componentes son realizados en aluminio o acero inoxidable. Su alta resistencia a la corrosión dotan a la estructura de las máximas garantías durante su vida útil y la posibilidad de ser reciclada.

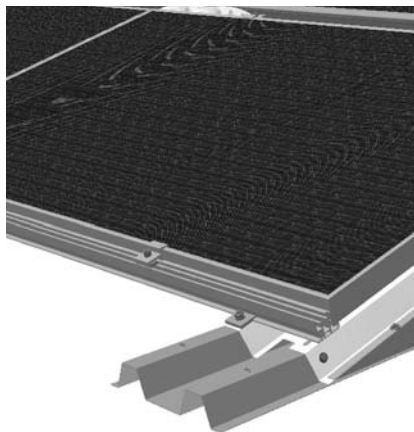


¹ Otras opciones bajo demanda.

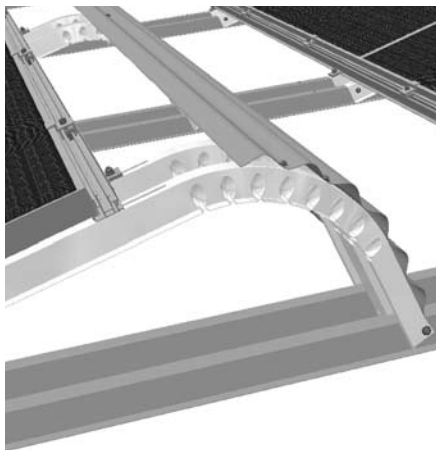
² Con extra coste.

*Versión preliminar, válida desde el 01.06.2011

Conergy SolarFamulus Air



Vista frontal



Vista lateral

Conergy SolarFamulus Air	
Aplicación	Cubiertas planas ¹ (por ejemplo, cubiertas deck)
Tipo de módulos fotovoltaicos	Con marco
Diseño	Instalación mínima 10 m ²
Orientación del módulo	Horizontal
Ángulo de inclinación	max. 15° (otros ángulos de inclinación posibles previa solicitud)
Tamaño de la instalación	Es posible cualquier tamaño, con un min. de 10 m ²
Posición del campo de módulos	Sin requerimientos especiales
Altura del módulo sobre la cubierta	6 cm (otras opciones bajo demanda)
Certificaciones	Eurocode 1 – Acción sobre estructuras Eurocode 9 – Diseño de estructuras de aluminio ²
Perfiles de sujeción	Aluminio extruido (ENAW 6063 T66), (EN AW 6060 T6)
Material del deflector trasero	Aluminio
Pequeñas piezas	Acero inoxidable (V2A)
Garantía	10 años ³

¹ Atención: para cualquier proyecto compruebe la adecuación estática de la edificación!

² Bajo demanda se puede solicitar un cálculo estático con un coste adicional.

³ Los términos generales de garantía se pueden consultar en el documento de garantía de Conergy AG.

*Versión preliminar, válida desde el 01.06.2011



PRYSMIAN
CABLES & SYSTEMS

cablemat
solar



Cable y Conectores para instalaciones Solares Fotovoltaicas

TECSUN (PV) (AS)
TECPLUG

TECSUN (PV) (AS)

Cable para Instalaciones Solares Fotovoltaicas

Datos técnicos

Marca comercial	TECSUN (PV) (AS)
Designación	PV1-F
Norma de diseño	DKE/VDE Requirements for cables for PV systems; HD22.13;
Certificado	VDE - Reg. No. 7895, TÜV-Certificate-No. R 60010750-0001
Aplicaciones	Los cables TECSUN (PV) (AS) están indicados en instalaciones de generación eléctrica basadas en la energía solar fotovoltaica, para ser instalados en el interior o exterior y tanto en instalación fija como móvil (conexión de paneles en seguidores solares con inversores o con red fija de BT en continua). Los cables TECSUN (PV) (AS) pueden ser instalados en bandejas, conductos, paredes y equipos, y están indicados para aplicaciones con aislamiento de protección, (protección de clase II). Los cables TECSUN (PV) (AS) cumplen con las normativas IEC 61215 y 61646, IEC 64/1123/CD y DIN VDE 01000 parte 520.

Parámetros eléctricos

Tensión nominal	CA 0,6/1,0 kV
Tensión máxima en sistema FV	CC hasta 2,0 kV
Tensión máxima en sistemas de corriente alterna (CA)	0,7/1,2 kV
Tensión máxima en sistema de corriente continua (CC)	0,9/1,8 kV
Ensayo de tensión	CA 6 kV / CC 10 kV (15 min.)
Intensidad de servicio	UNE 20460-5-523, DIN VDE 0298 Parte 4
Ensayos	De acuerdo a HD 22.2 - resistencia del conductor, rigidez dieléctrica, resistencia a la abrasión, spark test sobre aislamiento, ensayos de tensión en CA y CC, resistencia del aislamiento a 20 °C y 90 °C en agua y en aire caliente a 120 °C. EN 50305, parte 6, Estabilidad en CC (10 días, 85 °C, agua salada, 1,5 kV CC).

Parámetros térmicos

Temperatura ambiente máxima admisible	+120 °C, (en reposo). Interpretación de IEC 60216: vida útil de 20.000 h (2,3 años) a temperatura máxima de servicio 120 °C, 30 años a temperatura de servicio 90 °C.
Temperatura ambiente mínima admisible	-40 °C (en reposo o en movimiento).
Temperatura máxima de servicio admisible en el conductor	+120 °C
Temperatura de cortocircuito	+250 °C (en el conductor, máximo 5 segundos).

Resistencia a las condiciones meteorológicas

Resistencia al frío	Ensayos de doblado a baja temperatura de acuerdo a DIN EN 60811-1-4. Ensayo de impacto según test similar a DIN EN 50305.
Resistencia al ozono	DIN EN 50396, test tipo B; HD 22.2 test tipo B.
Resistencia a los rayos UVA	UL 1581 (Xeno-test); ISO 4892-2 (método A); HD 506/A1-2.4.20.
Resistencia a la absorción de agua	DIN VDE 0473-811-1-3; DIN EN 60811-1-3.

Parámetros mecánicos

Carga máxima de tracción	15 N/mm ² en servicio, 50 N/mm ² durante la instalación
Radio mínimo de curvatura	3 x D (D= Diámetro del cable)
Resistencia a la abrasión	De acuerdo a DIN EN 53516: mediante papel abrasivo. Ensayo interno: cubierta contra cubierta
Dureza (escala Shore)	85 según DIN 53505

Parámetros químicos

Resistencia a aceites minerales	24 h, 100 °C de acuerdo a DIN VDE 0473-811-2-1, DIN EN 60811-2-1
Resistencia a ácidos y bases	7 días, 23 °C, (ácido n-oxálico, hidróxido n-sódico); EN 50264-1
Resistencia al amoníaco	30 días en atmósfera saturada de amoníaco (ensayo interno)
Ensayos de fuego (cable de alta seguridad [AS])	- No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2; DIN VDE 0482 parte 332-1-2; DIN EN 60332-1-2. - No propagación del incendio: EN 50305-9; DIN VDE 0482 parte 266-2-5. - Libre de halógenos: UNE EN 50267-2-1; IEC 60754-1; BS 6425-1. - Baja emisión de humos opacos: UNE EN 61034-2; IEC 61034-2; DIN VDE 0482 parte 268-2; DIN EN 50268-2. - Muy baja emisión de gases corrosivos: UNE EN 50267-2-3; IEC 60754; NFC 20453; BS 6425-2; pH_{4,3}; c ≤ 10 ms/mm; DIN EN 50264-1. - Baja emisión de gases tóxicos: NES 713; NFC 20454 It ≤ 1,5; DIN EN 50305, It ≤ 3.
Impacto ecológico	Reducido impacto debido a su fabricación con procesos de ahorro energético y a su reciclabilidad. Libre de halógenos y agentes contaminantes

Características de diseño



Designación comercial	TECSUN (PV) (AS) PV1-F
Conductor	Cobre electrolítico, estañado, clase 5 según IEC 60228, DIN VDE 0295, UNE EN 60228.
Aislamiento	HEPR 120 °C similar a IEC 60502-1 (compuesto tipo EI6/EI8)
Cubierta	Doble capa de EVA 120 °C basado en DIN VDE 0282-1, HD 22.1 (compuesto tipo EM4 / EM8) Aislamiento y cubierta unidos.
Colores de la cubierta	Negro, rojo, azul
Marcado	◇ PRYSMIAN TECSUN (PV) PV1-F (sección) 0,6/1 kV VDE-REG./TÜV

Características dimensionales

TECSUN (PV) (AS) PV1-F

Sección nominal	Color	Diámetro del conductor	Diámetro exterior del cable Valor mínimo	Diámetro total del cable Valor máximo	Peso	Resistencia del conductor a 20 °C	Intensidad admisible al aire (1)	Caída de tensión (continua)
[mm ²]		[mm]	[mm]	[mm]	[kg/km]	[Ω/km]	[A]	[V/A km]
1x1,5	Ne, Az, Ro	1,6	4,4	4,8	29	13,7	25	26,5
1x2,5	Ne, Az, Ro	1,9	4,7	5,1	43	8,21	34	15,92
1x4	Ne, Az, Ro	2,4	5,2	5,6	58	5,09	46	9,96
1x6	Ne, Az, Ro	2,9	5,7	6,1	76	3,39	59	6,74
1x10	Ne	4,0	6,8	7,2	120	1,95	82	4
1x16	Ne	5,5	8,3	9,0	178	1,24	110	2,51
1x25	Ne	6,4	10,0	10,7	273	0,795	140	1,59
1x35	Ne	7,5	11,1	11,8	364	0,565	174	1,15
1x50	Ne	9	12,6	13,3	500	0,393	210	0,85
1x70	Ne	10,8	14,4	15,2	686	0,277	269	0,59
1x95	Ne	12,6	16,2	17	899	0,21	327	0,42
1x120	Ne	14,3	17,7	18,7	1131	0,164	380	0,34
1x150	Ne	15,9	19,7	20,7	1382	0,132	438	0,27
1x185	Ne	17,5	21,3	22,3	1669	0,108	500	0,22
1x240	Ne	20,5	24,2	25,5	2208	0,0817	590	0,17

(1) Instalación monofásica en bandeja al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.
Otros cables y accesorios para red de BT o AT consultar.

TECPLUG

Conectores para Instalaciones Solares Fotovoltaicas

Datos técnicos

Marca comercial	TECPLUG
Designación	PST40I1
Certificados	DIN VDE V 0126-3, TÜV Certificado N° R 600 18371, IEC 61730-1
Aplicaciones	Los conectores TECPLUG están indicados para la utilización en sistemas fotovoltaicos a tensiones hasta 1000 V en continua y hasta 40 A de intensidad según la aplicación de la clase A. Adecuados para instalaciones interiores o de intemperie ya sean conexiones fijas o móviles. Igualmente aplicables para equipos con doble aislamiento (clase II). Compatibles con otras marcas.

Parámetros eléctricos

Tensión	1000 V
Ensayo de tensión	6 kV (corriente alterna, 1 min.)
Intensidad admisible	IEC 60512
Intensidades de corriente a 85 °C	
- 1,5 mm ²	17,5 A
- 2,5 mm ²	24 A
- 4 mm ²	32 A
- 6 mm ²	40 A
- 10 mm ²	40 A
Resistencia de contacto	< 1 mΩ (EN 60352-9)
Protección contra contacto accidental	Carga 10 N (IEC 60512)
Distancia mínima de aislamiento	14 mm (IEC 60664-1)
Línea de fuga	28 mm (IEC 60664-1)
Resistencia a impulso de tensión	8 kV (IEC 60664-1)

Parámetros térmicos

Temperatura máxima admisible	110 °C
Resistencia al frío	- 40 °C, ensayo de resistencia al impacto a baja temperatura (DIN V VDE V 0126-3, IEC 60068-2-75)
Ensayo de temperatura alterna	de -40 °C a + 85 °C (IEC 60068-2-14, ensayo Nb)
Ensayo de humedad en caliente	85 °C, 85 % humedad relativa durante 1000 horas (IEC 61215 10.13)

Parámetros mecánicos

Conexión por crimpado, fuerza de desconexión	IEC 60352-2
Compensación de tensiones por tracción	IEC 60512 17c
Compensación de tensiones por torsión	IEC 60512 17d
Resistencia a la caída	IEC 60512 7b
Ciclo de conexión/desconexión	100 veces sin carga
Ensayo de doblado	DIN V VDE V 0126-3, similar a IEC 60309-1
Retención del cable	IEC 60512-9
Fuerza de desconexión	80 N (IEC 60512 15f)
Grado de protección	IP 20 (desconectado) IP 68 (conectado)

Datos técnicos

Parámetros químicos

Resistencia a la acción de los agentes químicos	Aceites y grasas, alcohol, amoníaco, ácidos, bases y agua marina. Resistencia a otros agentes bajo demanda
Resistencia a rayos UVA y a la acción atmosférica	ISO 4982-2, método A
Resistencia a la corrosión	ISO 6988
Comportamiento frente al fuego	
– Aislamiento del conector	(IEC 60695-11-20) Ensayo de hilo incandescente a 650 °C (IEC 61695-2-10)
– Aislamiento con contactos eléctricos	(IEC 60695-11-20) Ensayo de hilo incandescente a 650 °C (IEC 61695-2-10)
– Grado de inflamabilidad	V2 (IEC 60695-11-10)

Características de diseño



Especificación	Conector unipolar IP 68
Cuerpo	Poliamida (PA66)
Sellado	NBR (goma de nitrilo butadieno)
Contacto	
– Macho	Contacto macho perforado de cobre estañado
– Hembra	Contacto hembra perforado de cobre estañado
Marcado	PS4011 Intensidad admisible / sección nominal + (Female [hembra]) o (Male [macho])
Sección nominal	Desde 1,5 mm ² hasta 10 mm ²
Designación comercial	TECPLUG

Datos comerciales para la selección

Sección nominal mm ²	Código	Longitud del cable (cm)	1ª terminación	2ª terminación (bajo demanda)	Imagen
------------------------------------	--------	-------------------------------	-------------------	-------------------------------------	--------

TECPLUG conector preensablado, color Negro

1 x 1,5	5D x 8 1 S 01 100 0	100	Macho	Libre	
1 x 2,5	5D x 8 1 S 02 100 0				
1 x 4,0	5D x 8 1 S 04 100 0				
1 x 6,0	5D x 8 1 S 06 100 0				
1 x 10	5D x 8 1 S 10 100 0				
1 x 1,5	5D x 8 2 S 01 100 0	100	Hembra	Libre	
1 x 2,5	5D x 8 2 S 02 100 0				
1 x 4,0	5D x 8 2 S 04 100 0				
1 x 6,0	5D x 8 2 S 06 100 0				
1 x 10	5D x 8 2 S 10 100 0				
1 x 1,5	5D x 8 1 S 01 200 4	200	Macho	Hembra	
1 x 2,5	5D x 8 1 S 02 100 4	100			
1 x 4,0	5D x 8 1 S 04 100 4				
1 x 6,0	5D x 8 1 S 06 100 4				
1 x 10	5D x 8 1 S 10 100 4				

TECPLUG completo para ensamblaje

1,5	5D x 8 200 015 00
2,5	5D x 8 100 025 00
4,0	5D x 8 100 040 00
6,0	5D x 8 100 060 00
10	5D x 8 100 100 00
1,5	5D x 8 100 015 00
2,5	5D x 8 200 025 00
4,0	5D x 8 200 040 00
6,0	5D x 8 200 060 00
10	5D x 8 200 100 00

Macho



Hembra



Set de herramientas para TECPLUG

Contenido	Caja	5D x 8 000 000 WK
- Herramienta de crimpado		
- Llave de crimpado B	2,5 mm ²	
- Llave de crimpado C	4,0-10 mm ²	
- Pelacables		
- Herramienta de eyección		
- Llave inglesa SW20		
- Llave inglesa SW13		



Conjunto de componentes

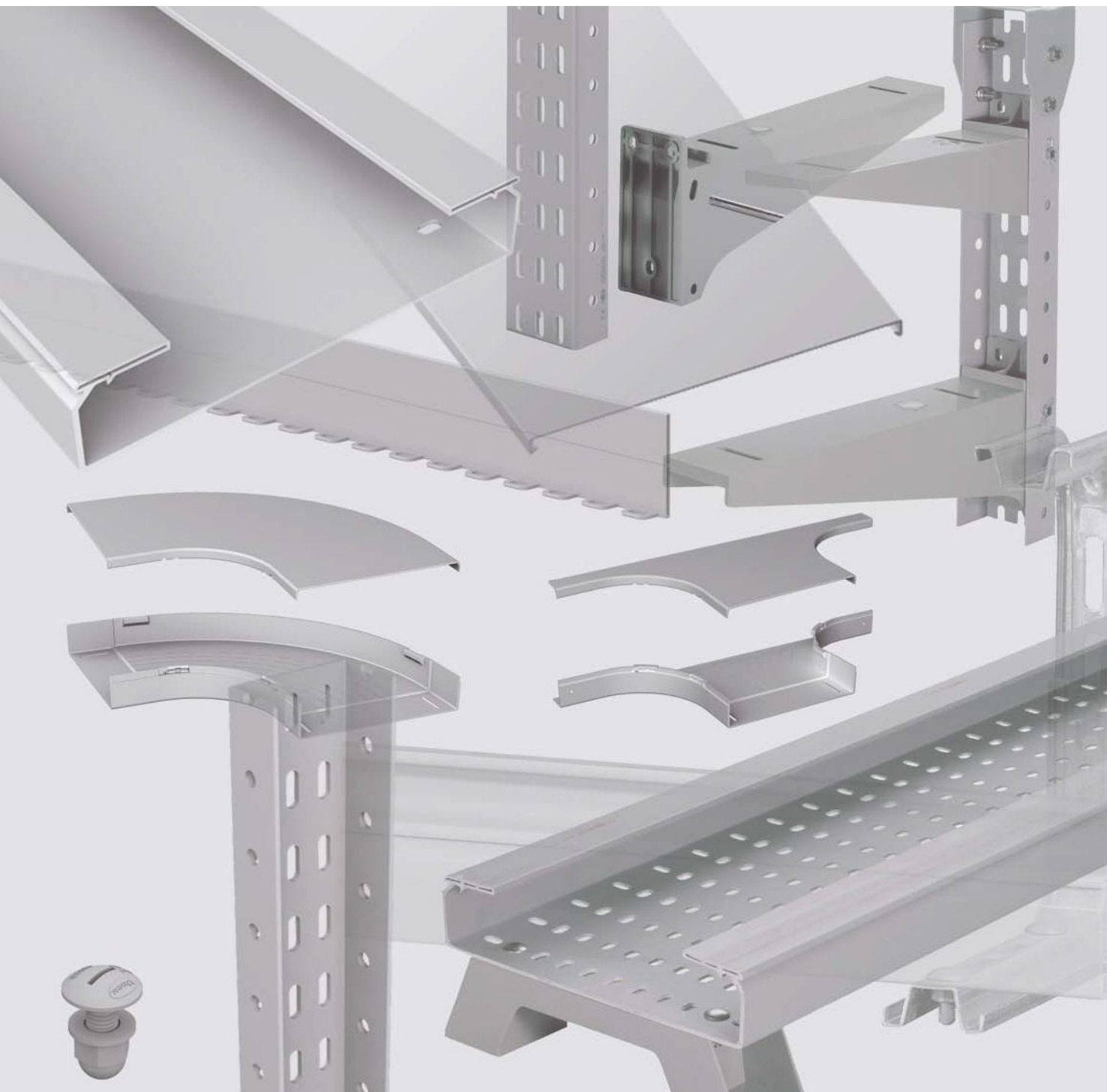
Contenido	Caja	5D x 8 000 000 SK
- Hembra	50 piezas	
- Macho	50 pieza	
- Tapones de contacto	100 piezas	
- Tapón para contacto h.	20 piezas	
- Tapón para contacto m.	20 piezas	
- Contacto hembra (2,5-10 mm ²)	50 piezas	
- Contacto macho (2,5-10 mm ²)	50 piezas	



Posibilidad de suministro de latiguillos preconectorizados a medida bajo demanda.

El contenido de este documento está sujeto a posibles cambios.

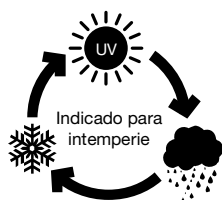
Versión 1.2 (15/08/08).



Bandejas aislantes

66

en

U23X

Debe respetarse el REBT

Bandejas aislantes **66** en **U23X**

Para el soporte, protección y conducción de cables

- **Buen comportamiento a la corrosión y a la intemperie.**
- Diseñadas para trabajar en condiciones de carga máxima.
- El corte de la bandeja no produce rebabas que dañen el aislamiento de los conductores.
- Seguridad de cables y personas.

Materia prima

U23X Bandejas aislantes y elementos para las Bandejas aislantes

Conforme 

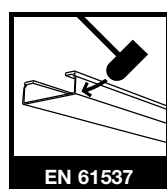
Seguridad

Eléctrica



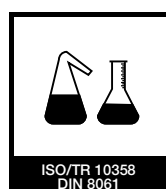
- Aislante.
- Sin puesta a tierra.

Mecánica



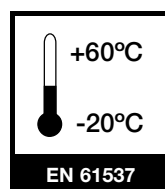
- **20 J a -20°C** (excepto 60x75: 5 J y 60x100: 10 J).
- **IK10** s/EN 50085-1.

Corrosión



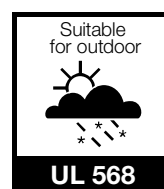
ISO/TR 10358
DIN 8061

Temperatura de servicio



EN 61537

Intemperie



- Buen comportamiento frente a los rayos UV e intemperie.

UL 568

Ante el fuego

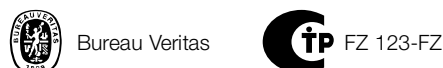


- Ensayo hilo incandescente a **960°C**.
- **No propagador** de la llama.
- **M1** s/UNE 23727: 1990.

Marcas de calidad



Homologaciones



Conforme

REBT

RD 842/2002

EN 50085-1

RICT

RD 346/2011

Bandejas aislantes **66** 

Longitud: 3 m

 Color gris RAL 7035

Declaración de conformidad



 Ver Marcas de calidad actualizadas en www.unex.net/QM.pdf

Instrucciones de montaje y dimensiones en pág. 344



11 REGLAMENTO Y DISPOSICIONES OFICIALES

- Ley 54/1997 del Sector Eléctrico donde se reconoce la figura del productor de energía para su autoconsumo.
- RD 1955/2000 donde se establece el derecho de los autoprodutores al acceso a la red de distribución eléctrica.
- RD 661/2007 en el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- RD 1699/2011 donde se regula la conexión a red de instalaciones generadoras de energía eléctrica de pequeña potencia (< 100 kW)
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT)

Instalaciones hasta 100 KW

Trámites administrativos

• Solicitud a la empresa distribuidora de punto de acceso y conexión

• El promotor solicitará la conexión de su instalación con la red de distribución de baja tensión mediante presentación de la documentación correspondiente:

- Formulario abreviado para < 10 kW
- Modelo de declaración del propietario
- Memoria técnica del proyecto
- Presentación de aval correspondiente (salvo instalaciones < 10 kW)

• Certificado de instalación en baja tensión o acta de puesta en servicio

- Acreditar el cumplimiento de la normativa relacionada con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) y demás normativa técnica de aplicación
- Contrato técnico de acceso con la distribuidora

- El procedimiento a seguir para solicitar la revisión de la acometida se rige por lo establecido en el RD 1699/2011

- **Solicitud de Conexión a red y 1ª verificación**

- Revisión que se ha venido realizando hasta ahora en las instalaciones de venta de energía.

- El procedimiento a seguir para solicitar la revisión de la acometida se rige por lo establecido en el RD 1699/2011

- **Alta en el Régimen Especial mediante inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial (RAIPRE)**

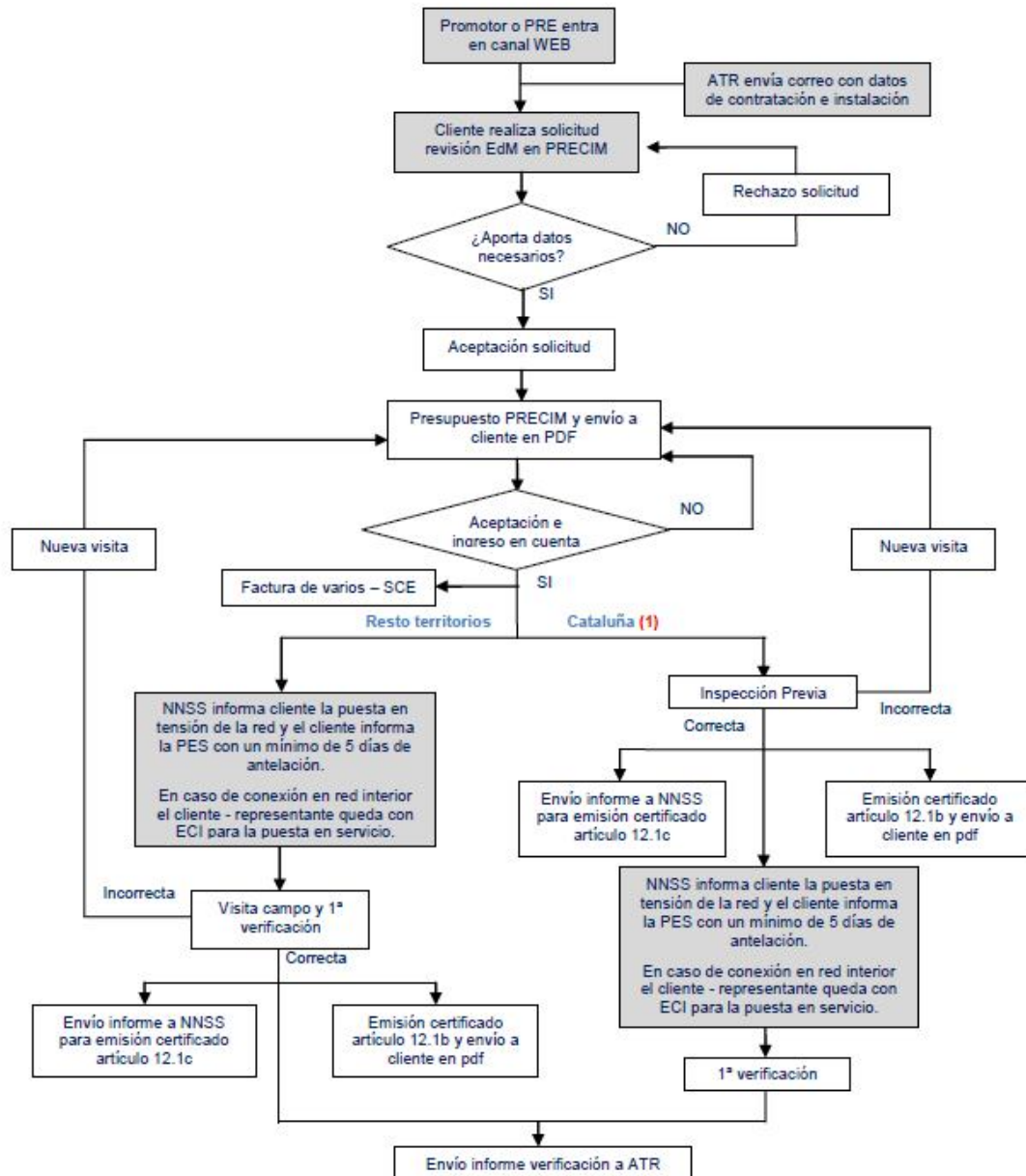
- Este punto no es obligado para las instalaciones de autoconsumo instantáneo total de la producción, puesto que no se vuelca energía a la red externa.

- **Alta en impuestos especiales**

- Requisito imprescindible para las instalaciones de autoconsumo parcial de la producción.

- No necesario para instalaciones de AUTOCONSUMO TOTAL, exentas de impuestos especiales

Diagrama de flujo



(1) En Cataluña es obligatorio emitir los certificados de los artículos 12.1.b y 12.1.c antes de la PES

Fuente: Endesa Distribución

ANEXO CÁLCULO

1 DATOS INICIALES

Para el óptimo dimensionado de la instalación fotovoltaica con vertido cero a la red, se ha tenido en cuenta la potencia contratada por la empresa, su curva de consumo, el espacio disponible en cubierta y la producción solar potencial en nuestra localización. Pretendemos ajustar la energía producida a la curva de consumo para abaratar costes.

Para decidir la disposición de los módulos fotovoltaicos debemos tener presentes tres factores fundamentales: la orientación, la inclinación y el factor de sombras de tal forma que reciban la mayor cantidad de radiación solar posible.

Debemos conocer la producción energética de la planta solar, definido por las características energéticas del módulo solar y del inversor empleado.

1.1 IRRADIACIÓN SOLAR

Para el estudio de la radiación incidente en nuestra instalación hemos usado el sistema PVGIS introduciendo las coordenadas de nuestra nave industrial

Irradiación solar mensual

PVGIS estimaciones de las medias mensuales a largo plazo

Lugar: 34°46'50" Norte, 4°6'34" Oeste, Elevación: 28 m.s.n.m,

Base de datos de radiación solar empleada: PVGIS-CMSAF

El ángulo de inclinación óptimo es: 34 grados

Ángulo usado 15°.

Irradiación anual perdida a causa de las sombras (horizontal): 0.1 %

Mes	H_h	H_{opt}	$H(15)$	I_{opt} (grados)	T_{24h} (C°)	N_{DD}
Ene	2800	4730	3780	62	12	160
Feb	3710	5470	4650	54	12.8	113
Mar	4990	6180	5710	41	14.8	53
Abr	6230	6630	6630	24	16.6	19
Mayo	7280	6880	7340	10	19.5	0
Jun	8200	7310	8060	3	23.7	0
Jul	8090	7410	8050	7	25.9	0
Ago	7240	7360	7560	19	26.2	0
Sep	5720	6750	6400	35	23.2	1
Oct	4190	5810	5080	50	19.7	16
Nov	3030	4940	4010	60	15.2	119
Dic	2640	4570	3610	64	12.7	145
Año	5343	6170	5910	34	18,5	626

H_h : Irradiación sobre plano horizontal (Wh/m²/día)

H_{opt} : Irradiación sobre un plano con la inclinación óptima (Wh/m²/día)

$H(15)$: Irradiación sobre plano inclinado: 15grados (Wh/m²/día)

I_{opt} : Inclinación óptima (grados)

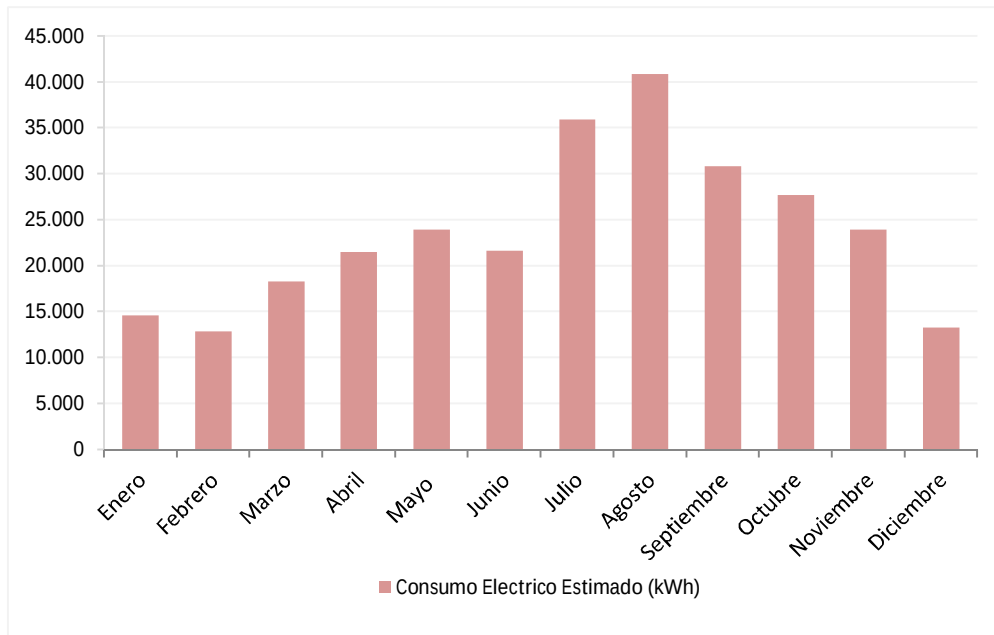
T_{24h} : Temperatura media diaria (24h) (°C)

N_{DD} : Número de grados día de calefacción (-)

1.2 ANÁLISIS CONSUMO ENERGÉTICO

Consideramos los datos extraídos de las facturas de consumo energético, observamos que el consumo máximo se alcanza en los meses de verano.

Potencia Contratada (kW)	63,836
Compañía Distribuidora	ENDESA
Tarifa Contratada	3.0A BT > 15kW



2 CÁLCULO DE LA PLANTA SOLAR

2.1 CALCULO NÚMERO DE MODULOS POR RAMAL

Calculamos en este apartado los módulos en serie y número de cadenas en paralelo con el fin de:

- No sobrepasar las limitaciones del inversor, tanto por valores máximos como valores mínimos.
- Obtener la potencia deseada

2.1.1 PARÁMETROS NECESARIOS

Para que el inversor inicie la generación es necesario que del campo de módulos le llegue una tensión mínima. Asimismo, no debe sobrepasarse la tensión máxima permitida por el inversor ni la intensidad máxima de entrada.

Para ello se deben asociar en serie un número de módulos por ramal de forma que la tensión mínima y máxima del punto de máxima potencia del ramal esté, en todo momento, dentro del rango de tensiones de entrada al inversor.

Para realizar dichos cálculos necesitaremos los valores de tensiones e intensidades aportados por los módulos fotovoltaicos, así como los valores límite permitidos por el inversor:

MÓDULO FOTOVOLTAICO	
Potencia pico	245 W
Corriente de cortocircuito (I_{SC})	8,86 A
Tensión de vacío (U_{OC})	37,50 V
Corriente MPP	8,28 A
Tensión MPP	29,59 V

INVERSOR	
Tensión máxima admisible	900 Vcc
Intensidad máxima admisible	129 A
Rango de voltaje de MPP	450 - 820 Vcc

Tabla 1. Valores característicos módulo e inversor

2.1.2 INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA

Los valores dados para el inversor son únicamente para las condiciones estándar (STC, 1000 W/m^2 , 25°C , AM 1,5). Por tanto, a las temperaturas límite que puede trabajar el módulo (calculado más adelante) los valores característicos del módulo fotovoltaicos son diferentes.

Dichas variaciones dependen de las cualidades del módulo y son valores de catálogo:

MÓDULO FOTOVOLTAICO	
Coef. Tª Corriente cortocircuito	0,058%/ °C
Coef. Tª Tensión circuito abierto	0,330%/ °C
Coef. Tª Potencia MPP	0,430%/ °C
TONC	45 °C

Las variaciones porcentuales de intensidad y tensión nos permitirán definir los nuevos valores a las temperaturas extremas, que se calculan en este apartado. La variación porcentual de la potencia MPP y TONC* permitirán evaluar las pérdidas por temperatura.

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

2.1.3 NÚMERO MÁXIMO DE MÓDULOS EN SERIE POR RAMAL

El número máximo de módulos en serie que pueden conectarse vendrá determinado por el mínimo valor de las dos estimaciones siguientes:

- La máxima tensión necesaria para que el inversor pueda buscar el punto de MPP cuando la tensión MPP de los módulos alcanza su valor máximo.
- La máxima tensión que admite el inversor a la entrada cuando los módulos alcanzan el máximo de tensión posible, donde dicho valor se obtendrá para la tensión de vacío del módulo (U_{oc}) a la temperatura mínima.

El máximo valor de tensión posible de los módulos, tanto para la U_{oc} como para la tensión MPP, corresponde con una temperatura de ambiente mínima, que suele corresponder a invierno y que en España podemos considerar -2°C y para una irradiancia mínima que se considera de 0 W/m².

La temperatura del módulo en estas condiciones se determina mediante la siguiente expresión aproximada:

Cálculo temperatura del módulo.

$$T_p = T_a + \left(\frac{TONC - 20}{800} \right) \cdot I$$

Dónde:

T_p : Temperatura del módulo, en °C.

T_a : Temperatura ambiente, en °C.

I : Irradiancia, en W/m^2 .

$TONC$: Temperatura operación nominal de la célula.

$$T_p = -2^{\circ}C + \left(\frac{45^{\circ}C - 20^{\circ}C}{800 W/m^2} \right) \cdot 0 = -2^{\circ}C$$

Para las condiciones anteriores, la temperatura del módulo es aproximadamente de $-2^{\circ}C$.

La tensión MPP a $-2^{\circ}C$, a partir de la tensión en condiciones estándar, se calcula de la siguiente forma:

Cálculo tensión MPP

$$U_{MPP(T_p)} = U_{MPP(STC)} \cdot \left(1 + \frac{\Delta U_{MPP}}{100} \right)$$

$$\Delta U_{MPP} = \Delta U_{MPP} \cdot (T_p - 25)$$

Dónde:

$U_{MPP(T_p)}$: Tensión MPP a t^a del módulo, en V.

$U_{MPP(stp)}$: Tensión MPP en condiciones estándar, en V

ΔU_{MPP} : Coeficiente de t^a Potencia MPP ($\%/^{\circ}C$).

$$\Delta U_{MPP(-2^{\circ}C)} = -0,43\%/^{\circ}C \cdot (-2^{\circ}C - 25^{\circ}C) = 11,61 \%$$

$$U_{MPP(-2^{\circ}\text{C})} = 29,59 \text{ V} \cdot \left(1 + \frac{11,61}{100}\right) = 33,25 \text{ V}$$

La tensión de circuito abierto U_{OC} a -2°C a partir de la tensión en condiciones estándar, se calcula de la siguiente forma:

Cálculo tensión de vacío

$$U_{OC(Tp)} = U_{OC(STC)} \cdot \left(1 + \frac{\Delta U_{OC}}{100}\right)$$

$$\Delta U_{OC} = \Delta U_{U_{OC}} \cdot (t_p - 25)$$

Dónde:

$U_{OC(Tp)}$: Tensión a circuito abierto a t^a del módulo, en V.

$U_{OC(stp)}$: Tensión a circuito abierto en condiciones estándar, en V.

$\Delta U_{U_{OC}}$: Coeficiente de t^a Tensión a circuito abierto ($\%/^{\circ}\text{C}$).

$$\Delta U_{OC} = -0,33\%/^{\circ}\text{C} \cdot (-2^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = 8,91 \%$$

$$U_{OC(Tp)} = 37,50 \text{ V} \cdot \left(1 + \frac{8,91}{100}\right) = 40,84 \text{ V}$$

El número máximo de módulos por cadena conectados en serie se determina como el mínimo valor de:

1. El cociente entre el Límite Superior de voltaje MPP del inversor y la Tensión de MPP del módulo a su temperatura mínima, que es de -2°C .
2. El cociente entre la Tensión máxima de entrada del inversor y la Tensión a Circuito Abierto del módulo (U_{OC}) a su temperatura mínima, que es la establecida en -2°C .

De acuerdo con lo indicado anteriormente:

Límite superior módulos en serie

$$1. \ n_{\text{máx serie}} = \frac{U_{\text{LimSup MPP (INV)}}}{U_{MPP(t^a \text{ min})}} = > \ n_{\text{máx}} = \frac{820 \text{ V}}{33,25 \text{ V}} = 24,66 \approx 24 \text{ módulos}$$

$$2. \quad n_{\text{máx serie}} = \frac{U_{\text{máx}}(\text{INV})}{U_{OC}(T^{\text{a}} \text{ mín})} = > n_{\text{máx}} = \frac{900 \text{ V}}{40,84 \text{ V}} = 22,03 \approx 22 \text{ módulos}$$

$n_{\text{máx serie}}$: Número máximo de módulos por ramal conectados en serie.

$U_{\text{LimSup MPP}}(\text{INV})$: Límite Superior de voltaje MPP del inversor en V.

$U_{\text{máx}}(\text{INV})$: Tensión máxima de entrada del inversor, en V.

$U_{\text{MPP}}(T^{\text{a}} \text{ mín})$: Tensión de MPP del módulo a -2 °C, en V.

$U_{OC}(T^{\text{a}} \text{ mín})$: Tensión a Circuito Abierto del módulo a -2 °C, en V.

El número máximo de módulos que podemos conectar en serie es de 22.

2.1.4 NÚMERO MÍNIMO DE MODULOS EN SERIE POR ARRAY O CADENA.

El número mínimo de módulos en serie por ramal que pueden conectarse vendrá limitado por la mínima tensión necesaria para que el inversor pueda buscar el punto de MPP cuando los módulos alcanzan el mínimo de tensión posible. El mínimo valor de tensión posible de los módulos corresponde a la Tensión Mpp cuando la temperatura del módulo es máxima. La temperatura máxima del módulo corresponde con una temperatura ambiente máxima, que suele corresponder a verano y que, para climas como el de España, se puede considerar de 42 °C y para una irradiancia del orden de 1000 W/m².

La temperatura del módulo en estas condiciones se calcula siguiendo la misma expresión que en el apartado anterior.

$$T_p = T_a + \left(\frac{T_{\text{ONC}} - 20}{800} \right) \cdot I$$

$$T_p = 42^{\circ}\text{C} + \left(\frac{45^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C}}{800 \text{ W/m}^2} \right) \cdot 1000 \text{ W/m}^2 = 73,25^{\circ}\text{C}$$

La Tensión del Punto de Máxima Potencia (MPP) a 73,25°C, a partir de la tensión en condiciones estándar, se calcula de la siguiente forma:

Cálculo Tensión de máxima potencia (MPP)

$$U_{MPP(Tp)} = U_{MPP(STC)} \cdot \left(1 + \frac{\Delta U_{MPP}}{100}\right)$$

$$\Delta U_{MPP} = \Delta U_{MPP} \cdot (T_p - 25)$$

Dónde:

$U_{MPP(Tp)}$: Tensión MPP a t^a del módulo, en V.

$U_{MPP(stp)}$: Tensión MPP en condiciones estándar, en V

ΔU_{MPP} : Coeficiente de t^a Potencia MPP (%/°C).

$$\Delta U_{MPP(73,25\text{ °C})} = -0,43\%/^{\circ}\text{C} \cdot (73,25^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = -20,74\%$$

$$U_{MPP(73,25\text{ °C})} = 29,59\text{ V} \cdot \left(1 + \frac{-20,74}{100}\right) = 23,45\text{ V}$$

El número mínimo de módulos por ramal conectados en serie se determina como el cociente entre el Límite Inferior de voltaje MPP del inversor y la Tensión de MPP del módulo a su temperatura máxima, que es de 73,25 °C. De acuerdo con lo indicado anteriormente:

$$n_{\text{mín serie}} = \frac{U_{\text{LimInf MPP(INV)}}}{U_{MPP(T^a\text{máx})}}$$

Dónde:

$n_{\text{mín serie}}$: Número mínimo de módulos por ramal conectados en serie.

$U_{\text{LimInf MPP(INV)}}$: Límite Inferior de voltaje MPP del inversor en V.

$U_{MPP(T^a\text{máx})}$: Tensión de MPP del módulo a 73,25 °C en V.

$$n_{\text{mín serie}} = \frac{450\text{ V}}{23,45\text{ V}} = 19,18 \cong 19 \text{ módulos}$$

El número mínimo de módulos que podemos conectar en serie es de 19.

Escogemos para nuestro proyecto 19 módulos en serie por cadena

2.2 CÁLCULO NÚMERO MÁXIMO DE RAMALES EN PARALELO.

El número máximo de ramales en paralelo que pueden conectarse vendrá determinado por el mínimo valor de las dos siguientes estimaciones:

1. El cociente entre la Intensidad Máxima Admisible del inversor entre la Corriente de Cortocircuito (I_{SC}) del módulo cuando alcanza su valor más elevado.
2. El cociente entre la potencia máxima del inversor y la potencia pico de un ramal.

El máximo valor de intensidad posible de los módulos, corresponde a la Intensidad de Cortocircuito (I_{SC}) cuando la temperatura del módulo es máxima. La temperatura máxima del módulo corresponde con una temperatura ambiente máxima, que suele corresponder a verano y que, para climas como el de España, se puede considerar en la zona de implantación de la instalación de 42 °C y para una irradiancia del orden de 1000 W/m².

La temperatura del módulo en estas condiciones se calcula siguiendo la misma expresión que en apartados anteriores.

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

$$T_p = 42^\circ\text{C} + \left(\frac{45^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}}{800\text{W/m}^2} \right) \cdot 1000\text{W/m}^2 = 73,25^\circ\text{C}$$

La Intensidad de Cortocircuito (I_{SC}) a 73,25°C, se calcula de la siguiente forma:

Cálculo Intensidad de Cortocircuito I_{SC}

$$I_{SC(Tp)} = I_{SC(STC)} \cdot \left(1 + \frac{\Delta I_{SC}}{100} \right)$$

$$\Delta I_{SC} = \Delta I_{I_{SC}} \cdot (T_p - 25^\circ\text{C})$$

$I_{SC(Tp)}$: Intensidad de Cortocircuito a t^a del módulo en A

$I_{SC(STC)}$: Intensidad de Cortocircuito Condiciones Estándar en A

$\Delta I_{I_{SC}}$: Coeficiente de t^a Intensidad Cortocircuito (%/°C).

$$\Delta I_{SC(73,25^\circ\text{C})} = 0,058\%/^\circ\text{C} \cdot (73,25^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) = 2,79\%$$

$$I_{SC(73,25^{\circ}\text{C})} = 8,86 \text{ A} \cdot \left(1 + \frac{2,79}{100}\right) = 9,11 \text{ A}$$

De acuerdo con lo indicado anteriormente:

$$1. \quad n_{\text{máx paralelo}} = \frac{I_{\text{máxAdm(INV)}}}{I_{SC(t^{\text{a}} \text{ máx})}} = \frac{129 \text{ A}}{9,11 \text{ A}} = 14,16 \text{ ramas en paralelo}$$

$$2. \quad n_{\text{máx paralelo}} = \frac{P_{INV}}{19 \cdot P_{\text{módulo}}} = \frac{60.000 \text{ W}}{19 \text{ módulos} \cdot 245 \text{ W}} = 12,89 \text{ ramas en paralelo}$$

$I_{\text{máxAdm(INV)}}$: Intensidad Máxima Admisible del inversor en A.

$I_{SC(t^{\text{a}} \text{ máx})}$: Corriente de Cortocircuito del módulo a 73,25°C.

P_{INV} : Potencia máxima del inversor en W.

$P_{\text{módulo}}$: Potencia pico de los módulos.

Examinando los dos resultados anteriores, tomamos el mínimo valor 12, siendo este el límite máximo de ramales en paralelo.

La potencia pico del total de los paneles de la instalación no puede ser superior a 1,2 veces la potencia nominal del inversor.

$$12 \text{ ramales} \cdot 19 \text{ módulos} \cdot 245 \text{ W/módulo} = 55.860 \text{ W}$$

$$55.860 \text{ W} < 50.000 \text{ W (Potencia nominal inversor)} \cdot 1,2 = 60.000 \text{ W}$$

Tenemos que comprobar que la intensidad máxima que admite el inversor de 129 A, es superior a la intensidad de cortocircuito de los 12 ramales en paralelo a 73,25 °C.

$$I_{\text{máxAdm(INV)}} = 129 \text{ A} > (n^{\circ} \text{ ramales}) \cdot I_{SC} = 12 \cdot 9,11 \text{ A} = 109,32 \text{ A}$$

Concluimos que la instalación de 19 módulos en serie para cada uno de los 12 ramales en paralelo es correcta.

Tabla resumen de la instalación

GENERADOR FV	Modelo	JAP6
	60/245/3BB	
Potencia pico módulo	245	W
Número módulos en serie	19	Uds.
Número ramales en paralelo	12	Uds.
Número total módulos	228	Uds.
Potencia pico total	55860	W
Tensión MPP, U_{MPP}	29,59	V
Intensidad MPP, I_{MPP}	8,28	A
Intensidad Cortocircuito, I_{SC}	8,86	A
Tensión de vacío, U_{OC}	37,5	V
Coeficiente de t° Intensidad Cortocircuito	0,058	%/ $^{\circ}$ C
Coeficiente de t° tensión de vacío	-0,330	%/ $^{\circ}$ C
Coeficiente de t° Intensidad Cortocircuito	-0,470	%/ $^{\circ}$ C
TONC (Temp en cond normales de operación)	45 $\pm$ 2	$^{\circ}$ C
Dimensiones (Altura x Ancho x profundidad)	1650·991·40	mm
superficie/módulo	1,63	m ²
superficie total campo FV	371,64	m ²

GENERADOR FV	POWER	
	ELECTRONICS	
	FREESUN FS0050_T	
Potencia nominal	50000	W
Máxima Potencia	60000	W
Lim. Inf. U del rango MPP	450	V
Lim. Sup. U del rango MPP	820	V
Máxima U admisible	900	V
Máxima I admisible	129	A

2.3 DISTANCIA ENTRE PANELES

La distancia medida sobre la horizontal, entre cadenas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura determinada que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

En cualquier caso, para una latitud λ expresada en grados, la distancia mínima será:

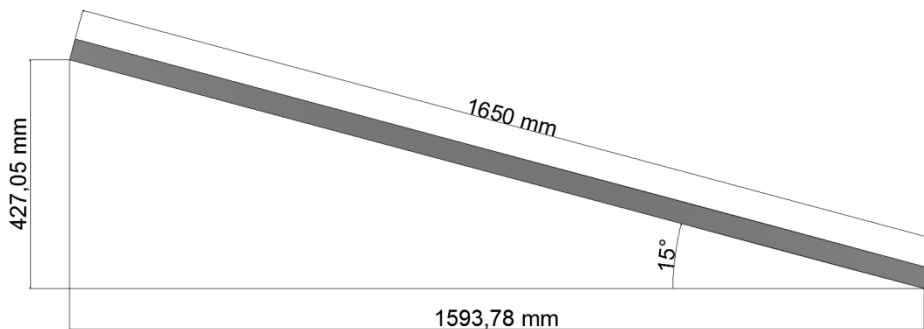
$$d = \frac{h}{\tan(61 - \lambda)}$$

Donde,

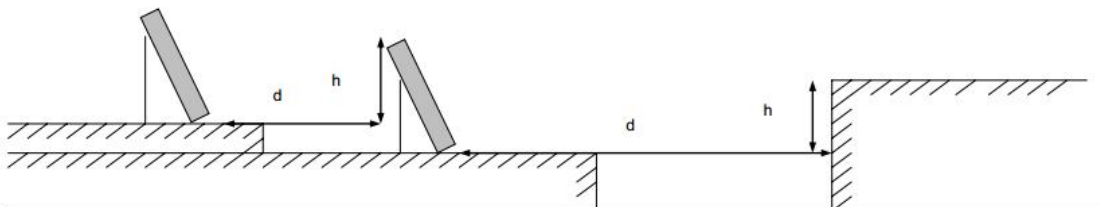
d : es la distancia mínima entre módulos o el módulo y un obstáculo

h : altura del obstáculo

λ : Latitud de Vélez-Málaga $36,78^\circ$



$$d = \frac{427,05 \text{ mm}}{\tan(61^\circ - 36,78^\circ)} = 950 \text{ mm}$$



Se considerará la distancia d como la correspondiente entre la base inferior del módulo a instalar y la proyección sobre la horizontal del obstáculo.

3 CÁLCULO CABLEADO CC

Dimensionamos las secciones de los conductores que conectan los paneles fotovoltaicos con el inversor, en cumplimiento con el REBT.

El cableado utilizado en toda la instalación será de cobre, flexible, con una tensión asignada de 0,6/1 kV de aislamiento. El diseño del cableado se realiza para que no se supere una caída de tensión mayor del 1,5 % para continua.

3.1 CÁLCULO CONDUCTORES DE CONEXIONADO DE MÓDULOS EN SERIE

Atiende a los criterios de caída de tensión reglamentaria e intensidad máxima admisible que circula por el conductor. Cálculo de la sección por criterio de caída de tensión:

Empleando las siguientes fórmulas:

$$S = \frac{2 \cdot P_{mpp} \cdot L}{k \cdot \Delta V \cdot U_{mpp}}$$

Dónde:

S: Sección del conductor en mm².

P_{mpp} : Potencia en el punto de máxima potencia de la cadena, en W.

L: Longitud del conductor en metros.

U_{mpp} : Tensión de la cadena en el punto de máxima potencia.

k (cobre): 56 m/Ω · mm².

ΔV : Caída de tensión máxima considerada, expresada en voltios (1%)

$$S = \frac{2 \cdot 4655 \text{ W} \cdot 35 \text{ m}}{56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2 \cdot 5,62 \text{ V} \cdot 562,21 \text{ V}} = 1,84 \text{ mm}^2$$

Los conductores que conexionan cada panel con el siguiente en serie vienen determinados por el fabricante con una sección de 4 mm^2 , donde para ello utilizaremos cables Multicontact MC4. Cada cadena o array en serie está constituido por 19 módulos fotovoltaicos.

Criterio caída de tensión

Para el cálculo de caída de tensión se considera el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico.

Aplicando esta ecuación, obtenemos la caída de tensión que produce el conexionado en serie de los paneles:

$$\Delta V = 2 \cdot I \cdot \frac{1}{\gamma} \cdot \frac{L}{S}$$

Siendo:

ΔV : Caída de tensión en voltios

I : Intensidad MPP que circula en A

γ : Conductividad del cobre $56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$.

L : Longitud del cable en m.

S : Sección del cable en mm^2 .

$$\Delta V = 2 \cdot 8,28 \text{ A} \cdot \frac{1}{56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot \frac{35 \text{ m}}{4 \text{ mm}^2} = 2,588 \text{ V}$$

Para una longitud de 35 m, la caída de tensión que se produce es de 2,588 V, lo que se traduce a un 0,393 %, el cable de fábrica cumple.

Criterio térmico

Para el dimensionado del cable en función de la intensidad máxima admisible, se va considerar el 130 % de la intensidad máxima que va a transportar la línea de corriente continua, es decir, la de cortocircuito.

$$I_{m\acute{a}x} = 1,3 \cdot 8,86 = 11,518 \text{ A}$$

Los conductores del apartado anterior cumplen con el criterio de calentamiento, según apartado 2.2.3 de la ITC-BT-19 del REBT.

Conductor seleccionado

Conductor de 4 mm² de Cu con conector Multicontact MC4. El conductor seleccionado se encuentra incluido en el embalaje del producto, por lo que será suministrado por el distribuidor. Instalado en bandeja.

La tabla siguiente resume la configuración para todos los arrays:

Array 19 módulos	Long	Polaridad	Umáx (V)	Imáx (A)	mm ²	Icable(A)
	35	Unipolar II	562,21	8,28	4	45
	Pérdidas					
	Resistencia	ΔU (V)	ΔU (%)	Protección	(W)	Total (W)
	0,299	2,588	0,460	12	21,425	257,094

3.2 CABLEADO PANELES – CAJA COMBINADORA

En este apartado dimensionamos la línea que une cada cadena, array o string con la caja conexiones siguiendo los mismos criterios anteriores.

Los conductores que conexionan cada array con la caja de combinaciones serán de 6 mm², donde para ello utilizaremos cables Multicontact MC4. Cada cadena o array en serie está constituido por 19 módulos fotovoltaicos.

	Long m	Polaridad	U _{máx} (V)	I _{máx} (A)	mm ²	I _{cable} (A)
Array 1	60	Unip II	562,21	9,11	6	57
Array 2	56	Unip II	562,21	9,11	6	57
Array 3	52	Unip II	562,21	9,11	6	57
Array 4	48	Unip II	562,21	9,11	6	57
Array 5	44	Unip II	562,21	9,11	6	57
Array 6	40	Unip II	562,21	9,11	6	57
Array 7	40	Unip II	562,21	9,11	6	57
Array 8	44	Unip II	562,21	9,11	6	57
Array 9	48	Unip II	562,21	9,11	6	57
Array 10	52	Unip II	562,21	9,11	6	57
Array 11	56	Unip II	562,21	9,11	6	57
Array 12	60	Unip II	562,21	9,11	6	57
	Pérdidas					
	Resistencia	ΔU (V)	ΔU (%)	Protección	(W)	Total (W)
Array 1	0,342	3,254	0,579	12	29,640	296,400
Array 2	0,319	3,037	0,540	12	27,664	
Array 3	0,296	2,820	0,502	12	25,688	
Array 4	0,274	2,603	0,463	12	23,712	
Array 5	0,251	2,386	0,424	12	21,736	
Array 6	0,228	2,169	0,386	12	19,760	
Array 7	0,228	2,169	0,386	12	19,760	
Array 8	0,251	2,386	0,424	12	21,736	
Array 9	0,274	2,603	0,463	12	23,712	
Array 10	0,296	2,820	0,502	12	25,688	
Array 11	0,319	3,037	0,540	12	27,664	
Array 12	0,342	3,254	0,579	12	29,640	

3.3 CÁLCULO CONDUCTORES DE CAJA CONEXIONADO A INVERSOR

Desde la caja de conexiones, donde se unifican los arrays, parte una línea que se conectará en la entrada del inversor. En este apartado se dimensiona el cableado que une la caja de conexiones con la entrada en el inversor.

Atiende a los criterios de caída de tensión reglamentaria e intensidad máxima admisible que circula por el conductor. Cálculo de la sección por criterio de caída de tensión:

Empleando las siguientes fórmulas:

$$S = \frac{2 \cdot P_{mpp} \cdot L}{k \cdot \Delta V \cdot U_{mpp}}$$

Dónde:

S: Sección del conductor en mm^2 .

P_{mpp} : Potencia en el punto de máxima potencia de la cadena, en W.

L: Longitud del conductor en metros.

U_{mpp} : Tensión de la cadena en el punto de máxima potencia.

k (cobre): $56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$.

ΔV : Caída de tensión máxima considerada, expresada en voltios (1%)

$$S = \frac{2 \cdot 55860 \text{ W} \cdot 20 \text{ m}}{56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2 \cdot 5,62 \text{ V} \cdot 562,21 \text{ V}} = 12,85 \text{ mm}^2$$

Criterio caída de tensión

Para el cálculo de caída de tensión se considera el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico.

Aplicando esta ecuación, obtenemos la caída de tensión que produce el conexionado en serie de los paneles:

$$\Delta V = 2 \cdot I \cdot \frac{1}{\gamma} \cdot \frac{L}{S}$$

Siendo:

ΔV : Caída de tensión en voltios

I : Intensidad MPP que circula en A

γ : Conductividad del cobre $56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$.

L : Longitud del cable en m.

S : Sección del cable en mm^2 .

$$\Delta V = 2 \cdot 99,36 \text{ A} \cdot \frac{1}{56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot \frac{20 \text{ m}}{35 \text{ mm}^2} = 2,02 \text{ V}$$

Para una longitud de 20 m, la caída de tensión que se produce es de 2,02 V, lo que se traduce a un 0,277 %, cumple.

Criterio térmico

Para el dimensionado del cable en función de la intensidad máxima admisible, se va considerar el 130 % de la intensidad máxima que va a transportar la línea de corriente continua, es decir, la de cortocircuito.

$$I_{\text{máx}} = 1,3 \cdot 8,86 \cdot 12(\text{arrays}) = 138,3 \text{ A}$$

El conductor del apartado anterior cumple con el criterio de calentamiento, según apartado 2.2.3 de la ITC-BT-19 del REBT.

Conductor seleccionado

Conductor RV-K 0,6/1 kV 2 x 35 mm^2 Cu

	Long	Polaridad	Umáx (V)	Imáx (A)	mm ²	Icable(A)
CAJA CONEX INVERSO R	25	Unipolar II	562,21	109,32	35	154
	Resistenci a	ΔU (V)	ΔU (%)	Protección	Total (W)	
	0,024	2,789	0,496	12	304,869	

4 CÁLCULO CABLEADO CA

Desde el inversor, situado en el cuarto de contadores, saldrá una línea trifásica hasta la caja de embarrado.

Atiende igualmente a los criterios de caída de tensión reglamentaria e intensidad máxima admisible que circula por el conductor

Cálculo de la sección por criterio de caída de tensión:

$$\Delta V = \frac{P \cdot L}{k \cdot S \cdot U}$$

Dónde:

S: Sección del conductor en mm².

P: Potencia máxima del inversor.

L: Longitud del conductor en metros.

U: Tensión nominal (400 V)

k (cobre): 56 m/Ω · mm².

ΔV : Caída de tensión máxima considerada, en V.

$$12 V = \frac{50000 \cdot 3}{56 \cdot S \cdot 400} = S = 70 \text{ mm}^2$$

Cálculo de la sección por criterio de la intensidad máxima admisible por el conductor:

Para este cálculo se usan las siguientes fórmulas:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi}$$

Dónde:

I: Intensidad de corriente en A.

P: Potencia máxima de salida del inversor en W.

U: Tensión de servicio en V.

$\cos \varphi : 1$

$$I = \frac{50000 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,85} = 84,90 \text{ A}$$

$$I_{adm} = I_{tabla} \cdot f_{Corr}$$

$$I_{circuito} < I_{adm}$$

Conductor RV-K 0,6/1 kV (4 x 70+TT70) mm² Cu

5 CÁLCULO PÉRDIDAS

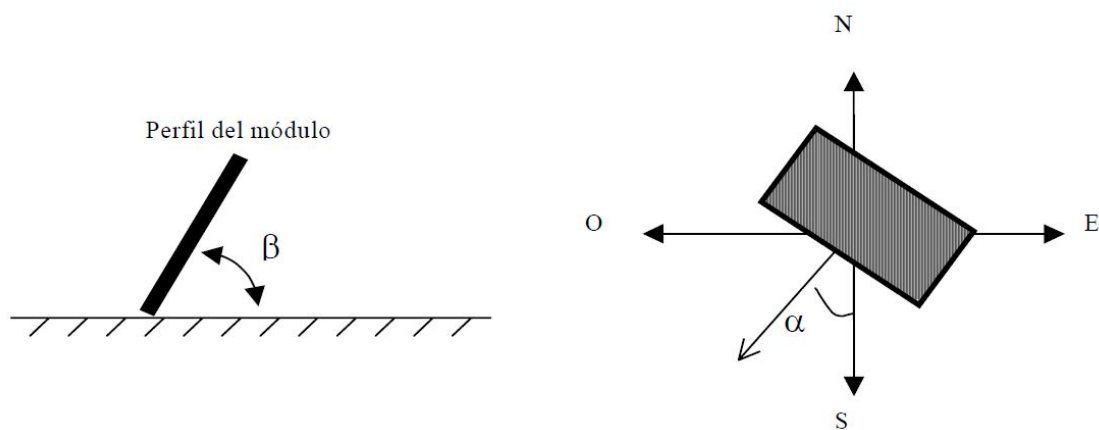
Cualquier sistema de producción energética está sometido a una serie de pérdidas en las diferentes etapas de transformación y/o transporte de la energía que afectan al global de la energía producida. Evaluarlas y limitarlas forma parte del diseño adecuado de la instalación fotovoltaica. Se podrán distinguir:

- Pérdidas por sombreado
- Pérdidas por temperatura
- Pérdidas en el cableado
- Pérdidas de disponibilidad
- Rendimiento del inversor
- Pérdidas por suciedad

5.1 PÉRDIDAS POR POSICIÓN

Dado que los módulos están posicionados con una inclinación y orientación fijas, los rayos solares no inciden de forma perpendicular al panel, como sería deseable, la mayor parte del tiempo. Esta circunstancia provoca una merma en la energía que capta el módulo solar y que depende de la hora y del día del año.

La orientación de los paneles será hacia el sur si nos encontramos en el hemisferio Norte, y hacia el norte si nos encontramos en el hemisferio Sur, es decir siempre buscando la perpendicularidad al sol en las horas de medio día.



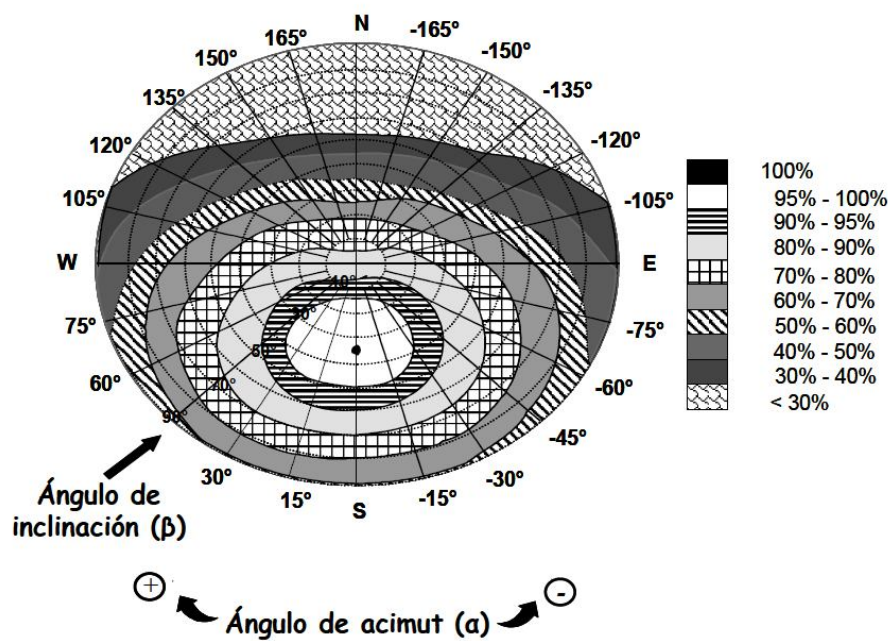
Fuente: Código Técnico de la Edificación HE4

La altura solar en invierno es menor que en verano, por tanto usaremos ángulos de inclinación mayores en invierno.

Para saber cuál será el ángulo óptimo debemos tener en cuenta las características de la instalación y su uso, en este caso una empresa de congelados con un perfil de consumo anual que presenta una demanda de energía superior durante los meses de verano, la inclinación de los paneles fotovoltaicos podrá ser en este caso de 15° .

5.2 PÉRDIDAS POR SOMBREADO

Colocando los paneles paralelos a fachada sur tenemos una orientación de 0° . En nuestro caso, para un ángulo de inclinación de 15° y un acimut de 0° nos da un resultado de rendimiento entre el 95-100%, según la figura publicada por el CTE-HE4 para el cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación distinta de la óptima y por sombras. Para la comprobación de los valores que hemos escogido, adjuntamos a continuación la figura publicada por el CTE-HE4 para el cálculo del factor "FS", que considera las pérdidas por orientación e inclinación distinta de la óptima.



Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación.

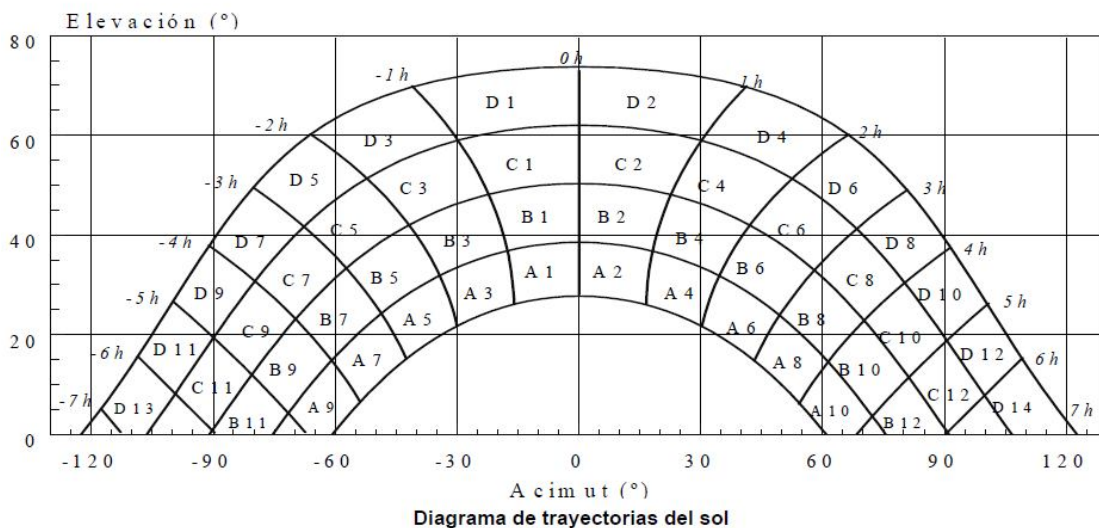
Fuente: Código Técnico de la Edificación HE4

Las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debidas a sombras circundantes se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie, de no existir sombra alguna.

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del sol.

Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición acimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito.

Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura siguiente, en el que se muestra la banda de trayectorias del sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares. Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2, ..., D14).



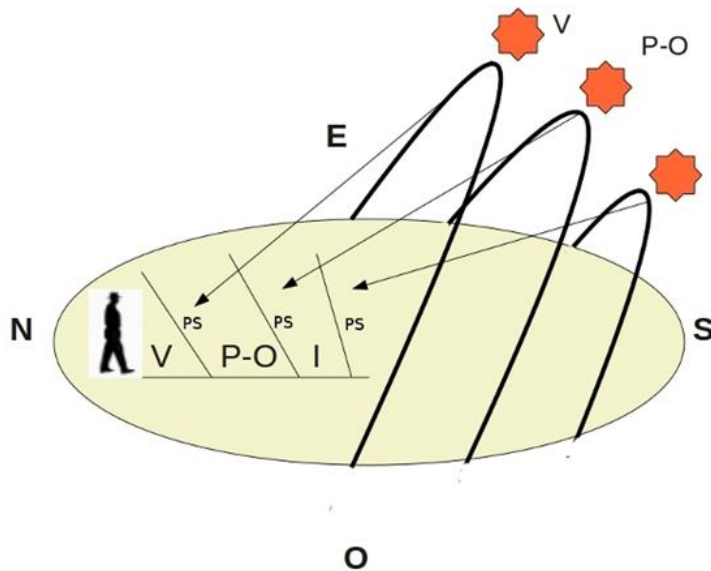
Fuente: Código Técnico de la Edificación HE4

Cada una de las porciones de la figura anterior representa el recorrido del sol en un cierto periodo de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo. Escogemos para el cálculo la tabla de referencia más adecuada del anejo B del CTE H4.

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos

representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25, 0,50, 0,75 ó 1.

En este caso la instalación es en nave industrial en una parcela aislada por lo que no tenemos pérdidas por sombras.



Fuente: <http://www.lawebdelasenergiasrenovables.com>

5.3 PÉRDIDAS POR TEMPERATURA

La temperatura influye decisivamente sobre la potencia que puede suministrar el módulo fotovoltaico a razón de lo indicado por el fabricante:

MÓDULO FOTOVOLTAICO	
Coef. Tª Potencia MPP	0,430 %/°C
TONC	45 °C

Las temperaturas extremas nos la suministra AEMET y sirven para calcular los valores máximo y mínimo de los parámetros eléctricos necesarios para el dimensionado.

Para la evaluación de las pérdidas utilizamos los valores horarios de temperatura ambiente y radiación de PVGIS-CMSAF. Para cada hora se ha calculado la temperatura de celda a través de la expresión siguiente:

Ecuación cálculo temperatura de la célula

$$T_{célula} (^{\circ}\text{C}) = T_{ambiente} (^{\circ}\text{C}) + G (\text{W}/\text{m}^2) \cdot \left(\frac{T_{ONC} (^{\circ}\text{C}) - 20 (^{\circ}\text{C})}{800 \text{ W}/\text{m}^2} \right)$$

Dónde:

$T_{célula}$: Temperatura del módulo en $^{\circ}\text{C}$

$T_{ambiente}$: Temperatura ambiente en $^{\circ}\text{C}$

T_{ONC} : Temperatura de operación normal de la célula en $^{\circ}\text{C}$

G : Irradiancia en W/m^2

Esta temperatura de célula permite, hora a hora, calcular la radiación efectiva percibida por la placa con una inclinación de 15° , la cual se obtiene mediante la ecuación siguiente, tomando las medias mensuales de dicha radiación junto con las recibidas a 15° de inclinación sin aplicar el efecto de la temperatura, podremos evaluar las pérdidas de potencia por la aplicación del coeficiente anteriormente mostrado.

Cálculo radiación efectiva con inclinación 15°

$$G_{efectiva\ 15^{\circ}} = G_{15^{\circ}} \cdot \left(1 + \frac{\Delta G}{100} \right)$$

$$\Delta G = \Delta P_{MPP} \cdot (T_{célula} - 25 (^{\circ}\text{C}))$$

Dónde:

$G_{efectiva\ 15^{\circ}}$: Radiación Efectiva con una inclinación 15° , en W/m^2 .

$G_{15^{\circ}}$: Radiación con inclinación 15° , en W/m^2 .

ΔP_{MPP} : Coeficiente de T^a Potencia MPP $\%/^{\circ}\text{C}$.

En la siguiente tabla presentamos los valores de pérdidas promedio para cada mes.

MES	t ambiente °C	TONC °C	E (W/m ²)	T _{CELULA} °C	Pérdidas %
Enero	12,00	45	388,54	24,14	0,37
Febrero	12,80	45	469,92	27,49	1,07
Marzo	14,80	45	485,36	29,97	2,14
Abril	16,60	45	519,19	32,82	3,36
Mayo	19,50	45	533,41	36,17	4,80
Junio	23,70	45	565,24	41,36	7,04
Julio	25,90	45	585,32	44,19	8,25
Agosto	26,20	45	570,13	44,02	8,18
Septiembre	23,20	45	522,06	39,51	6,24
Octubre	19,70	45	472,39	34,46	4,07
Noviembre	15,20	45	411,02	28,04	1,31
Diciembre	12,70	45	389,51	24,87	0,05

5.4 PÉRDIDAS EN EL CABLEADO

Tanto en los cables de CC como en los de CA se producen unas pérdidas de potencia que dependen en gran medida de la longitud del circuito. Estas se calcularán para la máxima corriente posible (máxima radiación). Se calculan de forma diferente para los circuitos CC y CA.

5.4.1 PÉRDIDAS EN CIRCUITOS CC

Se evalúan con la siguiente ecuación:

$$\Delta P_{CC} = I^2 \cdot R$$

Dónde:

ΔP_{CC} : Pérdidas en W.

R : Resistencia del cable en Ω .

I : Intensidad que circula en A.

ARRAY serie	Resistencia	ΔU (V)	ΔU (%)	Pérdidas (W)	Total (W) 12 cadenas
	0,299	2,588	0,460	21,425	257,094

	Resistencia	ΔU (V)	ΔU (%)	Pérdidas (W)	Total (W)
Array 1 -caja	0,513	2,957	0,526	24,485	244,851 W
Array 2 -caja	0,479	2,760	0,491	22,853	
Array 3 -caja	0,445	2,563	0,456	21,220	
Array 4 -caja	0,410	2,366	0,421	19,588	
Array 5 -caja	0,376	2,169	0,386	17,956	
Array 6 -caja	0,342	1,971	0,351	16,323	
Array 7 -caja	0,342	1,971	0,351	16,323	
Array 8 -caja	0,376	2,169	0,386	17,956	
Array 9 -caja	0,410	2,366	0,421	19,588	
Array 10 - caja	0,445	2,563	0,456	21,220	
Array 11 - caja	0,479	2,760	0,491	22,853	
Array 12 - caja	0,513	2,957	0,526	24,485	

Caja Conex.- inversor	Resistencia	ΔU (V)	ΔU (%)	Total (W)
	0,214	2,712	0,482	288,366

Pérdidas totales en CC	790,311 W
% Total	1,415 %

5.4.2 PÉRDIDAS EN CIRCUITOS CA

Se evalúan con la siguiente ecuación:

$$\Delta P_{CA} = 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot L$$

Dónde:

ΔP_{CA} : Pérdidas en W.

R: Resistencia del cable en Ω .

I: Intensidad que circula en A.

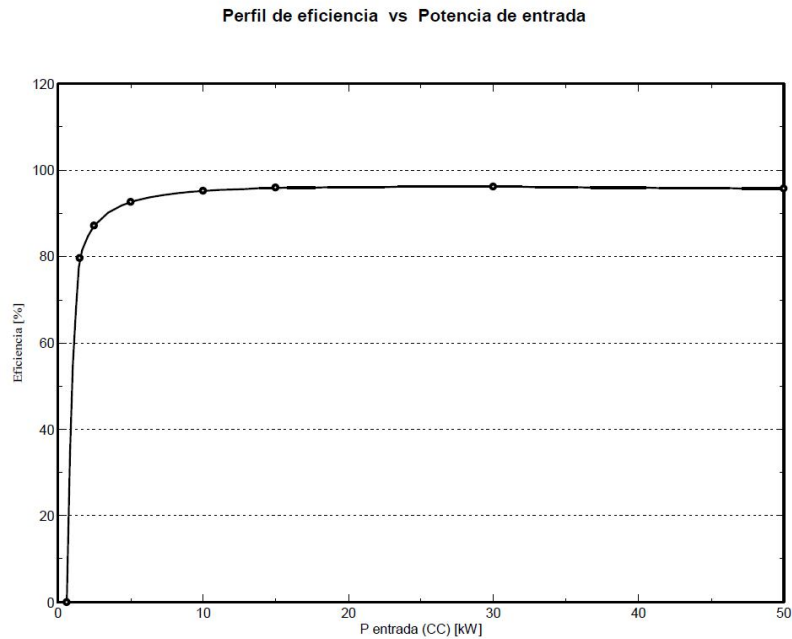
L: Longitud del cableado en m.

Para establecer las pérdidas en corriente alterna, tenemos en cuenta la distancia desde el inversor a la caja de embarrado en el cuadro eléctrico.

Inversor - cuadro CA	Pot (W)	U (V)	I (A)	S (mm ²)	R	AU(%)	Pérd (W)
	50000	400	73	35	0,028	0,053	15,48
% Total							0,031

5.5 RENDIMIENTO DEL INVERSOR

El inversor utilizado se caracteriza por su elevado rendimiento, tal y como se muestra en la siguiente figura suministrada por el fabricante:



El rendimiento europeo del inversor es del 95,5%, que se calcula como sigue:

$$\eta_{\text{europeo}} = 0,03\eta_{5\%} + 0,06\eta_{10\%} + 0,13\eta_{20\%} + 0,1\eta_{30\%} + 0,48\eta_{50\%} + 0,2\eta_{100\%}$$

La distorsión armónica de corriente es $< 3\%$ de la potencia nominal.

5.6 PÉRDIDAS POR DISPONIBILIDAD

La disponibilidad de la instalación: considera pérdidas por caídas de la red debidos a fallos en la red de distribución provocados por múltiples causas (caída de árboles, tormentas, manipulaciones,...), labores de mantenimiento de la planta, fallos en el inversor, etc.

En este caso suponemos un valor de disponibilidad de un 99%.

5.7 PERFORMANCE RATIO

Todas las tasas de rendimiento o pérdidas mostradas anteriormente se resumen en un único concepto global llamado Performance Ratio, PR, que se define como la relación entre la energía anual entregada efectivamente a la red interior, E_{AC} , y la que entregaría un sistema ideal (sin pérdidas ni el inversor, ni generador,... y con las células fotovoltaicas operando siempre a 25°C, sin sombras,...) que recibiese la misma radiación solar.

Cálculo Performance Ratio PR

$$PR = \frac{E_{CA}}{P_{MG} \cdot \frac{G_A}{G}}$$

Dónde:

P_{MG} : Potencia pico del campo fotovoltaico.

G_A : Irradiación global sobre la superficie del generador.

G : Irradiancia en condiciones estándar, $G = 1.000 \text{ W/m}^2$.

Por definición, este parámetro es variable mes a mes.

Para el cálculo del PR(%) se han tenido en cuenta todas las pérdidas evaluadas anteriormente, presentadas en la siguiente tabla.

	Rend. Temp	Rend. CC	Rend. CA	Rend. somb	Rend. conex.	Rend. Pol	Rend. Inv	Rend. Disp	PR
Enero	100%	99%	100%	98%	96%	97%	96%	99%	85%
Febrero	99%	99%	100%	98%	96%	97%	96%	99%	84%
Marzo	98%	99%	100%	98%	96%	97%	96%	99%	83%
Abril	97%	99%	100%	98%	96%	97%	96%	99%	82%
Mayo	95%	99%	100%	98%	96%	97%	96%	99%	81%
Junio	93%	99%	100%	98%	96%	97%	96%	99%	79%
Julio	92%	99%	100%	98%	96%	97%	96%	99%	78%
Agosto	92%	99%	100%	98%	96%	97%	96%	99%	78%
Septiembre	94%	99%	100%	98%	96%	97%	96%	99%	80%
Octubre	96%	99%	100%	98%	96%	97%	96%	99%	82%
Noviembre	99%	99%	100%	98%	96%	97%	96%	99%	84%
Diciembre	100%	99%	100%	98%	96%	97%	96%	99%	85%

Media 81,71%

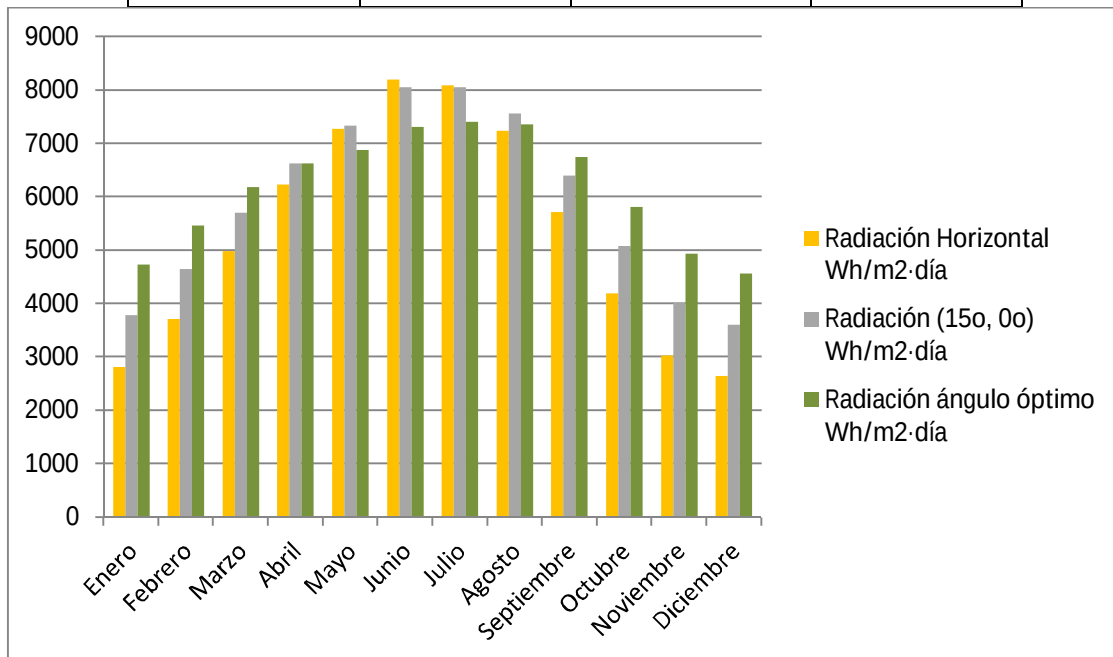
6 BALANCE ENERGÉTICO

Todos los valores de pérdidas calculados anteriormente sirven de base para el cálculo de la producción energética, que dependerá de la base de datos de radiación elegida. Hemos escogido la base de datos PVGIS-CMSAF

6.1 RADIACIÓN EFECTIVA

En la tabla siguiente tenemos representada la irradiancia diaria media de cada mes para la inclinación que van a tener nuestros paneles y para la horizontal.

FUENTE PVGIS- CMSAF	Radiación Horizontal Wh/m ² ·día	Radiación (15°, 0°) Wh/m ² ·día	Radiación ángulo óptimo Wh/m ² ·día
Enero	2810	3790	4730
Febrero	3710	4650	5470
Marzo	4990	5710	6180
Abril	6230	6630	6630
Mayo	7280	7340	6880
Junio	8200	8060	7310
Julio	8090	8050	7410
Agosto	7240	7560	7360
Septiembre	5720	6400	6750
Octubre	4190	5080	5810
Noviembre	3030	4010	4940
Diciembre	2640	3610	4570
MEDIA MENSUAL:	5344	5908	6170



6.2 HORAS DE SOL PICO (HSP)

Este parámetro permite calcular, una vez aplicado el PR a la radiación efectiva, la energía generada mes a mes. Multiplicando la Radiación Efectiva 15° por los días que tiene cada mes y sumando por todos los meses, resultan las horas sol pico que vamos a tener durante el año. Cada hora sol pico equivale a 1000 Wh/m^2 . Sus valores mes a mes se muestran a continuación:

FUENTE PVGIS- CMSAF	Radiación (15° , 0°) $\text{Wh/m}^2 \cdot \text{día}$	HSP/mes 1000 Wh/m^2
Enero	3790	117
Febrero	4650	144
Marzo	5710	177
Abril	6630	206
Mayo	7340	228
Junio	8060	250
Julio	8050	250
Agosto	7560	234
Septiembre	6400	198
Octubre	5080	157
Noviembre	4010	124
Diciembre	3610	112
MEDIA MENSUAL:	5908	183
TOTAL HSP ANUALES		2198

6.3 ESTIMACIÓN ENERGÍA AUTOCONSUMIDA

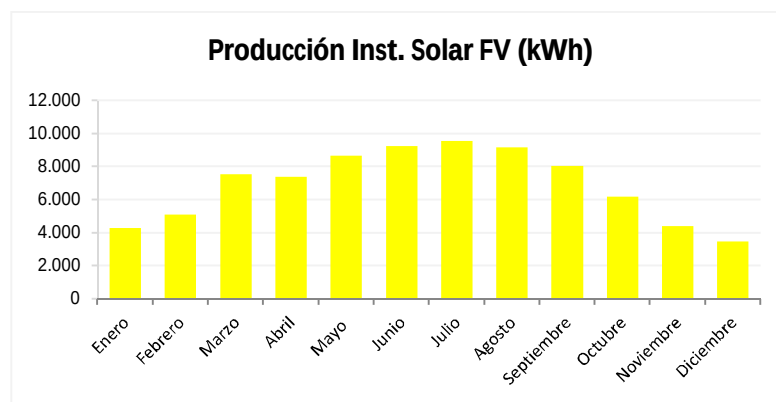
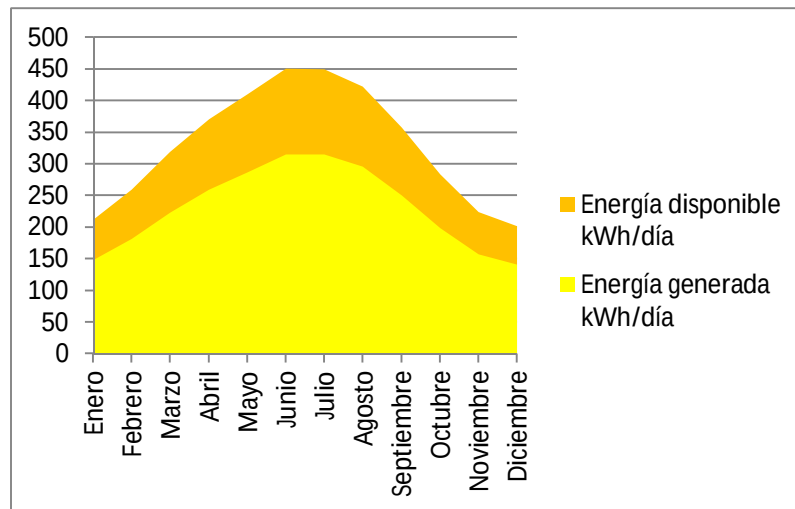
Tenemos en cuenta la potencia pico instalada 55,86 kWp, la radiación efectiva a 15° y el coeficiente PR (%) anteriormente obtenido se puede calcular finalmente la energía generada por nuestra planta fotovoltaica.

Cálculos que llevamos a cabo con las siguientes expresiones:

$$\text{Energía disponible (kWh/mes)} = (\text{Radiación efectiva } 15^\circ) \cdot P_{\text{pico}}$$

$$\begin{aligned} \text{Energía generada (kWh/mes)} \\ = \text{Energía disponible (kWh/mes)} \cdot PR \text{ (Tasa pérdidas)} \end{aligned}$$

FUENTE PVGIS-CMSAF	Energía disponible kWh/día	Energía generada kWh/día	Energía mensual kWh/mes
Enero	212	148	4594
Febrero	260	182	5091
Marzo	319	223	6921
Abril	370	259	7777
Mayo	410	287	8897
Junio	450	315	9455
Julio	450	315	9758
Agosto	422	296	9164
Septiembre	358	250	7508
Octubre	284	199	6158
Noviembre	224	157	4704
Diciembre	202	141	4376
MEDIA MENSUAL	330	231	7034
TOTAL kWh ANUAL	84403		



Nuestro sistema solar genera 84400 kWh anuales.

6.4 SIMULACIÓN AUTOCONSUMO

Distribución de periodos tarifarios según precio del kWh en la península para la tarifa
3.0A

CALENDARIO ENERGÉTICO PENINSULAR 2014 TARIFA 3,0A

	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-0
ENERO	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2
FEBRERO	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2
MARZO	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2
El cambio de horario de VERANO se produce el ultimo domingo de Marzo según la directiva europea 2000/84																								
ABRIL	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2
MAYO	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2
JUNIO	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2
JULIO	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2
AGOSTO	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2
SEPTIEMBRE	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2
OCTUBRE	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2
El cambio de horario de INVIERNO se produce el ultimo domingo de Octubre según la directiva europea 2000/84																								
NOVIEMBRE	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2
DICIEMBRE	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2
	P1	PUNTA				P2	LLANO				P3	VALLE												

P1 PUNTA P2 LLANO P3 VALLE

Fuente: Ministerio de Fomento

Coste del kWh por periodo:

PERIODO	€/kWh
P1	0,1389
P2	0,1093
P3	0,0734

Hábitos de Trabajo

**Grado de cumplimiento
del horario laboral tipo
del cliente según
calendario laboral**

Laborable	100%
Sábados	100%
Domingos	50%
Festivos	50%

Demanda eléctrica de la empresa en cuestión por periodos y mes junto con el coste de la energía. Estos datos se los ha facilitado Endesa al cliente.

DEMANDA ELECTRICA POR PERIODOS					
MES	Periodo 1 (kWh)	Periodo 2 (kWh)	Periodo 3 (kWh)	Total (kWh)	Coste Energía (€)
Enero	2.557	8.506	3.577	14.640	1.548
Febrero	2.375	7.288	3.226	12.889	1.364
Marzo	3.283	10.205	4.820	18.308	1.926
Abril	4.490	11.261	5.757	21.508	2.278
Mayo	4.883	13.004	6.077	23.964	2.546
Junio	4.542	11.438	5.686	21.666	2.299
Julio	6.909	19.624	9.427	35.960	3.797
Agosto	7.996	21.866	11.044	40.906	4.312
Septiembre	5.966	16.278	8.605	30.849	3.240
Octubre	5.437	14.752	7.500	27.689	2.919
Noviembre	4.063	13.256	6.600	23.919	2.498
Diciembre	2.364	7.511	3.379	13.254	1.398
Total Anual	54.865	154.989	75.698	285.552	30.124

Con los datos de radiación solar facilitados por el sistema PVGIS, obtenemos los datos de producción fotovoltaica correspondientes a cada periodo de tarificación.

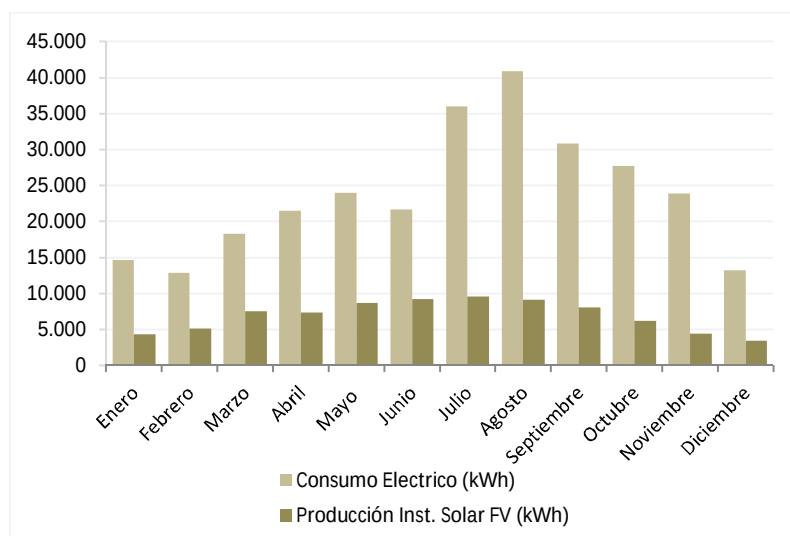
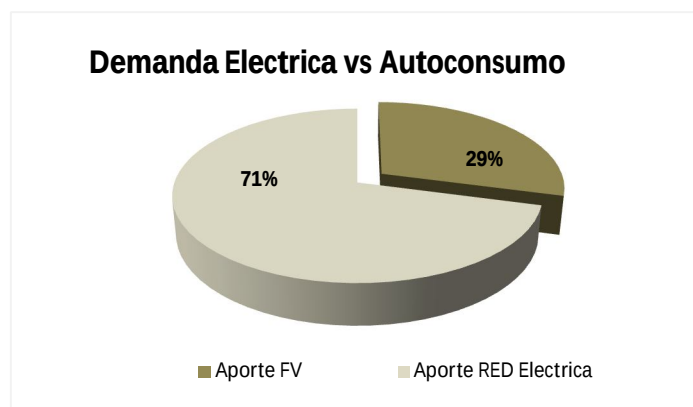
PERFIL DE GENERACIÓN vs PERIODOS 3.0A			
	P1	P2	P3
Enero	0,0%	100,0%	0,0%
Febrero	0,0%	99,5%	0,5%
Marzo	0,7%	97,2%	2,1%
Abril	44,4%	55,0%	0,6%
Mayo	42,6%	56,0%	1,4%
Junio	42,6%	55,8%	1,6%
Julio	43,4%	55,3%	1,3%
Agosto	45,2%	54,2%	0,6%
Septiembre	47,2%	52,6%	0,1%
Octubre	50,3%	49,7%	0,0%
Noviembre	0,0%	100,0%	0,0%
Diciembre	0,0%	100,0%	0,0%

Con los datos de producción fotovoltaica por periodos y los costes de tarificación calculamos el ahorro.

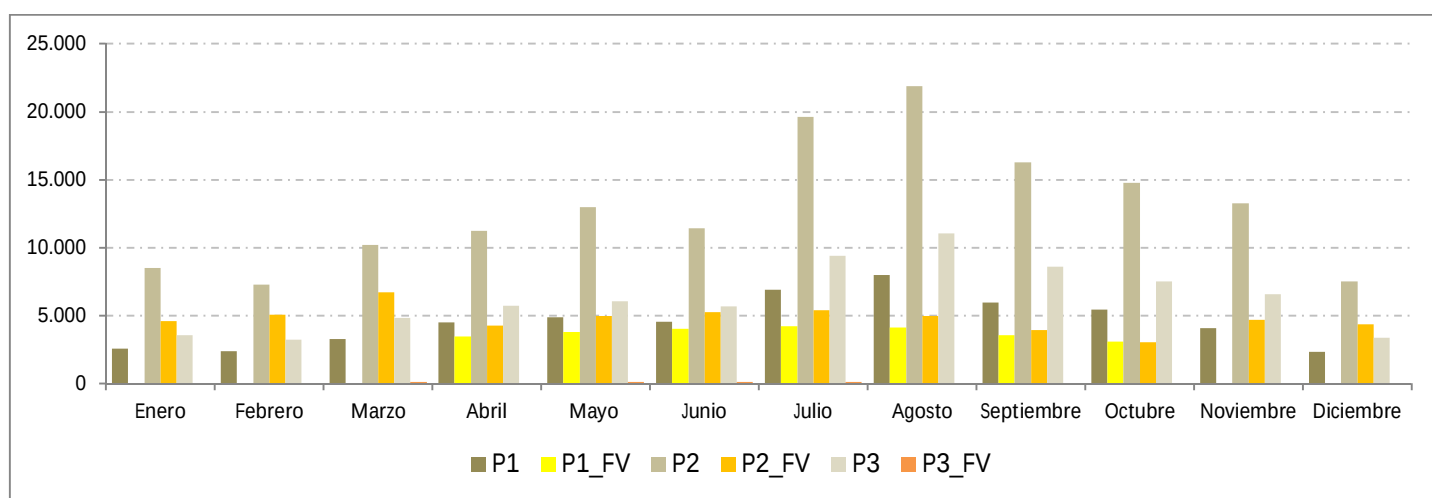
GENERACIÓN ELECTRICA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA					
Tarifa 3.0A	Periodo 1 (kWh)	Periodo 2 (kWh)	Periodo 3 (kWh)	Total (kWh)	Ahorro Energía (€)
Enero	0	4.594	0	4.594	502
Febrero	0	5.067	24	5.091	556
Marzo	50	6.727	143	6.921	753
Abril	3.456	4.276	45	7.777	951
Mayo	3.787	4.986	124	8.897	1.080
Junio	4.031	5.273	151	9.455	1.148
Julio	4.236	5.400	122	9.758	1.188
Agosto	4.139	4.966	59	9.164	1.122
Septiembre	3.547	3.950	10	7.508	925
Octubre	3.095	3.063	0	6.158	765
Noviembre	0	4.704	0	4.704	514
Diciembre	0	4.376	0	4.376	478
Total	26.340	57.384	679	84.403	9.983
Anual	31,8%	69,3%	0,8%		

Comparando los consumos con los datos de producción fotovoltaica obtenemos el porcentaje de reducción en el consumo de la red de Endesa.

Tarifa 3.0A	Comparativa : Consumo vs Producción FV (kWh)						
MES	P1	P2	P3	P1	P2	P3	
Enero	2.557	8.506	3.577	0	4.594	0	
Febrero	2.375	7.288	3.226	0	5.067	24	
Marzo	3.283	10.205	4.820	50	6.727	143	
Abril	4.490	11.261	5.757	3.456	4.276	45	
Mayo	4.883	13.004	6.077	3.787	4.986	124	
Junio	4.542	11.438	5.686	4.031	5.273	151	
Julio	6.909	19.624	9.427	4.236	5.400	122	
Agosto	7.996	21.866	11.044	4.139	4.966	59	
Septiembre	5.966	16.278	8.605	3.547	3.950	10	
Octubre	5.437	14.752	7.500	3.095	3.063	0	
Noviembre	4.063	13.256	6.600	0	4.704	0	
Diciembre	2.364	7.511	3.379	0	4.376	0	
Total Periodos	54.865	154.989	75.698	26.341	57.382	678	
Total Anual	285.552			84.401			
Gasto Periodo (€)	7.623	16.944	5.557	3.660	57.382	50	Ahorro Periodo (€)
Gasto con Imp. (€)	8.013	17.810	5.841	3.847	6.594	52	Ahorro Imp. (€)
Gasto Total (€)	31.663			10.493			Ahorro Total (€)



Tarifa 3.0A – Consumo frente a producción FV (kWh)



7 CÁLCULO PUESTA A TIERRA

Las puestas a tierra se establecen principalmente con el objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

El cálculo de la puesta a tierra se realizará de acuerdo con la ITC-BT-18 del REBT.

Se realizarán tres sistemas de puesta a tierra independientes:

- Tierra de protección Corriente Continua: donde se conectarán las masas del lado de corriente continua.
- Tierra de protección Corriente Alterna: donde se conectarán las masas del lado de corriente alterna.
- Tierra de Servicio: para conectar el neutro del inversor.

En ausencia de datos fiables sobre el valor de la resistividad del terreno en cuestión, nos remitimos a los valores orientativos que ofrece el REBT en su tabla 3 de la ITC-BT-18, considerando una resistividad de cálculo de $275 \Omega \cdot m$ para un terreno de arena arcillosa.

En la puesta en marcha de la instalación se deberá comprobar que la resistencia a tierra es inferior a la calculada en este proyecto.

7.1 RESISTENCIA MÁXIMA DE LA PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a:

- 24 V en local o emplazamiento conductor.
- 50 V en los demás casos.

La protección diferencial que protege la instalación es para este proyecto de 300 mA, y se considerará esta instalación como local o emplazamiento conductor, por lo que la resistencia máxima de puesta a tierra será:

$$R = \frac{V}{I} = \frac{24}{0,3} = 80 \, \Omega$$

7.2 PUESTA A TIERRA DE PROTECCIÓN DE CORRIENTE CONTÍNUA

El generador fotovoltaico tendrá su puesta a tierra de protección de corriente continua.

Todas las partes metálicas de los elementos de corriente continua se unen a esta tierra de protección, como son la estructura metálica soporte, marco de los módulos, envolvente de la caja de combinaciones de corriente continua, borne de tierra de protección de corriente continua del inversor, etc.

Configuración:

	Anillo
Geometría del sistema	rectangular
Distancia de la red	18 m x 35 m
Número de picas	4
Longitud de las picas	2 m

Las picas se unirán entre sí con conductor desnudo de cobre de 35 mm².

Resistencia de cada pica:

$$R_p = \frac{\rho}{L} = \frac{275 \, \Omega \cdot m}{2 \, m} = 137,5 \, \Omega$$

Resistencia del conjunto cuatro picas:

$$R_{4p} = \frac{1}{4 \cdot \frac{1}{R_p}} = \frac{137,5}{4} = 34,38 \, \Omega$$

Resistencia del conductor desnudo:

$$R_c = \frac{2 \cdot \rho}{L} = \frac{2 \cdot 275 \, \Omega \cdot m}{106 \, m} = 5,18 \, \Omega$$

Resistencia del conjunto de cuatro picas más el conductor desnudo:

$$R_{Total} = \frac{1}{\frac{1}{R_{4P}} + \frac{1}{R_c}} = \frac{1}{\frac{1}{34,38 \, \Omega} + \frac{1}{5,18 \, \Omega}} = 4,50 \, \Omega$$

La resistencia total es inferior a la máxima admisible, por lo que se concluye que esta configuración es correcta.

7.3 PUESTA A TIERRA DE PROTECCIÓN DE CORRIENTE ALTERNA

Todas las partes metálicas de los elementos de corriente alterna se unen a esta tierra de protección, como es el borne de tierra de protección de corriente alterna del inversor, etc.

Geometría del sistema	Pica alineada
Profundidad de las picas	0,5 m
Número de picas	2
Longitud de las picas	2 m

Las picas se unirán entre sí con conductor desnudo de cobre de 35 mm².

Resistencia de cada pica:

$$R_p = \frac{\rho}{L} = \frac{275 \, \Omega \cdot m}{2 \, m} = 137,5 \, \Omega$$

Resistencia del conjunto dos picas:

$$R_{2p} = \frac{1}{2 \cdot 1/R_p} = \frac{137,5}{2} = 68,75 \, \Omega$$

Resistencia del conductor desnudo:

$$R_c = \frac{2 \cdot \rho}{L} = \frac{2 \cdot 275 \, \Omega \cdot m}{3 \, m} = 183,33 \, \Omega$$

Resistencia del conjunto de dos picas más el conductor desnudo:

$$R_{Total} = \frac{1}{\frac{1}{R_{2P}} + \frac{1}{R_C}} = \frac{1}{\frac{1}{68,75 \, \Omega} + \frac{1}{183,33 \, \Omega}} = 50 \, \Omega$$

La resistencia total es inferior a la máxima admisible, por lo que se concluye que esta configuración es correcta.

8 PROTECCIONES

Los fusibles son equipos de protección contra cortocircuitos. Un fusible consiste fundamentalmente en un alambre o tira metálica inserta en el circuito de corriente que, al rebasarse cierta intensidad, se funde provocando la desconexión.

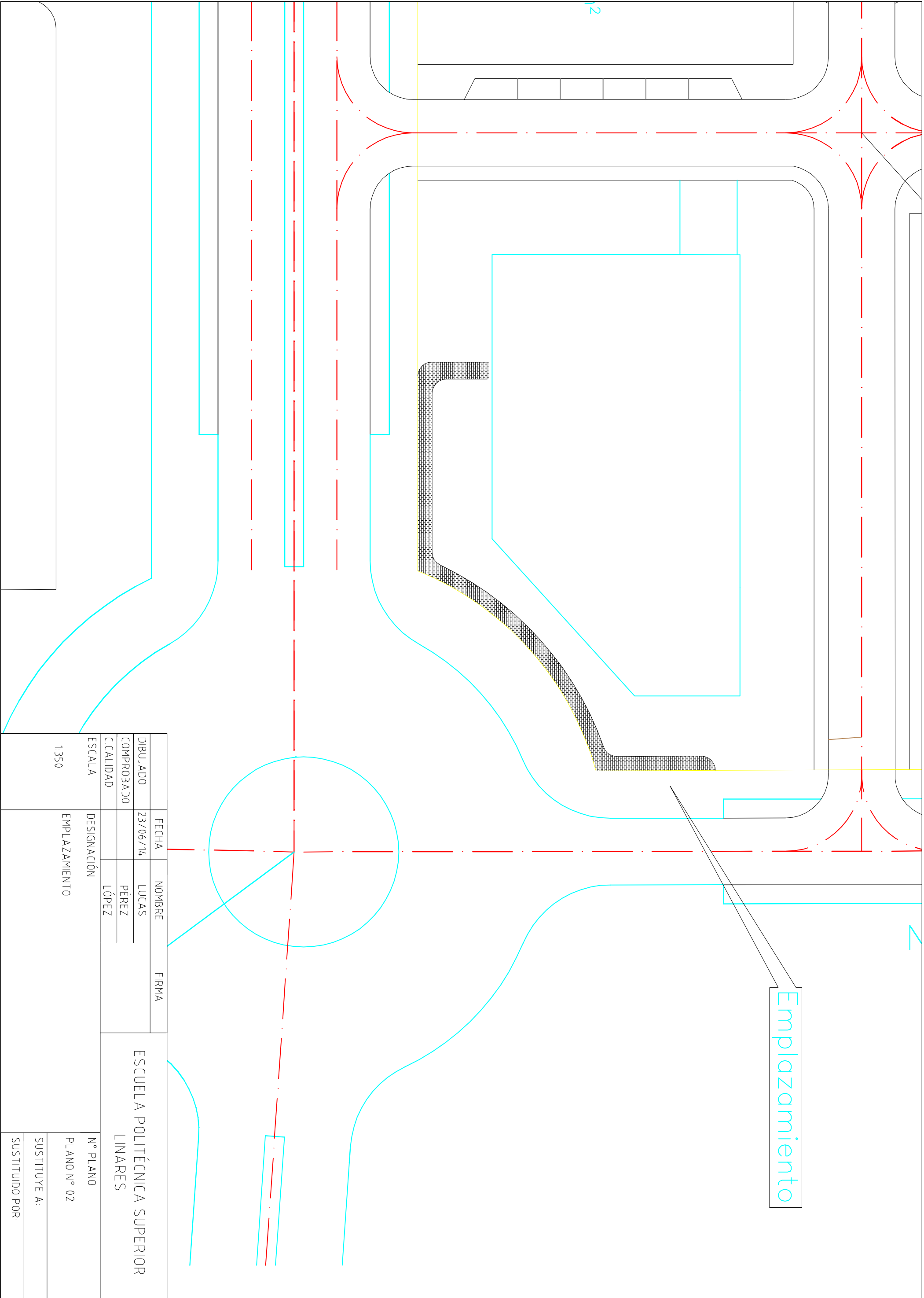
En la caja de conexiones MaxConnect 12 plus con protecciones para cada ramal conforme a EN 61140.

Las protecciones a instalar entre el inversor y la red de la compañía distribuidora son las siguientes:

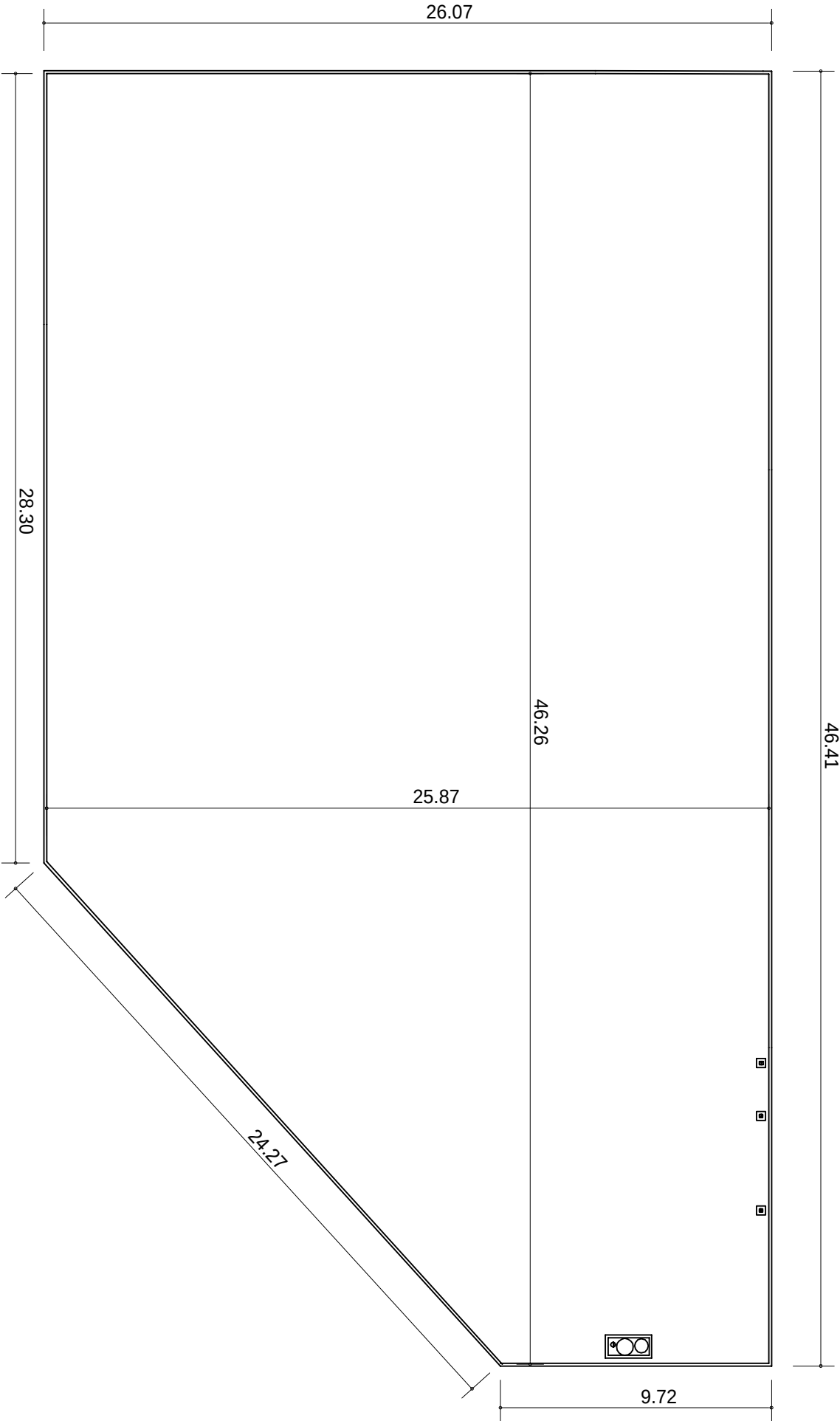
- a) Un elemento de corte general que proporcione un aislamiento requerido por el Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- b) Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en caso de derivación de algún elemento a tierra.
- c) Interruptor automático de la conexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
- d) Protecciones de la conexión máxima y mínima frecuencia (50,5 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0,5 y 0,3 segundos respectivamente) y máxima y mínima tensión entre fases (1,15 U_n y 0,85 U_n) como se recoge en la siguiente tabla.

Parámetros	Umbral de Protección	Tiempo máximo de actuación
Sobretensión - fase 1	$U_n + 10\%$	1,5 s
Sobretensión - fase 2	$U_n + 15\%$	0,2 s
Tensión mínima	$U_n - 15\%$	1,5 s
Frecuencia máxima	50,5 Hz	0,5 s
Frecuencia mínima	48 Hz	3 s

PLANOS

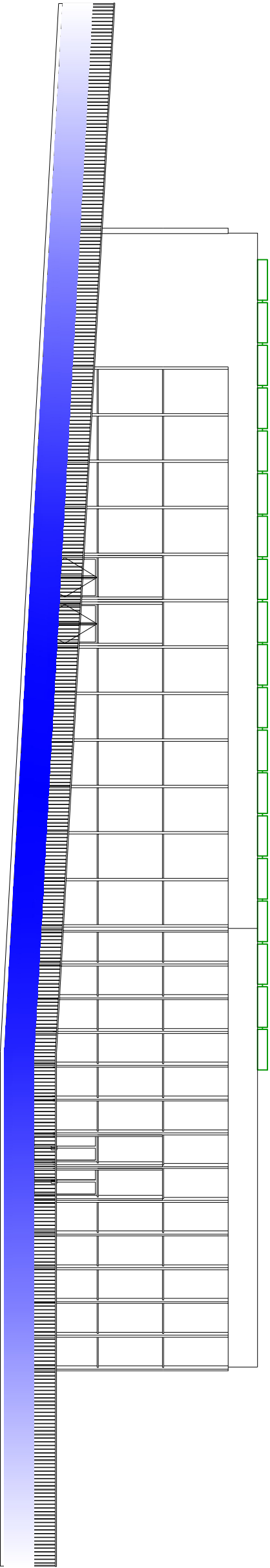


	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	23/06/14	LUCAS		
COMPROBADO		PÉREZ		
C.CALIDAD		LÓPEZ		
ESCALA	DESIGNACIÓN			
1:350	EMPLAZAMIENTO			Nº PLANO
				PLANO Nº 02
				SUSTITUYE A:
				SUSTITUIDO POR:

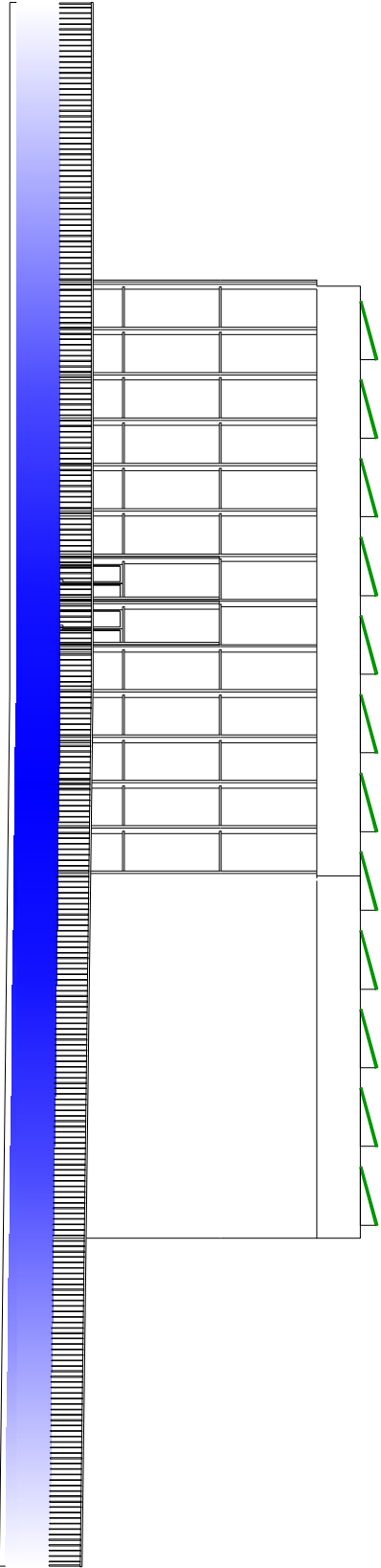


Planta cubierta

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	23/06/14	LUCAS		
COMPROBADO		PÉREZ		
C.CALIDAD		LÓPEZ		
ESCALA	DESIGNACIÓN			Nº PLANO
1:200	CUBIERTA ACOTADA			PLANO N° 03
				SUSTITUYE A:
				SUSTITUIDO POR:

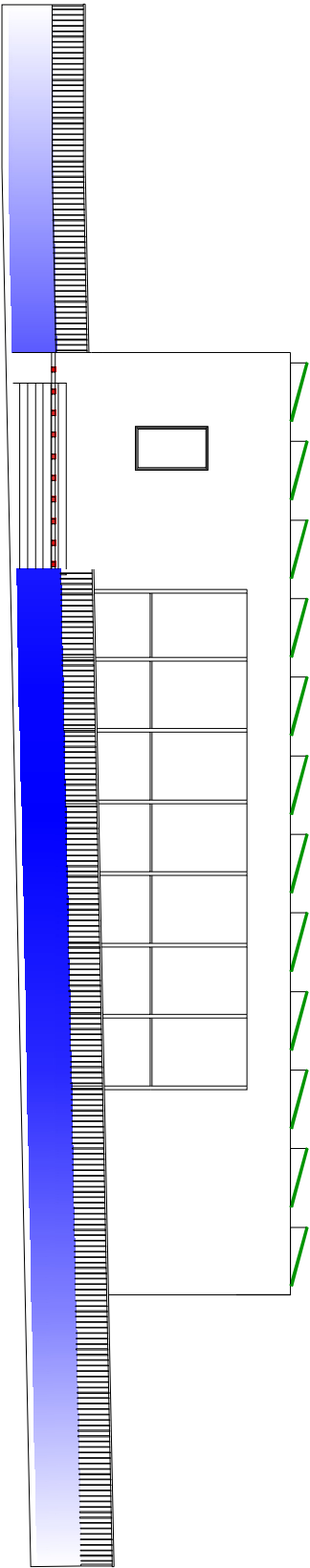


Alzado Sur

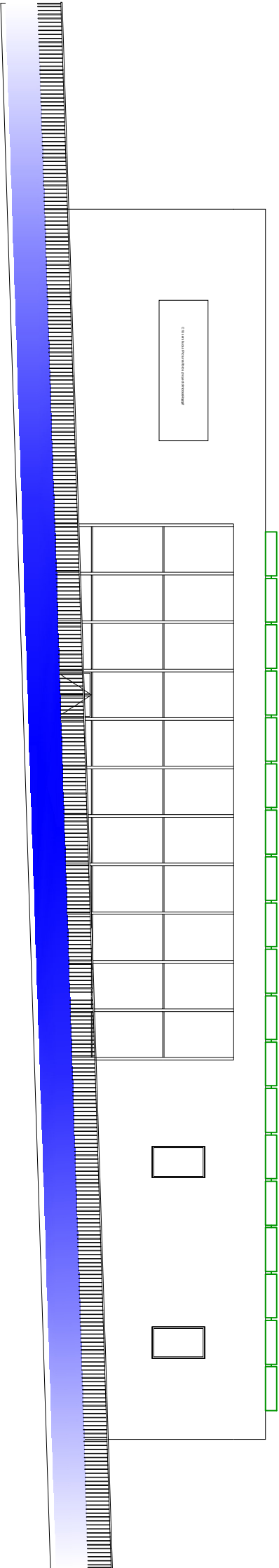


Alzado este

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	23/06/14	LUCAS		
COMPROBADO		PÉREZ		
C.CALIDAD		LÓPEZ		
ESCALA	DESIGNACIÓN			N° PLANO PLANO N° 04 SUSTITUYE A: SUSTITUIDO POR:
1:150	ALZADO			

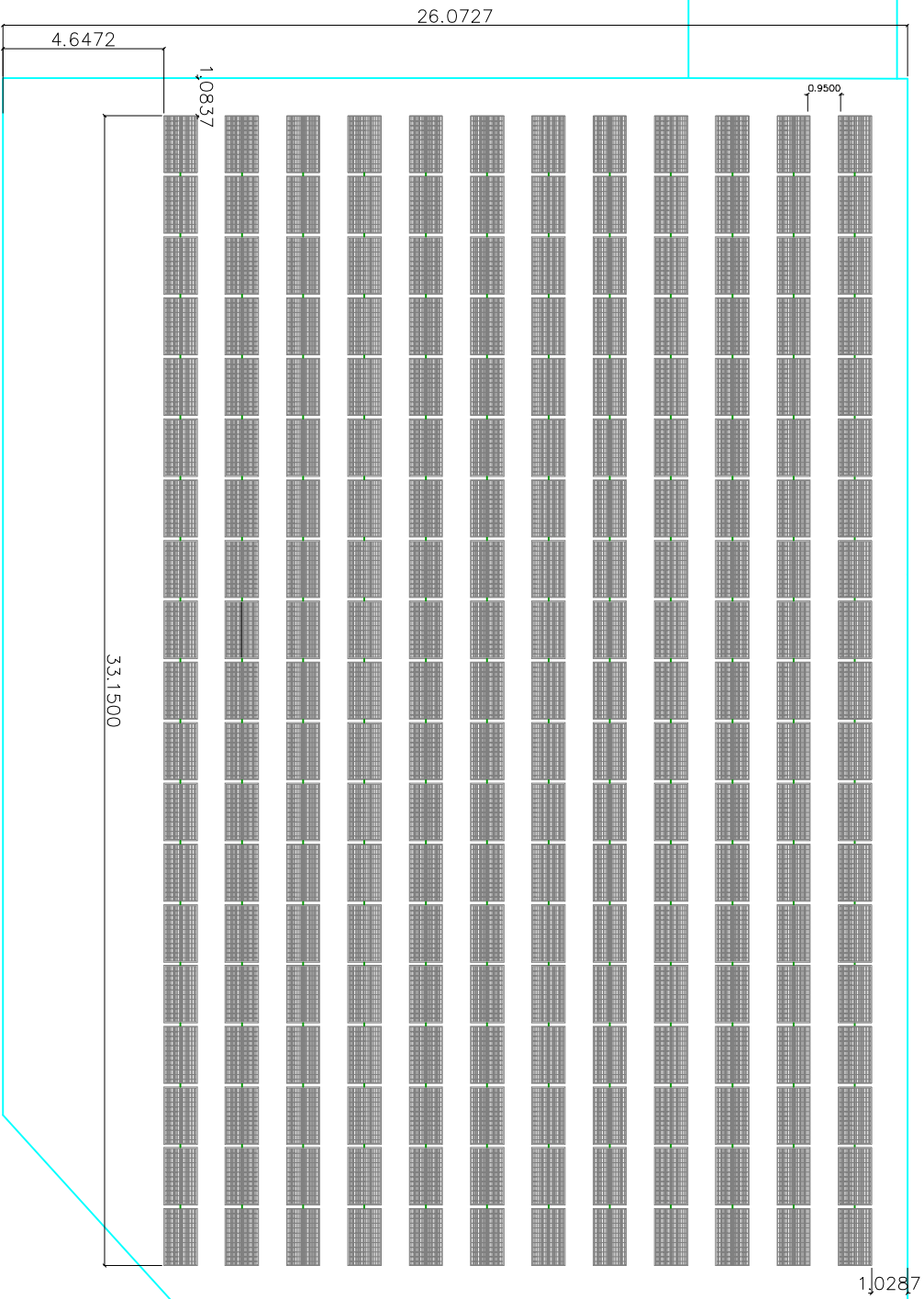


Alzado oeste



Alzado norte

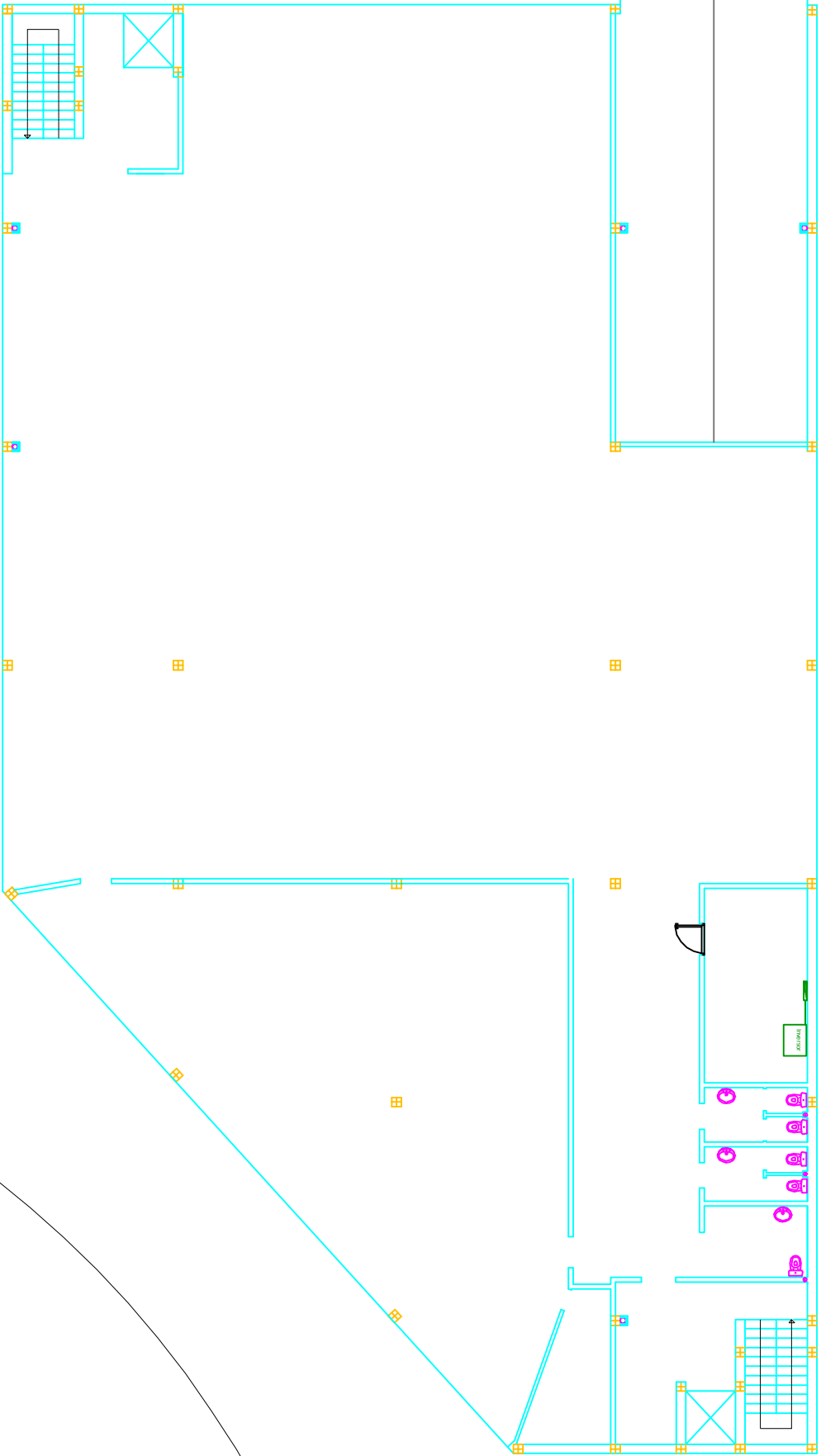
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	23/06/14	LUCAS		
COMPROBADO		PÉREZ		
C.CALIDAD		LÓPEZ		
ESCALA	DESIGNACIÓN			Nº PLANO PLANO N° 05 SUSTITUYE A: SUSTITUIDO POR:
1:150	ALZADO			



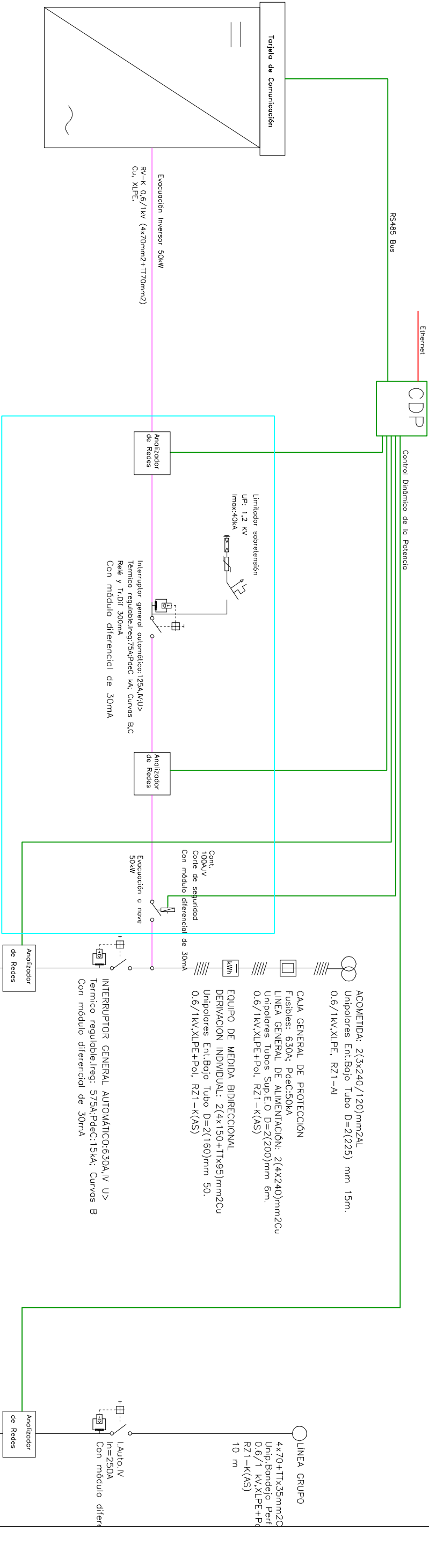
Planta cubierta

	FECHA	NOMBRE	FIRMA		ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	23/06/14	LUCAS			
COMPROBADO		PÉREZ			
C.CALIDAD		LÓPEZ			
ESCALA	DESIGNACIÓN				Nº PLANO
1:200	Módulos fotovoltaicos en cubierta				PLANO N° 06
					SUSTITUYE A:
					SUSTITUIDO POR:

Planta baja



	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES			
DIBUJADO	23/06/14	LUCAS					
COMPROBADO		PÉREZ					
C.CALIDAD		LÓPEZ					
ESCALA	SIGNACIÓN			Nº PLANO PLANO Nº 8			
1/200	Planta baja Inversor						



	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES						
DIBUJADO	23/06/14	LUCAS								
COMPROBADO		PÉREZ								
C.CALIDAD		LÓPEZ								
ESCALA	DESIGNACIÓN			Nº PLANO PLANO Nº 9						
S/E										
Esquema unifilar				SUSTITUYE A:						
				SUSTITUIDO POR:						

ESTUDIO BÁSICO SEGURIDAD Y SALUD

PROYECTO: Proyecto de la instalación para autoconsumo instantáneo fotovoltaico en cubierta de nave industrial

PROMOTOR: Politécnica de Linares

EMPLAZAMIENTO: Avenida de la Estación nº 3 Vélez-Málaga

OBJETO DEL PROYECTO

El objetivo del Trabajo de Fin de Grado es describir la instalación solar fotovoltaica de 50 kW nominales destinada al autoconsumo instantáneo de una empresa de congelados situada en la Avenida de la Estación 3 de Vélez-Málaga provincia de Málaga.

Optamos por la instalación de 50 kW nominales fotovoltaicos agrupados los módulos en soportes orientados al sur con una inclinación de 15 grados y separadas entre sí 0,82 metros, en una cubierta plana de 1087 m² el módulo elegido es el JAP6 245/3BB de 245 Wp de silicio policristalino.

En esta memoria describimos todos los elementos y procedimientos necesarios, materiales y legislativos para la realización de la instalación de autoconsumo fotovoltaico. El desarrollo del documento pretende cumplir los requisitos establecidos por la compañía suministradora de Energía (Endesa) y el Real Decreto 1699/2011.

1. TITULAR

Congelados Gilosea S.L

2. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Municipio	Vélez-Málaga
C.P	29700
Provincia	Málaga
Nº polígono	10
Parcela	6
Coordenadas	X= 434365
UTM	Y= 4586321

2.1. Descripción Y Localización De Los Trabajos

Los trabajos a los que se refiere este estudio son los inherentes a la obra civil, construcción e instalación de aparatos y conducciones así como sus elementos auxiliares y, en particular, los asociados a la ejecución del presente proyecto de acuerdo con la Memoria, Planos etc. que se reflejan en este.

2.2. Personal Previsto

El número máximo de operarios previsto para la realización de la obra, en sus diferentes tajos, será de 6.

2.3. Accesos

El acceso al edificio se realizará por la calle Avenida de la Estación 3 de Vélez-Málaga provincia de Málaga .

2.4. Edificios Colindantes

El local linda:

- por lado derecho con Solimar
- por lado izquierdo con calle Alcazabilla
- Por frente con plaza de la constitución
- Por parte trasera con la carretera general

2.5. Uso Anterior Del Solar

Se trata de una edificación antigua.

2.6. Centro Asistencial Más Próximo

Los centros asistenciales más próximos se encuentran ubicados en

Centro de Salud. C/ Boato n 34

TELEFONO BOMBEROS: 085

TELEF. AMBULANCIAS INSULARES: 952 554075

2.7. Riesgos Específicos

La presente identificación de riesgos debe ser analizada y complementada por el contratista instalador en su Plan de Seguridad en función de su propio sistema de ejecución de obra y de las circunstancias particulares de su operativo.

2.7.1. Respecto al lugar de trabajo.

Los riesgos derivados del lugar de trabajo son, principalmente:

Atropellos y golpes por vehículos propios y ajenos a la obra.

Condiciones de evacuación.

Exposición a condiciones climatológicas.

Proximidad con servicios (agua, gas, electricidad)

Accidentes causados por seres vivos.

Caídas en frentes de excavación y accesos.

2.7.2. Respecto a la obra civil:

Los riesgos derivados de este tipo de trabajo provienen de:

Maquinaria y vehículos para la realización de trabajos de demolición, excavación, relleno y reposición de la zanja.

- Golpes por objetos y herramientas.
- Riesgos de derrumbamiento o desprendimiento de tierras.
- Utilización de equipos de aire comprimido.
- Exposición al ruido.
- Proyección de partículas.
- Aspiración de polvo.
- Pisadas sobre objetos punzantes o cortantes.
- Contactos eléctricos (cables ocultos o subterráneos).

2.7.3. Respetto a la obra mecánica:

Los riesgos derivados de este tipo de trabajo provienen de:

- Maquinaria y útiles específicos del trabajo.
- Movimiento de materiales.
- Atropellos, vuelco, atrapamientos, etc. por maquinaria de obra, equipos y útiles de carga y descarga.
- Caída de objetos en manipulación y materiales.
- Golpes y atrapamientos con herramientas.
- Proyecciones (purgas, amolados, presión, etc.).
- Radiaciones en procesos de soldadura eléctrica y radiografiada.
- Proyección de material fundido y quemaduras en procesos de soldadura.
- Utilización de productos nocivos, tóxicos o agresivos.
- Utilización de botellas a presión (gases comprimidos, licuados o disueltos a presión).
- Trabajos con posibilidad de presencia de gas.
- Contactos eléctricos.

2.8. Medidas Y Normas De Seguridad Aplicables

Las presentes medidas y normas de seguridad deben ser analizadas, desarrolladas y complementadas por el contratista en su Plan de Seguridad en función de su propio sistema de ejecución de obra y de las circunstancias particulares de su operativo.

2.8.1. Medidas de seguridad colectivas:

2.8.1.1. Respetto al lugar de trabajo:

- Acondicionamiento de los pasos para peatones.
- Vallado, balizamiento y señalización adecuada de la obra.
- Instalación de escaleras adecuadas de acceso en excavaciones de más de 1,2 metros de profundidad.
- Dotación de botiquines oportunos según el número de trabajadores.
- Previsión de drenajes adecuados y de medidas que eviten perjuicios por avenidas de aguas pluviales.

- Observancia de distancias de seguridad con otros servicios.
- Conocimiento previo sobre la interferencia con otras instalaciones.
- Previo y durante la permanencia en recintos confinados, verificación de las condiciones de seguridad.

2.8.1.2. *Respecto a la obra civil:*

- Ejecución de entibamientos o de taludes adecuados de acuerdo con la legislación.
- El almacenamiento de tierras, materiales y escombros estará apartado del borde de la zanja.
- La maquinaria de excavación debe ir provista de estructuras de protección contra vuelcos y caídas de objetos, sistema de freno de seguridad y señalizaciones ópticas y acústicas adecuadas.
- Utilización correcta de los equipos, útiles y herramientas asegurando su correcto estado de mantenimiento.
- Aislamiento de los martillos neumáticos.
- Respetar las distancias de seguridad entre las partes móviles de los equipos y las conducciones eléctricas u otros servicios, tanto aéreos como subterráneos.
- Respetar distancias de seguridad entre las partes móviles de las máquinas y el personal de obra así como entre operarios al realizar trabajos de obra civil y demolición tanto mecánicos como manuales.

2.8.1.3. *Respecto a la obra mecánica:*

Utilización de los equipos, útiles, herramientas y accesorios según las especificaciones de los fabricantes, manteniendo actualizadas las revisiones y las calibraciones pertinentes, así como su correcto estado de mantenimiento.

- La manutención y acopio de materiales se realizará en condiciones de seguridad adecuadas.
- Utilización de los productos (disolventes, masillas, cintas de revestimiento, etc.) según instrucciones de seguridad del fabricante.
- Cuando se realicen trabajos de radiografiado, se tomarán las precauciones necesarias para evitar las exposiciones.
- Se evitará la deambulacion por encima de otros servicios o su utilización como apoyo.

2.8.1.4. Trabajos con posible presencia de gases:

En trabajos con posible presencia de gases siempre permanecerá una persona en la proximidad.

Se ha de disponer de equipos homologados para la medición de concentración de gas y de concentración de oxígeno.

- Se ha de disponer a pie de obra de extintores en condiciones de uso sin desprecintar.
- No se ha de encender fuego, fumar, generar chispas, ni utilizar equipos o máquinas que no sean aptos para su uso en atmósfera inflamable en las proximidades de los puntos de posibles fugas de gas. En caso de ser preciso, se debe comprobar previamente la no presencia de atmósfera inflamable y asegurar los medios para que ésta no se produzca.
- Se han de tomar precauciones para la eliminación de la electricidad estática y de los riesgos de generación de chispas con las herramientas y para el mantenimiento de continuidad eléctrica en las tuberías metálicas.

2.8.2. Medidas de seguridad individuales:

Para impedir las posibles consecuencias de aquellos riesgos que no pueden ser totalmente evitados con las medidas de seguridad colectivas descritas en apartados anteriores, se utilizarán protecciones personales. Se ha de utilizar:

- Protección de la cabeza ante el riesgo de lesiones en la misma.
- Gafas de seguridad ante el riesgo de proyección de partículas.
- Guantes en trabajos con posibilidad de agresiones o golpes en las manos.
- Guantes dieléctricos ante posibilidad de contactos directos.
- Botas o zapatos de seguridad ante el riesgo de caídas de objetos sobre los pies.
- Protección acústica en trabajos con niveles de ruido no admisibles.
- Ropa ignífuga ante el riesgo o presencia de gases o productos inflamables.
- Protección respiratoria ante el riesgo de deficiencia de oxígeno o de respirar aire enrarecido o con sustancias nocivas.
- Dispositivos anti caídas en alturas superiores a 2 metros.

Protecciones especiales y adecuados para trabajos de soldadura eléctrica, autógena y oxicorte, en trabajos de chorreado, etc.

2.8.3. Normativa legal y reglamentación aplicable:

La empresa contratada para la ejecución de los trabajos, ha de observar las normas de seguridad reglamentarias de aplicación.

Los reglamentos electrotécnico de baja tensión, general del servicio público de gases combustibles, de aparatos a presión, de aparatos de elevación y manutención y de seguridad en las máquinas y las que se indican específicamente en el presente proyecto en su apartado Memoria.

2.9. Formación.

Todo el personal debe recibir al ingresar en la obra, una exposición de los métodos de trabajo y los riesgos que éstos pudieran entrañar, juntamente con las medidas de seguridad que deberá emplear.

Eligiendo al personal más cualificado, se impartirán cursillos de socorrismo y primeros auxilios de forma que todos los tajos dispongan de algún socorrista.

2.10. Botiquines

Se dispondrá de un botiquín conteniendo el material especificado en la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo que contenga como mínimo:

Desinfectantes y antisépticos autorizados, gasas estériles, algodón hidrófilo, venda, esparadrapo, apósitos adhesivos, tijeras, pinzas y guantes desechables.

2.11. Asistencia A Accidentados.

Se deberá informar a los operarios de la obra del emplazamiento de los diferentes Centros Médicos (Servicios propios, Mutuas Patronales, Mutualidades Laborales, Ambulatorios, etc.), donde debe trasladarse a los accidentados para su más rápido y efectivo tratamiento.

Se dispondrá en la obra, y en sitio bien visible, una lista con todos los teléfonos y direcciones de los centros asignados para urgencias, ambulancias, taxis, etc., a fin de garantizar un rápido transporte de los posibles accidentados a los centros de asistencia.

2.12. Reconocimiento Médico.

Todo el personal que empiece a trabajar en la obra, deberá pasar un reconocimiento médico previo al trabajo.

2.13. Previsiones De Riesgos De Daños A Terceros.

Se señalará, de acuerdo con la normativa vigente, el enlace con las carreteras y caminos, tomándose las adecuadas medidas de seguridad que cada caso requiera.

2.14. Riesgos propios de la actividad.

Cuando los elementos móviles de un equipo de trabajo puedan entrañar riesgos de accidente por contacto mecánico, deberán ir equipados con resguardos o dispositivos que impidan el acceso a las zonas peligrosas o que detengan las maniobras peligrosas antes del acceso a dichas zonas.

Las partes de un equipo de trabajo que alcancen temperaturas elevadas o muy bajas deberán estar protegidas cuando corresponda contra los riesgos de contacto o la proximidad de los trabajadores.

2.15. Espacio de trabajo.

Las dimensiones de los locales de trabajo deberán permitir que los trabajadores realicen su trabajo sin riesgos para su seguridad y salud y en condiciones ergonómicas aceptables. Sus dimensiones mínimas serán las siguientes:

- 3 metros de altura desde el piso hasta el techo .No obstante, en locales comerciales, de servicios, oficinas y despachos, la altura podrá reducirse a 2,5 metros.
- 10 metros cúbicos, no ocupados, por trabajador.

2.16. Orden y limpieza.

- Las zonas de paso, salidas y vías de circulación de los lugares de trabajo y, en especial, las salidas y vías de circulación previstas para la evacuación en caso de emergencia, deberán permanecer libres de obstáculos de forma que sea posible utilizarlas sin dificultades en todo momento.

- Los lugares de trabajo, incluidos los locales de servicio, y sus respectivos equipos e instalaciones, se limpiarán periódicamente y siempre que sea necesario para mantenerlos en todo momento en condiciones higiénicas adecuadas. A tal fin, las características de los suelos, techos y paredes serán tales que permitan dicha limpieza y mantenimiento.
- Se eliminarán con rapidez los desperdicios, las manchas de grasa, los residuos de sustancias peligrosas y demás productos residuales que puedan originar accidentes o contaminar el ambiente de trabajo.

3. NORMATIVA APLICABLE

- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo. Orden de 9 de marzo de 1971, BOE 16 y 17. Corrección de errores BOE 06.04.71.
- Observaciones: El artículo 39.1 ha sido derogado por el decreto 1316/1989, de 27.10.89 (BOE 02.11.89). Se han derogado los Capítulos I y III por la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
- Prevención de Riesgos Laborales. Ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1995. BOE 10.11.95.
- Ley 31/1995 de prevención de riesgos laborales.
- RD 485/1997 de señalización de seguridad.
- RD 486/1997 de condiciones en lugares de trabajo.
- RD 487/1997 sobre manipulación manual de cargas.
- RD 773/1997 de utilización de Equipos de Protección Individual.
- RD 1215/1997 de utilización de equipos de trabajo.
- RD 1627/1997 de disposiciones mínimas de seguridad en obras de construcción.
- RD 1316/1989 sobre protección ante la exposición al ruido en el lugar de trabajo.

4. PRESUPUESTO

Ítem	Cantidad	Precio	Total
Estudio de seguridad	1	2000€	2000€

EL PRESUPUESTO ASCIENDE A

2000 EUROS.

PLIEGO DE CONDICIONES

1.1. OBJETO Y FINALIDAD

Será objeto del PLIEGO DE CONDICIONES describir las Condiciones Generales y Particulares que deberán cumplir la ejecución de las Obras, de las Instalaciones y por los materiales del presente Proyecto, y así como de las pruebas previstas para su recepción.

Tiene por finalidad la determinación y definición de los siguientes conceptos:

- Extensión de los trabajos a realizar por el contratista y, por lo tanto, incluidos en su oferta.
- Materiales complementarios para el acabado de la instalación, no indicados explícitamente en el
- presupuesto pero necesarios para el correcto montaje y funcionamiento, y, por lo tanto, incluidos en el suministro del instalador.
- Calidad y forma de instalación de los diferentes equipos y elementos primarios y auxiliares.
- Pruebas y ensayos a realizar durante el transcurso de los montajes o pruebas provisionales y definitivas de las correspondientes recepciones.
- Las garantías exigidas, tanto en materiales como en su montaje y en su conjunto.

1.2. CONCEPTOS COMPRENDIDOS

Competencia del contratista, y, por lo tanto, quedan incluidos en el precio ofertado el suministro de todos los elementos y materiales, mano de obra, medios auxiliares y, en general, aquellos conceptos necesarios para el perfecto acabado y puesta a punto de las instalaciones, tal y como se describen en la Memoria representadas en los Planos, y relacionados de forma básica en el Presupuesto.

Queda entendido que los cuatro documentos del proyecto, memoria, presupuesto, planos y pliego de condiciones, forman un solo conjunto. Si fuese advertida o existiese una posible discrepancia entre los cuatro documentos anteriores, su interpretación será la que determine la Dirección de Obra.

Cualquier exclusión incluida por el contratista en su oferta que difiera de los conceptos expuestos anteriormente, no tendrá ninguna validez, salvo si en el contrato de forma explícita se manifestase.

El contratista ejecutará la instalación de acuerdo con la normativa oficial vigente con respecto al proyecto.

Si en el mismo existiesen conceptos ocultos que se desviasen o no cumpliesen las mismas, es obligación del instalador comunicarlo a la Dirección Técnica y Propiedad y en ningún caso efectuar un montaje o suministro que contravenga la normativa.

1.3. CONCEPTOS NO COMPRENDIDOS

En general, solamente quedan excluidos de realización por parte del instalador los conceptos que responden a actividades no contempladas en cualquiera de los documentos del Proyecto.

1.4. COORDINACIÓN

El instalador pondrá los medios necesarios para que la coordinación tenga efectividad, tanto con la empresa constructora como los diferentes oficios o instaladores de otras especialidades que concurran en los montajes del edificio.

En aquellos puntos concurrentes entre dos oficios o instaladores y que por lo tanto pueda ser conflictiva la delimitación de la frontera de los trabajos y responsabilidades correspondientes a cada uno, el instalador se atenderá al dictamen que sobre el particular indique La Dirección de Obra.

Las terminaciones de los trabajos serán limpias y estéticas.

Los materiales acopiados o montados deberán estar suficientemente protegidos al objeto de que se eviten los daños que les puedan ocasionar agua, basura, sustancias químicas, mecánicas y en general afectaciones de construcción u otros oficios, reservándose la Dirección el derecho de eliminar cualquier material que por inadecuado acopio bien en almacén, o montado, juzgase defectuoso.

1.5. INSPECCIONES

La Dirección de Obra podrá realizar todas las revisiones o inspecciones, donde el instalador se encuentre realizando los trabajos correspondientes con esta instalación, pudiendo ser las mencionadas inspecciones totales o parciales, según los criterios que la Dirección dictamine al respecto.

Si para la verificación de calidad o capacidad de un material o equipo fuese necesaria la asistencia a pruebas o ensayos fuera de la obra, tanto el coste de los ensayos, como el desplazamiento de la Dirección al lugar donde se realice, serán a costa del instalador.

1.6. MODIFICACIONES

Sólo serán admitidas modificaciones a lo indicado en el proyecto por algunas de las siguientes causas:

- a) Mejoras en la calidad, cantidad o montaje de los diferentes componentes de la instalación, siempre y cuando no quede afectado el presupuesto o, en todo caso, sea disminuido, no repercutiendo en ningún caso este cambio con compensación de otros materiales.
- b) Modificaciones en la obra general y consecuentemente variación de su instalación correspondiente. En este caso, la variación de instalaciones será exclusivamente la que defina la Dirección de Obra, en su caso el instalador con la aprobación de aquélla. Al objeto de matizar este apartado se indica que se entienden modificaciones importantes en la función o conformación de una zona amplia. Las pequeñas variaciones debidas a los normales movimientos de obra quedan incluidas en el precio del instalador.

1.7. DOCUMENTACIÓN GRÁFICA

Cualquier documentación gráfica generada por el instalador sólo tendrá validez si está visada por la Dirección de Obra, entendiéndose que esta aprobación es general y no releva de ningún modo al instalador de la responsabilidad y errores y de la correspondiente necesidad de comprobación y reparación de planos por su parte.

1.8. INTERPRETACIÓN DEL PROYECTO

La interpretación del proyecto corresponde en primer lugar al Ingeniero autor del mismo, o en su defecto, a la persona que ostente la Dirección de Obra. Se entiende el proyecto en su ámbito total de todos los documentos, memoria, planos, presupuesto y pliego de condiciones técnicas, quedando por tanto el instalador enterado por este pliego de condiciones técnicas que cualquier interpretación del proyecto para cualquier fin y entre otros para una aplicación de contrato, debe atenerse a las dos figuras (Autor o Director) indicados anteriormente. Si para la verificación de calidad o capacidad de un material o equipo fuese necesaria la asistencia a pruebas o ensayos fuera de la obra, tanto el coste de los ensayos, como el desplazamiento de la Dirección al lugar donde se realice, serán a costa del instalador.

2. Normas y reglamentos de aplicación

Con total independencia de las prescripciones indicadas en los documentos del proyecto es prioritario para el instalador el cumplimiento de cualquier reglamentación de obligado cumplimiento que afecte a su instalación, bien sea de índole nacional, autonómico, municipal, de compañías o en general de cualquier ente que pueda afectar a la puesta en marcha legal y necesaria para la consecución de las funciones del edificio. En ningún caso el instalador podrá justificar incumplimiento de normativas por identificación de proyecto o por instrucciones directas de la Dirección de Obra.

2.1. NORMATIVA DE APLICACIÓN

2.1.1. Instalaciones Eléctricas

LEY 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico (Ley de Regulación del Sector Eléctrico). Y las modificaciones introducidas por la Ley 50/1998 de 30 de diciembre de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social

ORDEN de 26 DE MARZO 2007 por la que se aprueban las especificaciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas andaluzas.

RD 1381/2008, de 1 de Agosto, sobre certificado de profesionalidad de instalador de sistemas fotovoltaicos y eólicos de pequeña potencia.

DECRETO 50/2008 de 19 de febrero, por el que se regulan los procedimientos administrativos referidos a las instalaciones de energía solar fotovoltaica emplazadas en la comunidad autónoma de Andalucía.

REAL DECRETO 1955/2000 de 1 de diciembre, Regula las actividades del transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

RD 1556/2005, de 23 de diciembre sobre tarifas eléctricas. Incluye el coste máximo de verificación de las acometidas por parte de la compañía distribuidora en las instalaciones de conexión a red.

Resolución de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión. Incluye esquema unifilar correspondiente a las instalaciones de generación y enlace.

REAL DECRETO 842/2002, de 2 de agosto, del Ministerio de Ciencia y Tecnología, por el que se aprueba el

Reglamento electrotécnico para baja tensión, e instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 á BT51.

Orden 29-02-2008, por la que se regula el procedimiento para la priorización en la tramitación del acceso y conexión a la red eléctrica en Andalucía para la evacuación de la energía de las instalaciones de generación que utilicen como energía primaria la energía eólica, contempladas en el Real Decreto 661/2007, de 25-05-2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

RESOLUCION de 11 de noviembre de 2003, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se aprueba el modelo del certificado de instalación eléctrica de baja tensión.

RESOLUCION de 1 de diciembre de 2003, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas por la que se aprueba el modelo de memoria técnica de diseño de instalaciones eléctricas de baja tensión.

INSTRUCCIÓN de 21 de enero de 2004, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, sobre el procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.

RESOLUCION de 23 de febrero de 2005, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se establecen normas complementarias para la conexión de determinadas instalaciones generadoras de energía eléctrica en régimen especial y agrupaciones de las mismas a las redes de distribución en baja tensión.

Normas particulares y de normalización de la Cía. Suministradora de Energía Eléctrica (Resolución de 5 de mayo de 2005, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se aprueban las Normas Particulares y Condiciones Técnicas y de Seguridad de la empresa distribuidora de energía eléctrica, Endesa Distribución, SLU, en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Andalucía).

INSTRUCCIÓN de 12 de mayo de 2006, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, complementaria a la Instrucción de 21 de Enero de 2004, sobre procedimiento de puesta en servicio de las Instalaciones Fotovoltaicas conectadas a la red.

LEY 2/2007, de 27 marzo de fomento de las energías renovables y del ahorro y eficiencia energética de Andalucía.

REAL DECRETO 661/2007 de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

LEY 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

LEY 7/2007, de 9 de julio, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental.

REAL DECRETO 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.

REAL DECRETO 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

REAL DECRETO-LEY 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

REAL DECRETO 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

REAL DECRETO 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Y demás normativa vigente.

2.1.2. Instalaciones Varias

Recomendaciones UNESA y Normalización Nacional. Normas UNE.

Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados y Ordenanzas Municipales.

Guía de aplicación de pararrayos autoválvulas UNESA.

2.1.3. Seguridad y Salud

Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.

Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre de 1.997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.

Real Decreto 485/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.

Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.

Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

3. Condiciones de carácter general

3.1. DAÑOS

En la construcción se procurará ocasionar los mínimos daños posibles, aleccionando al personal en este sentido.

Una vez acabada cada una de las partes de la instalación se dejará el terreno colindante limpio de materiales sobrantes, recogiendo y retirándolos a vertederos o lugares de recogida de residuos; de tal forma que el terreno quede en las mismas circunstancias que antes de comenzar.

Se tomará nota de la superficie de terreno sembrado que haya sido deteriorado, así como el número de cepas, arbustos y árboles (indicando su superficie y diámetro) que haya sido necesario talar; y se enviará la relación completa de los daños a la compañía constructora.

3.2. TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO

Se pondrá cuidado en las operaciones de carga, transporte, manipulación y descarga de los materiales empleados en el tendido de la línea para evitar que sufran deterioros por golpes o roces; atendiendo especialmente en el transporte de determinados materiales, como apoyos metálicos y armados, para que el galvanizado no sufra arañazos. Estas precauciones se tomarán siempre, lo mismo en el almacén o taller que durante el montaje.

3.3. RECEPCIÓN DE MATERIALES

Los materiales de la instalación serán sometidos a pruebas y ensayos normalizados con el fin de comprobar que cumplen con las condiciones exigidas. Para ello se presentarán muestras de los materiales a emplear con la antelación suficiente y previamente a su instalación para su reconocimiento y ensayo, bien en obra (si existen los medios suficientes) o bien en un laboratorio.

De no ser satisfactorios los resultados se procederá al rechazo de los mismos, debiendo ser sustituidos por otros nuevos. El material procedente de fabricantes y talleres será descargado y comprobado, dosificándolo y efectuando su control de calidad, consistente en separar piezas dobladas, fuera de medida, con rebabas o mal galvanizadas, postes en malas condiciones, etc.; con el fin de que pueda procederse a su cambio.

3.4. GASTOS DE CARÁCTER GENERAL A CARGO DEL CONTRATISTA

Correrán a cuenta del Contratista los gastos que originen el replanteo general de la obra o su comprobación y los replanteos parciales de las mismas; los de construcción, desmontado y retirada de toda clase de construcciones auxiliares; los de alquiler o adquisición de terrenos para depósitos de maquinaria y materiales; los de protección de acopio y de la propia obra contra deterioro; los de limpieza y evacuación de desperdicios y basura, los de limpieza general de la obra; los de retirada de materiales rechazados y corrección de las deficiencias y puestas de manifiesto por los correspondientes ensayos y pruebas.

3.5. CONTRADICCIONES Y OMISIONES DEL PROYECTO

Lo mencionado en el PLIEGO DE CONDICIONES y omitido en los planos o viceversa, habrá de ser ejecutado como si estuviese expuesto en ambos documentos. En caso de contradicción entre PLANOS y PLIEGO DE CONDICIONES prevalecerá lo prescrito en este último.

Las omisiones en los PLANOS y en el PLIEGO DE CONDICIONES o las descripciones erróneas de los detalles de la obra que sean indispensables para llevar a cabo la intención de lo expuesto, y que por uso y costumbre deban ser realizados, no solo no eximen al contratista de la obligación de ejecutar estos detalles de la obra, sino que por el contrario deberán ser ejecutados como si hubiera sido completa y correctamente especificados en los PLANOS y en el PLIEGO DE CONDICIONES.

4. Condiciones particulares: Circuitos y protecciones

4.1. CAJA GENERAL DE PROTECCIÓN Y EQUIPOS DE MEDIDA:

De estas se irá al módulo de medida que para instalaciones entre 55,42 y 100kW de Pn deberá cumplir con la norma Endesa>NNL005. Por todo lo anterior y tras consultas realizadas con técnicos de la empresa distribuidora se instalará 1 armario según>NNL005, que contendrán la medida y en el hueco sobrante se colocarán las protecciones

magnetotérmica y diferencial respectivamente permitiendo hacer las veces de cuadro de salida siendo totalmente accesible a la Cia. Distribuidora.

El punto de conexión de la instalación fotovoltaica a la red de distribución de Endesa se establecerá en una Caja

General de Protección (CGP) destinada exclusivamente a tal fin CGP según norma GE NNL010 y esquema 7 para 250 A. (Especificación Técnica 6703618).

- La CGP se coloca se instala en lugares de libre y permanente acceso.
- Las paredes donde debe fijarse la concentración de contadores tendrán una resistencia no inferior a la del
- tabicón de medio pie de ladrillo hueco.

El embarrado de protección, deberán estar señalizado con el símbolo normalizado de puesta a tierra y conectado a tierra.

Las cajas de protección y medida a utilizar corresponderán a uno de los tipos recogidos en las especificaciones técnicas de la empresa suministradora que hayan sido aprobadas por la Administración Pública competente, en función del número y naturaleza del suministro. Dentro de las mismas se instalarán cortacircuitos fusibles en todos los conductores de fase o polares, con poder de corte al menos igual a la corriente de cortocircuito prevista en el punto de su instalación

Las cajas de protección y medida cumplirán todo lo que sobre el particular se indica en la Norma UNE-EN 60.439 -1, tendrán grado de inflamabilidad según se indica en la norma UNE-EN 60.439 -3, una vez instaladas tendrán un grado de protección IP43 según UNE 20.324 e IK 09 según UNE-EN 50.102 y serán precintables.

La envolvente deberá disponer de la ventilación interna necesaria que garantice la no formación de condensaciones.

El material transparente para la lectura será resistente a la acción de los rayos ultravioleta.

Las disposiciones generales de este tipo de caja quedan recogidas en la ITC-BT-13.

En concreto, para esta instalación, será necesario poner un interruptor con enclavamiento en el armario del contador con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión, este interruptor estará en un punto accesible por la empresa distribuidora.

La medida de la energía inyectada a la red eléctrica se realizará con un equipo de medida bidireccional o dos equipos que midan la energía consumida y vertida,

colocados en el armario de contadores, tal y como se expone en el Real Decreto 1663/2000. Será de clase de precisión 2, según RD 875/1984, y tal que la intensidad correspondiente a la potencia nominal de la instalación fotovoltaica se encuentre entre el 50% de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión de dicho aparato. El cuadro estará situado junto a los contadores de la instalación convencional del usuario siempre que sea posible.

Para contabilizar la energía vendida y la energía consumida por la instalación (en periodos nocturnos), el equipo de conteo será uno de los modelos dentro del tipo y homologación que fija la compañía de distribución eléctrica.

Tanto la caja general de protección como los equipos de medida llevarán las correspondientes conexiones de puesta a tierra.

4.2. LÍNEA GENERAL DE ALIMENTACIÓN/DERIVACIÓN INDIVIDUAL.

La línea de acometida proviene de centro de transformación de abonado siendo de 150 mm² de Al. El sistema de instalación será enterrado bajo zanja y conducido por canal de acuerdo al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

4.3. CUADRO GENERAL DE SALIDA.

De los inversores se va al cuadro general de salida este se contendrá Interruptor general manual: interruptor magnetotérmico omnipolar con intensidad de cortocircuito de 6 kA y un interruptor diferencial.

Los dispositivos individuales de mando y protección de cada uno de los circuitos, que son el origen de la instalación interior, podrán instalarse en cuadros separados y en otros lugares.

La altura a la cual se situarán los dispositivos generales e individuales de mando y protección de los circuitos, medida desde el nivel del suelo, estará comprendida entre 1 y 2 m.

Las envolventes de los cuadros se ajustarán a las normas UNE 20.451 y UNE-EN 60.439 -3, con un grado de protección mínimo IP 30 según UNE 20.324 e IK07 según UNE-EN 50.102. Se situarán fuera de los locales mojados, y si esto no fuera posible, se protegerán contra las proyecciones de agua, grado de, protección IPX4. En este caso, la cubierta y partes accesibles de los órganos de accionamiento no serán metálicos. La envolvente para el interruptor de control de potencia será precintable y sus dimensiones

estarán de acuerdo con el tipo de suministro y tarifa a aplicar. Sus características y tipo corresponderán a un modelo oficialmente aprobado.

Los dispositivos generales e individuales de mando y protección serán, como mínimo:

- Un interruptor general automático de corte omnipolar, de intensidad nominal 250 A, que permita su accionamiento manual y que esté dotado de elementos de protección contra sobrecarga y cortocircuitos (según ITC-BT-22). Tendrá poder de corte suficiente para la intensidad de cortocircuito que pueda producirse en el punto de su instalación, de 6 kA como mínimo.

Este interruptor será independiente del interruptor de control de potencia.

- Un interruptor diferencial general, de intensidad asignada superior o igual a la del interruptor general, destinado a la protección contra contactos indirectos de todos los circuitos (según ITC-BT-24). Se cumplirá la siguiente condición:

dónde:

$$R_a \times I_a < U$$

- "Ra" es la suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masas.
- "Ia" es la corriente que asegura el funcionamiento del dispositivo de protección (corriente diferencial residual asignada).
- "U" es la tensión de contacto límite convencional (50 V en locales secos y 24 V en locales húmedos).

Todas las masas de los equipos eléctricos protegidos por un mismo dispositivo de protección, deben ser interconectadas y unidas por un conductor de protección a una misma toma de tierra.

- Dispositivos de corte omnipolar, destinados a la protección contra sobrecargas y cortocircuitos de cada uno de los circuitos interiores (según ITC-BT-22).
- Dispositivo de protección contra sobretensiones, según ITC-BT-23, si fuese necesario.

El cuadro general de distribución en este caso, estará formado por interruptor magneto térmico e interruptor diferencial. Como cuadros secundarios podemos entender el formado por interruptor magnetotérmico a la entrada de cada inversor, con función de corte de la línea para mantenimiento aguas abajo.

4.4. LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN Y CANALIZACIÓN.

Las líneas estarán formadas por fases más neutro de 6 o de 10 mm², el tipo de cable será RVK 0,6/1 kV de cobre.

Se harán agrupaciones de estos en cajas de registro de tipo intemperie de forma que se aumenten las secciones hasta la llegada a las dos entradas del inversor para cada polo.

4.5. LÍNEA DE PUESTA A TIERRA.

Las puestas a tierra se establecen principalmente con objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo, mediante una toma de tierra con un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo.

Mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

La elección e instalación de los materiales que aseguren la puesta a tierra deben ser tales que:

- El valor de la resistencia de puesta a tierra esté conforme con las normas de protección y de
- funcionamiento de la instalación y se mantenga de esta manera a lo largo del tiempo.
- Las corrientes de defecto a tierra y las corrientes de fuga puedan circular sin peligro, particularmente
- desde el punto de vista de solicitaciones térmicas, mecánicas y eléctricas.

- La solidez o la protección mecánica quede asegurada con independencia de las condiciones estimadas
- de influencias externas.
- Contemplan los posibles riesgos debidos a electrólisis que pudieran afectar a otras partes metálicas.

Tomas de tierra

- barras, tubos;
- : Para la toma de tierra se pueden utilizar electrodos formados por:
- pletinas, conductores desnudos;
- placas;
- anillos o mallas metálicas constituidos por los elementos anteriores o sus combinaciones;
- armaduras de hormigón enterradas; con excepción de las armaduras pretensadas;
- otras estructuras enterradas que se demuestre que son apropiadas.

Los conductores de cobre utilizados como electrodos serán de construcción y resistencia eléctrica según la clase 2 de la norma UNE 21.022.

El tipo y la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra deben ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia del hielo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. La profundidad nunca será inferior a 0,50 m.

Conductores de tierra.

La sección de los conductores de tierra, cuando estén enterrados, deberá estar de acuerdo con los valores indicados en la tabla siguiente. La sección no será inferior a la mínima exigida para los conductores de protección.

Tipo	Protegido mecánicamente	No protegido
Protegido contra	Igual a conductores	16 mm ² Cu
La corrosión	Protección apartado 7.7.1	16 mm ² acero galvanizado
No protegido	25mm ² cu	25 mm ² cu
La corrosión	50 mm ² hierro	50 mm ² hierro

La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente.

Durante la ejecución de las uniones entre conductores de tierra y electrodos de tierra debe extremarse el cuidado para que resulten eléctricamente correctas. Debe cuidarse, en especial, que las conexiones, no dañen ni a los conductores ni a los electrodos de tierra.

Bornes de puesta a tierra.

En toda instalación de puesta a tierra debe preverse un borne principal de tierra, al cual deben unirse los conductores siguientes:

- Los conductores de tierra.
- Los conductores de protección.
- Los conductores de unión equipotencial principal.
- Los conductores de puesta a tierra funcional, si son necesarios.

Debe preverse sobre los conductores de tierra y en lugar accesible, un dispositivo que permita medir la resistencia de la toma de tierra correspondiente. Este dispositivo puede estar combinado con el borne principal de tierra, debe ser desmontable necesariamente por medio de un útil, tiene que ser mecánicamente seguro y debe asegurar la continuidad eléctrica.

Conductores de protección.

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación con el borne de tierra, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

Los conductores de protección tendrán una sección mínima igual a la fijada en la tabla siguiente:

Sección conductores fase mm ²	Sección conductores protección mm ²
Sf<16	Sf
16<sf<35	16
Sf<35	Sf/2

En todos los casos, los conductores de protección que no forman parte de la canalización de alimentación serán de cobre con una sección, al menos de:

- 2,5 mm², si los conductores de protección disponen de una protección mecánica.
- 4 mm², si los conductores de protección no disponen de una protección mecánica. Como conductores de protección pueden utilizarse: conductores en los cables multiconductores, o
- conductores aislados o desnudos que posean una envolvente común con los conductores activos, o
- conductores separados desnudos o aislados.

Ningún aparato deberá ser intercalado en el conductor de protección. Las masas de los equipos a unir con los conductores de protección no deben ser conectadas en serie en un circuito de protección.

Resistencia de la toma de tierra:

El valor de resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a:

- 24 V en local o emplazamiento conductor
- 50 V en los demás casos.

Si las condiciones de la instalación son tales que pueden dar lugar a tensiones de contacto superiores a los valores señalados anteriormente, se asegurará la rápida eliminación de la falta mediante dispositivos de corte adecuados a la corriente de servicio.

La resistencia de un electrodo depende de sus dimensiones, de su forma y de la resistividad del terreno en el que se establece. Esta resistividad varía frecuentemente de un punto a otro del terreno, y varía también con la profundidad.

En esta instalación, por sus características, deberemos asegurar que la tensión de contacto este por debajo de los 24 V, y protegiendo las líneas con diferencial de 300 mA, significa que la resistencia de tierra debe tener un valor inferior a 80 ohmios.

Tomas de Tierra independientes:

Se considerará independiente una toma de tierra respecto a otra, cuando una de las tomas de tierra, no alcance, respecto a un punto de potencial cero, una tensión superior a 50 V cuando por la otra circula la máxima corriente de defecto a tierra prevista.

4.6. RED DE EQUIPOTENCIALIDAD.

El conductor principal de equipotencialidad debe tener una sección no inferior a la mitad de la del conductor de protección de sección mayor de la instalación, con un mínimo de 6 mm². Sin embargo, su sección puede ser reducida a 2,5 mm² si es de cobre. La unión de equipotencialidad suplementaria puede estar asegurada, bien por elementos conductores no desmontables, tales como estructuras metálicas no desmontables, bien por conductores suplementarios, o por combinación de los dos.

4.7. CANALIZACIONES DE LINEAS DE BAJA TENSIÓN.

La distribución se realizará en sistema trifásico a las tensiones de 400 V., entre fases y 230 V., entre fases y neutro.

Las líneas serán de tensión constante en toda su longitud, excepto las pequeñas variaciones debidas a las c.d.t. (< 5%). La ejecución de las instalaciones se ajustará a todo lo indicado en el Capítulo IV de la norma NT-IMBT 1400/0201/1, "Norma Técnica para Instalaciones de Media y Baja Tensión. Criterios Técnicos de Ejecución.

5. Características generales de los materiales

Este apartado se refiere a las características generales de los materiales y elementos que intervienen en el presente

Proyecto. Aquellos materiales cuyas características no queden suficientemente especificadas, cumplirán con lo dispuesto en el Capítulo III, "Materiales, de la Norma NT-IMBT ya citada".

Las instalaciones y equipos de medida, cumplirán la Normativa de ENDESA DISTRIBUCIÓN.

5.1. CONDUCTORES.

Se utilizarán conductores de aluminio, según Recomendación UNESA 3304 (Julio 83) y lo indicado en el capítulo III de la NT IMBT 1400/0201/1 y de cobre o aluminio para el neutro. La sección de cada una de las líneas, será la que corresponda a la potencia a transportar, así como a la longitud de la línea, según la recomendación de Endesa.

En el interior de los armarios de seccionamiento se instalarán placa de polietileno de protección anterior.

Aislamiento: Unipolares (3F+N) con aislamiento seco termoestable de polietileno reticulado XLPE, con relleno y cubierta de PVC, de tensión nominal 0,6/1 kV.

En casos especiales, los conductores utilizados estarán debidamente protegidos contra la corrosión que pueda provocar el terreno donde se instalen y los esfuerzos mecánicos a que puedan estar sometidos

Las conexiones de los conductores subterráneos se efectuarán siguiendo métodos o sistemas que garanticen una perfecta continuidad del conductor y de su aislamiento.

5.2. EMPALMES Y TERMINALES.

Cuando sea necesario el uso de empalmes y terminales, se elegirán los que corresponda a las características del cable y que, estando autorizado por la Empresa Suministradora, sean recomendados por el fabricante, atendiéndose a las instrucciones de montaje dadas para el mismo.

5.3. PROTECCIONES DE SOBREINTENSIDAD

Con carácter general, los conductores estarán protegidos por los fusibles existentes contra sobrecargas y cortocircuitos.

5.4. TOMA DE TIERRA.

El conductor neutro de las redes subterráneas se conectará a tierra en el centro de transformación en la forma prevista en el Reglamento sobre condiciones técnicas o garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación e instrucciones técnicas complementarias, fuera del centro de transformación se conectará a tierra en otros puntos de la red con objeto de disminuir su resistencia global a tierra, según el R.E.B.T. e Instrucciones Complementarias.

El neutro se conectará a tierra en las cajas generales de protección, consistiendo en una pica y un flagelo de cable desnudo de unos 3 m de longitud, enterrado en la misma zanja que los cables y unidos al borde del neutro mediante un conductor aislado de 35 mm² de cobre como mínimo.

El conductor neutro no podrá ser interrumpido en las redes de distribución, salvo que esta interrupción sea realizada por alguno de los dispositivos siguientes:

- Interruptores o seccionadores omnipolares que actúen sobre el neutro al mismo tiempo que en las fases (corte omnipolar simultáneo) o que establezcan la conexión del neutro antes que las fases y desconecten estas antes que el neutro.
- Uniones amovibles en el neutro próximas a los interruptores o seccionadores de los conductores de fase, debidamente señalizados, y que solo puedan ser maniobradas mediante herramientas adecuadas, no debiendo, en este caso, ser seccionado el neutro sin que lo estén previamente las fases, ni conectadas éstas sin haberlo sido previamente el neutro.

6. OPERACIONES DE LIMPIEZA Y SEGURIDAD

6.1. SEÑALIZACIÓN DE OBRAS

El contratista estará obligado a instalar y mantener a su costa y bajo su responsabilidad, durante la ejecución de las obras, las señalizaciones necesarias, balizamientos, iluminaciones y protecciones adecuadas tanto de carácter diurno como nocturno, ateniéndose en todo momento a las vigentes reglamentaciones y obteniendo en todo caso, las autorizaciones necesarias para las ejecuciones parciales de la obra.

6.2. CONSERVACIÓN DEL PAISAJE Y LIMPIEZA FINAL DE LAS OBRAS

El contratista prestará especial atención al efecto que puedan tener las distintas operaciones e instalaciones que necesite realizar para la ejecución del contrato sobre el paisaje de las zonas en que se hallan las obras.

En este sentido cuidará el emplazamiento y estética de sus instalaciones, construcciones, depósitos y acopios que, en todo caso, deberán ser previamente autorizados por el Director de la obra.

Una vez que las obras hayan terminado, todas las instalaciones y depósitos construidos con carácter temporal para el servicio de la misma, deberán ser desmontados y los lugares de su emplazamiento restaurados a su forma original.

Toda la obra se ejecutará de forma que las zonas afectadas queden totalmente limpias y en condiciones estéticas acordes con el paisaje circundante.

Estos trabajos se considerarán incluidos en el contrato y por tanto, no serán objeto de abonos por su realización.

7. Pliego de condiciones técnicas particulares para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red

7.1. OBJETO

1. Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red, que por sus características, estén comprendidas en el apartado segundo de este Pliego. Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio el usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.
2. Se valorará la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.
3. El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.
4. En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.
5. Este Pliego de Condiciones Técnicas se encuentra asociado a las líneas de ayudas para la promoción de instalaciones de energía solar fotovoltaica en el ámbito del Plan de Fomento de Energías Renovables. Determinados apartados hacen referencia a su inclusión en la Memoria a presentar con la solicitud de la ayuda, o en la Memoria de Diseño o Proyecto a presentar previamente a la verificación técnica.

7.2. GENERALIDADES

1. Este Pliego es de aplicación en su integridad a todas las instalaciones solares fotovoltaicas destinadas a la producción de electricidad para ser vendida en su totalidad a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.

2. Podrán optar a esta convocatoria otras aplicaciones especiales, siempre y cuando se aseguren unos requisitos de calidad, seguridad y durabilidad equivalentes. Tanto en la Memoria de Solicitud como en la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones, reservándose el IDAE su aceptación.

3. En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Modificado por el 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 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para 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.
- 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.

7.3. DEFINICIONES

7.3.1. Radiación solar

7.3.1.1 Radiación solar

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

7.3.1.2 Irradiancia

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m².

7.3.1.3 Irradiación

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m².

7.3.2. Instalación

7.3.2.1 Instalaciones fotovoltaicas

Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

7.3.2.2 Instalaciones fotovoltaicas interconectadas

Aquellas que normalmente trabajan en paralelo con la empresa distribuidora.

7.3.2.3 Línea y punto de conexión y medida

La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

7.3.2.4 Interruptor automático de la interconexión

Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

7.3.2.5 Interruptor general

Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

7.3.2.6 Generador fotovoltaico

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

7.3.2.7 Rama fotovoltaica

Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

7.3.2.8 Inversor

Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.

7.3.2.9 Potencia nominal del generador

Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

7.3.2.10 Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

7.3.3. Módulos

7.3.3.1 Célula solar fotovoltaica

Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

7.3.3.2 Célula de tecnología equivalente (CTE)

Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

7.3.3.3 Módulo o panel fotovoltaico

Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

7.3.3.4 Condiciones estándar de medida (CEM)

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia solar: 1000 W/m²
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: 25 ° C

7.3.3.5 Potencia pico

Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

7.3.3.6 TONC

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

7.3.4. Integración arquitectónica

Según los casos, se aplicarán las denominaciones siguientes:

7.3.4.1 Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos

Cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.

7.3.4.2 Revestimiento

Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.

7.3.4.3 Cerramiento

Cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanquidad y aislamiento térmico.

7.3.4.4 Elementos de sombreado

Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada del mismo.

La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en 1.3.4.1, se denominará superposición y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

7.4. DISEÑO

7.4.1. Diseño del generador fotovoltaico

El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones.

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

7.4.2. Diseño del sistema de monitorización

El sistema de monitorización, cuando se instale de acuerdo a la convocatoria, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A”, Report EUR16338 EN.

El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

7.4.3. Integración arquitectónica

En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico según lo estipulado en el punto 1.3.4, la Memoria de Solicitud y la Memoria de Diseño o Proyecto especificarán las condiciones de la construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.

Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.

Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.

En cualquier caso, el IDAE podrá requerir un informe de integración arquitectónica con las medidas correctoras a adoptar. La propiedad del edificio, por sí o por delegación, informará y certificará sobre el cumplimiento de las condiciones requeridas.

Cuando sea necesario, a criterio de IDAE, a la Memoria de Diseño o Proyecto se adjuntará el informe de integración arquitectónica donde se especifiquen las características urbanísticas y arquitectónicas del mismo, los condicionantes considerados para la incorporación de la instalación y las medidas correctoras incluidas en el proyecto de la instalación.

7.5. COMPONENTES Y MATERIALES

7.5.1. Generalidades

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

En la Memoria de Diseño o Proyecto se resaltarán los cambios que hubieran podido producirse respecto a la Memoria de Solicitud, y el motivo de los mismos. Además, se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes. Por motivo de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

7.5.2. Sistemas generadores fotovoltaicos

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido (por ejemplo, Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, Joint Research Centre Ispra, etc.), lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

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

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria de Solicitud justificación de su utilización y deberá ser aprobada por el IDAE.

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

Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 10 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células. La estructura del generador se conectará a tierra.

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

7.5.3. Estructura soporte

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En caso contrario se deberá incluir en la Memoria de Solicitud y de Diseño o Proyecto un apartado justificativo de los puntos objeto de incumplimiento y su aceptación deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por la NBE y demás normas aplicables.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

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

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales.

La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-106. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustarán a las exigencias de las Normas Básicas de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 1.4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes. La estructura soporte será calculada según la norma MV-103 para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química. Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

7.5.4. 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.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

El inversor cumplirá con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

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

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

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

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar, un 10 % superiores a las CEM. Además soportará picos de magnitud un 30 % superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85 % y 88 % respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90 % al 92 % para inversores mayores de 5 kW.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

El inversor tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

7.5.5. Cableado

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

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

inferior del 2 %, teniendo en ambos caso como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. 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.

7.5.6. Conexión a red

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

7.5.7. Medidas

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 10) sobre medidas y facturación de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

7.5.8. 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 y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

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

7.5.9. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

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.

Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se

explicarán en la Memoria de Solicitud y de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

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

7.5.10. Armónicos y compatibilidad electromagnética

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

7.6. 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.
- Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará 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 será de 8 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 aprecia 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.

7.7. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA

En la Memoria de Solicitud se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:

G_{dm} (0)

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m² día), obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:

- Instituto Nacional de Meteorología
- Organismo autonómico oficial

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura
- La eficiencia del cableado
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia
- La eficiencia energética del inversor
- otros

7.8. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO

7.8.1. Generalidades

1. Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.
2. El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la instalación con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

7.8.2. Programa de mantenimiento

1. El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.
2. Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:
 - Mantenimiento preventivo
 - Mantenimiento correctivo

3. Plan de mantenimiento preventivo: 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 la misma.

4. Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita la instalación en los plazos indicados en el punto 1.8.3.5.2 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.

5. El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

6. El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá al menos una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia menor de 5 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 o verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, a la ramas, 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.

7. Realización de un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.
8. Registro 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).

7.8.3. Garantías

7.8.3.1 Ámbito general de la garantía

1. Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una 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.
2. La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

7.8.3.2 Plazo

1. El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 8 años.
2. Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

7.8.3.3 Condiciones económicas

1. La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.
2. Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

3. Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

4. Si en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación

podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

7.8.3.4 Anulación de la garantía

1. La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto 8.3.3.4.

7.8.3.5 Lugar y tiempo de la prestación

1. Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.
2. El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 15 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.
3. Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.
4. El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los

perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

7.9. ANEXO I. MEDIDA DE LA POTENCIA INSTALADA DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA

7.9.1 Introducción

Definimos la potencia instalada en corriente alterna (CA) de una central fotovoltaica (FV) conectada a la red, como la potencia de corriente alterna a la entrada de la red eléctrica para un campo fotovoltaico con todos sus módulos en un mismo plano y que opera, sin sombras, a las condiciones estándar de medida (CEM). Introducción

La potencia instalada en CA de una central fotovoltaica puede obtenerse utilizando instrumentos de medida y procedimientos adecuados de corrección de unas condiciones de operación bajo unos determinados valores de irradiancia solar y temperatura a otras condiciones de operación diferentes. Cuando esto no es posible, puede estimarse la potencia instalada utilizando datos de catálogo y de la instalación, y realizando algunas medidas sencillas con una célula solar calibrada, un termómetro, un voltímetro y una pinza amperimétrica. Si tampoco se dispone de esta instrumentación, puede usarse el propio contador de energía. En este mismo orden, el error de la estimación de la potencia instalada será cada vez mayor.

7.9.2 Procedimiento de medida

1. Se describe a continuación el equipo necesario para calcular la potencia instalada:
 - 1 célula solar calibrada de tecnología equivalente
 - 1 termómetro de mercurio de temperatura ambiente
 - 1 multímetro de corriente continua CC y corriente alterna CA
 - 1 pinza amperimétrica de CC y CA
2. El propio inversor actuará de carga del campo fotovoltaico en el punto de máxima potencia.
3. Las medidas se realizarán en un día despejado, en un margen de $\pm$ dos horas alrededor del mediodía solar.
4. Se realizará la medida con el inversor encendido para que el punto de operación sea el punto de máxima potencia.

5. Se medirá con la pinza amperimétrica la intensidad de CC de entrada al inversor y con un multímetro la tensión de CC en el mismo punto. Su producto es Pcc, inv.
6. El valor así obtenido se corrige con la temperatura y la irradiancia usando las ecuaciones (2) y(3).
7. La temperatura ambiente se mide con un termómetro de mercurio, a la sombra, en una zona próxima a los módulos FV. La irradiancia se mide con la célula (CTE) situada junto a los módulos y en su mismo plano.
8. Finalmente, se corrige esta potencia con las pérdidas.

8. Conclusión

El autor extiende y firma el presente Proyecto Técnico por cuanto se ha expuesto anteriormente, los documentos que se adjuntan y a petición de la parte interesada a fin de someterlo a la consideración de la administración y para hacer constar a los efectos oportunos.

PRESUPUESTO

Presupuesto y mediciones

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDS	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE €
CAPITULO 01 INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA					
01.01	UD	MÓDULO FOTOVOLTAICO JAP6 245/3BB			
	Módulo fotovoltaico de 245 Wp con tolerancia positiva de 5 Wp				
	10 años de garantía de producto, cristal templado de 4mm y verificación eléctrica célula a célula.				
	Totalmente instalado conectado.				
	Cubierta		228		
			228	298,75	68.115,04
01.02	UD	INVERSOR 50 kW LVT FREESUN			
	Inversor LVT Freesun 50kW, con tarjeta de comunicación para modulación de potencia.				
	- Inyección trifásica para evitar asimetrías de tensión - Conversión sin transformador. - Conexión en paralelo de dos seguidores MPP - Para ampliar el rango de entrada - Datalogger y diversas interfaces de serie: Ethernet, RS485 - Dispositivo electrónico de desconexión de CC integrado.				
			1		
			1	4579,60	4579,60
01.03	UD	ESTRUCTURA			
	Sistema de fijación de paneles mediante estructura Conergy SolarFamulus Air				
			1		
			1	13.563,37	13.563,37
01.04	m	CABLEADO ENTRE MÓDULOS			
	Cableado entre los módulos fotovoltaicos				
			1		
			1	2675,48	2675,48

Presupuesto y mediciones

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDS	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE €
01.05	m CABLEADO INVERSOR-CA Cableado desde inversor hasta cuadro de alterna		1		
			1	236,58	236,58
01.06	UD CUADRO DE PROTECCIÓN DE CA Y GESTIÓN ENERGÍA Armario para cuadro eléctrico, de pared, aislante con doble aislamiento, IP65, IK09, de cuatro filas, para 72 elementos de 18 mm, resistencia al fuego hasta 650°C, puerta verde transparente, colocado. Con protección de sobretensiones, térmica y diferencial para cada entrada y térmico general de corte. También se incluye Switch de entrada para comunicación y Monitorización del sistema, así como el cable stp. Se incluye Automata programable con software de gestión energética, para controlar y disponer del consumo de las diferentes centrales y gestionar el funcionamiento del sistema. Conectado con analizador de red del tipo CVM-NET-MC que es un Analizador de Redes para la medida de redes trifásica equilibradas y desequilibradas; diseñado específicamente para adquirir medidas de 4 puntos distintos de la instalación, con una única entrada de tensión trifásica pero con 4 canales trifásicos para entradas de señales de corriente, procedentes de los transformadores eficientes MC. Los datos adquiridos por el analizador se transmiten a través del bus de comunicaciones RS-485 con protocolo Modbus/RTU al SCADA de supervisión.		1		
			1	2945,65	2945,65

01.07 UD

PROYECTO Y LEGALIZACIÓN

Realización de Proyecto y Legalización de Proyecto de Instalación Fotovoltaica de autoconsumo
Se incluye dirección de obra y dirección técnica, así como los trámites de legalización en Industria y
Endesa.

1

1	5940,86	5940,86
---	---------	---------

TOTAL CAPITULO 01 INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA.....98.055,68

TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL.....98.055,68

TOTAL PRESUPUESTO GENERAL.....98.055,68