

PROYECTO TÉCNICO DE LA INSTALACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA GENERADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA INTERIOR EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO COMPARTIDO SEGÚN RD 244/2019 (43,2 kWp) **36 kW**

Promotor de la instalación:
Ayuntamiento de Viladecans
Ámbito de Transición Ecológica y
Promoción de la Ciudad.
C/ Pompeu Fabra, s/n. Edificio Torre
Roja. 08840 Viladecans



egm
Estalvi & Eficiència Energètica

Representante legal:
Ayuntamiento de Viladecans
Ámbito de Transición Ecológica y
Promoción de la Ciudad.

Características de la instalación:
Instalación solar fotovoltaica
Mercado municipal de Viladecans, Plaza de Europa, s/n, 08840

Potencia pico instalación: 43.200 Wp
Potencia máxima instalación: 36.000 W

Proyecto realizado por:
Benjamín Vera Viñals
Ingeniero Técnico Industrial
Nº colegiado: 19.453



Instalación solar generadora de energía eléctrica en Régimen de Autoconsumo de 43,2 kW_p

PARA: Ayuntamiento de Viladecans

Proyecto técnico ejecutivo de la instalación solar fotovoltaica

Titular:

Ayuntamiento de Viladecans

Dirección social:

C/ Pompeu Fabra, s/n. Edificio Torre Roja. 08840
Viladecans

Emplazamiento:

Plaza de Europa, s/n, Viladecans, 08840

Promotor:

**Ayuntamiento de Viladecans
Ámbito de Transición Ecológica y Promoción
de la Ciudad.**

Paneles fotovoltaicos

JA Solar JAM 72S 450 Wp o Similar

Inversores

Huawei 36 KTL o Similar

Potencia pico instalación

43.200 Wp

Potencia nominal instalación

36.000 W

Clasificación instalación.

S/ R.D. 244/2.019

Compañía interconectada

FECSA-ENDESA

RELACIÓN DE DOCUMENTOS DEL PROYECTO

- 1. Memoria descriptiva**
- 2. Anexo de cálculo**
- 3. Anexo de fichas técnicas de los componentes de la instalación**
- 4. Anexo de radiación**
- 5. Anexo de sombras**
- 6. Anexo de mantenimiento**
- 7. Balance energético**
- 8. Ahorro ambiental**
- 9. Repartición del consumo compartido**
- 10. Estudio económico**
- 11. Presupuesto**
- 12. Pliego condiciones técnicas**
- 13. Resumen RD 244 / 2019**
- 14. Plan de Seguridad y Salud**
- 15. Planos**

ÍNDICE

MEMORIA DESCRIPTIVA	7
1. ANTECEDENTES.....	8
2. OBJETO	8
3. AGENTES DEL PROYECTO	9
3.1. Promotor de la instalación.....	9
3.2. Responsable y redactor del proyecto	9
4. EMPLAZAMIENTO Y ACCESOS.....	9
5. TABLA RESUMEN DEL PROYECTO.....	11
6. NORMATIVA APLICABLE.....	12
7. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS.....	14
8. REQUISITOS DEL DISEÑO	18
8.1. Módulos fotovoltaicos.....	19
8.2. Inversor	21
8.3. Contador -TMF 1	23
8.4. Estructura de soportación de aluminio	24
8.5. Monitorización	27
9. CAMPO SOLAR FOTOVOLTAICO.....	29
10.INSTALACIÓN ELÉCTRICA	31
10.1.Cableado	31
10.2.Cuadros eléctricos.....	32
10.3.Puesta a tierra de la instalación.	33
11.PLANIFICACIÓN DE LA EJECUCIÓN	34
12.PRESUPUESTO	36
13.CONCLUSIONES	37
ANEJO DE CÁLCULO	38
FICHAS TÉCNICAS DE LOS COMPONENTES	59

ANEXO DE RADIACIÓN	60
ANEXO DE SOMBRAS	64
ANEXO DE MANTENIMIENTO	67
BALANCE ENERGÉTICO	69
AHORRO AMBIENTAL	72
REPARTICIÓN AUTOCONSUMO COMPARTIDO	74
ESTUDIO ECONÓMICO	79
PRESUPUESTO DETALLADO	81
PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS	82
RESUMEN RD 244/2019	83
PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD	88
PLANOS	89

DOCUMENTO 1

MEMORIA DESCRIPTIVA

1. ANTECEDENTES

El ayuntamiento de Viladecans quiere promover la implantación de instalaciones fotovoltaicas y equipos eficientes y sostenibles para desarrollar el autoconsumo municipal, introduciendo además mecanismos de control y gestión de las instalaciones que fomenten la eficiencia energética y la generación de energía renovable para continuar extendiendo la red comunitaria iniciada mediante el proyecto europeo de transición energética denominado Vilawatt.

La implantación de sistemas de autoconsumo energético busca dos objetivos básicos, implantar en la ciudad, de forma participativa y conjunta, el concepto de comunidad energética compartida, y conseguir el autoconsumo municipal con instalaciones de producción energética en equipamientos municipales, reduciendo la dependencia energética de los grandes productores energéticos y el gasto asociado.

Por todo esto, el ayuntamiento de Viladecans ha decidido promover una instalación fotovoltaica de autoconsumo ubicada en la cubierta del mercado municipal de la Plaza de Europa. Esta instalación tendrá además la particularidad de que será financiada colectivamente a través de una plataforma de crowdfunding, ayudando a extender el modelo de participación ciudadana del Vilawatt.

2. OBJETO

El objeto del presente proyecto es realizar el documento técnico que establece y define las condiciones técnicas bajo las cuales se pretende realizar una instalación de generación de energía eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica de 36 kW de potencia nominal, ubicada en la cubierta del mercado municipal de la Plaza de Europa, en el municipio de Viladecans.

La instalación se define como autoconsumo de Tipo 2 (Modalidad con excedentes acogida a compensación) según el RD 244/2019, siendo la potencia pico de la instalación de 43.200 Wp.

El objetivo de la instalación es poder ejercer el autoconsumo compartido entre los diferentes puestos del mercado mediante la futura creación de una comunidad energética, por lo que la instalación fotovoltaica debe estar conectada a la red exterior.

El proyecto ejecutivo se compone de los siguientes documentos:

- Memoria técnica
- Anexo de cálculos justificativos de los elementos de la instalación.
- Planos
- Estudio básico de seguridad y salud.
- Presupuesto
- Pliego de prescripciones técnicas

3. AGENTES DEL PROYECTO

3.1. Promotor de la instalación.

Promotor	Ayuntamiento de Viladecans Ámbito de Transición Ecológica y Promoción de la Ciudad.
Dirección	C/ Pompeu Fabra, s/n. Edificio Torre roja
C.P	08840
Ciudad	Viladecans
Provincia	Barcelona

3.2. Responsable y redactor del proyecto

Razón social	EGM Estalvi & Eficiència Energètica S.L.
CIF	B-65.761.736
Autor y redactor del proyecto	Benjamín Vera Viñals
Titulación	Ingeniero Técnico Industrial
Nº de colegiado	19.453
Teléfono	644 05 93 33

4. EMPLAZAMIENTO Y ACCESOS

La instalación fotovoltaica se encuentra ubicada en la cubierta del mercado de la Plaza de Europa en el término municipal de Viladecans (Barcelona). El acceso se realiza a través de la Carretera de la Vila.

La tabla 1 resume toda la información relativa al emplazamiento de la instalación, y las siguientes figuras muestran la localización de la misma.

Tabla 1. Datos del emplazamiento de la instalación fotovoltaica

Dirección	Plaza de Europa, s/n.
Población	Viladecans
Código postal	08840
Provincia	Barcelona
Coordenadas UTM	X= 418087 E, Y=4574247 N 31T

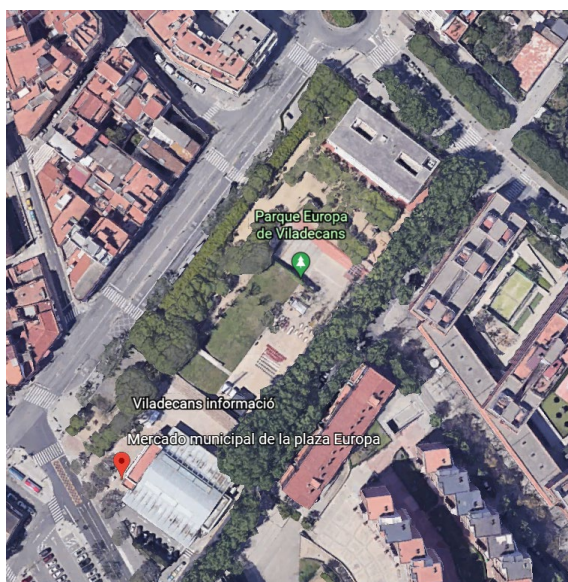


Figura 1. Plaza de Europa, s/n, Viladecans



Figura 2. Zona de implantación de la instalación fotovoltaica

5. TABLA RESUMEN DEL PROYECTO

Titulo del proyecto	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO MERCAT VILADECANS
Emplazamiento	Plaza de Europa, s/n. 08840 Viladecans (Barcelona) X= 418087 E, Y=4574247 N 31T
Promotor	Ayuntamiento de Viladecans Ámbito de Transición Ecológica y Promoción de la Ciudad. C/ Pompeu Fabra, s/n. Edificio Torre Roja 08840 Viladecans (Barcelona)
Empresa	EGM Estalvi & Eficiència Energètica S.L
CIF	B-65.761.736
Autor del proyecto	Benjamín Vera Viñals
Titulación	Ingeniero Técnico Industrial
Nº de colegiado	19.453
Teléfono	644 05 93 33

POTENCIA PICO: 43,2 kWp

POTENCIA NOMINAL: 36 kW

AZIMUT: 53 °

INCLINACIÓN: 15° / 21° / 40°

PRODUCCIÓN ANUAL SEGÚN PVSYST: 60.778 kWh

6. NORMATIVA APLICABLE

- Real Decreto de 842/2002 de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para baja Tensión.
- RD 244/2019 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto 1663/2000 de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 2818/1998 de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones alimentadas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos o cogeneración.
- RD 2224/98 que establece el certificado de profesionalidad de la ocupación de instalador de sistemas fotovoltaicos y eólicos.
- Resolución de la Dirección General de política energética y Minas en las que se estable el modelo de contrato y factura, así como el esquema unificar de una instalación fotovoltaica conectada a red. (BOE nº 148, 21/06/2001)
- RD 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.
- Normas particulares y de normalización de la Cía. Suministradora de Energía Eléctrica, en este caso, la Normativa de la compañía FECSA-ENDESA.
- Vademécum FECSA-ENDESA
- Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Conectadas a la Red PCT-C, publicado por el IDAE en abril del 2001.

- Código técnico de la edificación
- 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.
- Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados y Ordenanzas Municipales.
- Recomendaciones UNESA.
- Normalización Nacional. Normas UNE.
- Normas técnicas y administrativas y regionales

En cualquier caso, en la obra se aplicarán aquellas órdenes o normas que, aunque no estén contempladas en los decretos mencionados, sean de obligado cumplimiento, siendo una central de producción eléctrica que cumpla todas las normas del R.E.B.T.

7. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS.

AUTOCONSUMO CONCEPTOS Y RD 244/2019

El autoconsumo energético consiste en el uso de la energía generada por una instalación para el consumo propio.

El desarrollo del autoconsumo garantiza a los consumidores el acceso a alternativas más baratas y respetuosas con los límites del planeta, contribuye a reducir las necesidades de la red eléctrica, genera mayor independencia energética y permite reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, es una actividad generadora de empleo vinculado a la transición ecológica, como ya se ha demostrado en países de nuestro entorno.

La tecnología aplicada al desarrollo de las energías renovables las ha hecho más eficientes y rentables, hasta el punto de ser capaces de producir electricidad en condiciones menos óptimas de viento o radiación solar, y en el caso de los paneles fotovoltaicos a un coste un 70% más bajo que hace una década.

Todo pensado también para que el ahorro y la eficiencia energética formen parte de la conducta cotidiana del hogar y, en el caso de instalaciones conectadas, el consumo se centre principalmente en las horas diurnas, para tirar de tu propia energía.

El autoconsumo colectivo, por parte de varios consumidores para aprovechar las economías de escala, encaja dentro del ámbito del consumo próximo.

Son instalaciones próximas las que están conectadas en la red interior de los consumidores asociados, unidas a estos bien a través de líneas directas o bien conectadas a la red próxima. De esta manera, se puede hablar de autoconsumo colectivo en un edificio o un conjunto de edificios a través de redes próximas.

Existen modelos muy diferentes de autoconsumo colectivo, dependiendo de si el edificio ya está construido o habitado o está por construir, de la superficie que tengamos disponible para la instalación, del gasto que estemos dispuestos a asumir, del servicio que queramos obtener o del grado de consenso que alcance la propuesta entre la comunidad de vecinos.

La modalidad más sencilla de autoconsumo colectivo es la de una instalación que cubra las necesidades energéticas de las zonas comunes del edificio, como son la iluminación de escaleras, rellanos, portales, garajes y trasteros o el funcionamiento del ascensor. Las posibilidades se amplían si hablamos en término de urbanización, con piscinas y otras zonas comunes (patios, salas, zonas de juegos y deportes, etc.). En este caso se trata de una instalación básica y la titularidad corresponde a la comunidad de propietarios, única usuaria de la instalación.

A partir de esta primera posibilidad se abren otras, como la instalación integral, más completa y de mayor potencia, que permite abastecer de energía a las viviendas y a los locales comerciales del edificio si los tuviera. En este caso, especialmente atractivo para nueva construcción, el titular también es la comunidad de propietarios, que se encarga de facturar a cada uno de los vecinos.

Un último caso sería el de la instalación flexible, que en un principio sólo abastecería a aquellos vecinos que hubieran decidido conectarse, aunque permitiría que otros vecinos se fueran sumando posteriormente, lo que la convierte en un tipo de instalación ideal para bloques de viviendas ya construidos.

El Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, completa el marco regulatorio sobre autoconsumo, impulsado con el Real Decreto-ley 15/2018. En particular desarrolla:

- las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica,
- define las instalaciones próximas a efectos de autoconsumo,
- desarrolla el autoconsumo individual y colectivo,
- establece un sistema de compensación simplificada entre los déficits de los consumidores y los excedentes de sus instalaciones de autoconsumo, y
- organiza el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica así como su procedimiento de inscripción que no supondrá carga administrativa para los consumidores.

El Real Decreto habilita diversas posibles configuraciones para las instalaciones de generación que podrán ser:

individuales, cuando exista un único consumidor asociado a la instalación o

colectivos, cuando existan varios consumidores asociados a la misma instalación de generación. La figura del autoconsumo colectivo permite, por tanto, las instalaciones de autoconsumo en las comunidades de propietarios o en polígonos industriales.

Las instalaciones de generación podrán conectarse de diferentes formas, de manera que serán:

instalaciones próximas en red interior, cuando se conecten en la red interior de los consumidores, o

instalaciones próximas a través de red, cuando se conecten a las redes de baja tensión que dependan del mismo centro de transformación, o se conecten a menos de 500m del consumidor, o estén ubicadas en la misma referencia catastral que el consumidor.

Además, introduce un mecanismo de compensación simplificada que permitirá a los consumidores reducir su factura eléctrica, compensando sus excedentes de la energía producida y no autoconsumida.

Modalidades de autoconsumo:

SIN excedentes. Cuando existen sistemas antivertido que impiden la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o distribución. En estas instalaciones el desarrollo tecnológico se alía con el progreso comercial del almacenamiento con baterías, que permite una mejor gestión de los picos de demanda mientras reduce la presión sobre las redes de distribución. En este caso existe un único tipo de sujeto: el consumidor.

CON excedentes. Cuando las instalaciones de generación pueden, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. En estos casos existen dos tipos de sujetos: consumidor y productor.

Las instalaciones con excedentes podrán ser:

CON excedentes ACOGIDAS a compensación

En esta modalidad la energía que no se autoconsume de forma instantánea se vuelca a la red de manera que al final del periodo de facturación (como máximo un mes) el valor de esa energía excedentaria se compensará en la factura del consumidor.

Pueden optar a esta modalidad las instalaciones individuales y colectivas conectadas en red interior que cumplan las condiciones descritas en el Real Decreto.

CON excedentes NO ACOGIDAS a compensación

En esta modalidad la energía que no se autoconsume de forma instantánea se vuelca a la red y se vende obteniendo por ella el precio del mercado eléctrico.

ABREVIATURAS USADAS EN ESTE PROYECTO

Todos los conceptos de este proyecto se expresarán en unidades del sistema internacional.

A: Amperios

CC: Corriente continua

CA: Corriente alterna

°C: Grado Celsius

Hz: Hercio

I: Intensidad (A)

I_{cc}: Intensidad de cortocircuito

I_{MMP}: Intensidad en el punto de máxima potencia

Inversor: Es el elemento encargado de transformar la corriente continua en alterna, o viceversa.

Irradiancia: Es la **potencia** de la radiación solar por unidad de superficie. (W/m²)

Irradiación: Es la **energía** que incide por unidad de superficie en un tiempo determinado [J/m²]. En este último caso, por razones prácticas, también se empleará el [kWh] dado que facilita el entendimiento de los resultados. En el presente proyecto, el concepto de radiación, siempre será referente a la irradiación solar.

k: coeficiente

K: grado Kelvin

kg: kilogramo

mm: milímetro

m²: metro cuadrado

MMP: Punto de máxima potencia

P: Potencia (W)

P_N: Potencia nominal

Panel solar: O módulo solar, elemento encargado de captar la radiación solar.

R.E.B.T.: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

T_p : Temperatura del módulo

T_a : Temperatura ambiente [-10°C]

T_{onc} : T^a Normal de funcionamiento de la célula [45-47°C]

V: Tensión (V)

V_{oc} : Tensión de circuito abierto (V)

V_{MPP} : Tensión en el punto de máxima potencia (V)

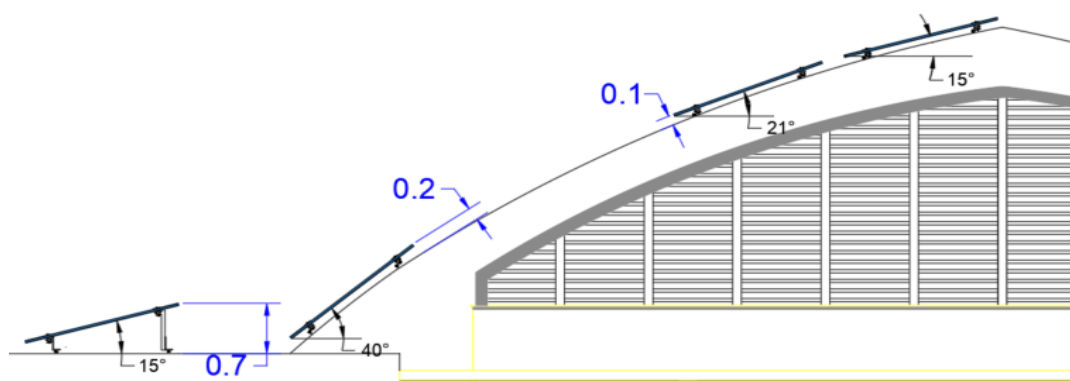
W: Vatio

Wp: Vatio pico

8. REQUISITOS DEL DISEÑO

El diseño de la instalación depende de los paneles a utilizar y de los inversores de la instalación, particularmente de las características eléctricas de los mismos. En este apartado se detallan y se describen los elementos que formarán la instalación.

Ésta se realizará sobre el tejado del mercado de de manera coplanar a los tejados existentes y una parte con estructura. La instalación irá montada en la parte Sur del Edificio en forma de bóveda:



Detalle del perfil de la instalación

La estructura se instalará de manera coplanar y tiene una inclinación de 15,21 y 40°, por otra parte también se instalará una estructura inclinada a 15°.

La instalación solar estará formada por un campo solar fotovoltaico compuesto por 96 paneles solares JA JAM72S20 o similar de 450 Wp cada uno de ellos siendo la

potencia de la instalación de de 43,2 kWp. Estos paneles irán conectados a un inversor de corriente de 36 kW de potencia nominal de salida que generará en trifásico.

8.1. Módulos fotovoltaicos

Los módulos solares serán los encargados de transformar la energía solar en electricidad en forma de corriente continua para la consiguiente inyección a red eléctrica a través de los inversores.

A continuación se detallan las características del módulo dando a conocer los datos técnicos para el diseño de la instalación. Las fichas técnicas del panel se encuentran en el anexo II.

Módulo FV JA JAM72S20 de 450 Wp (Puede ser este módulo o similar)

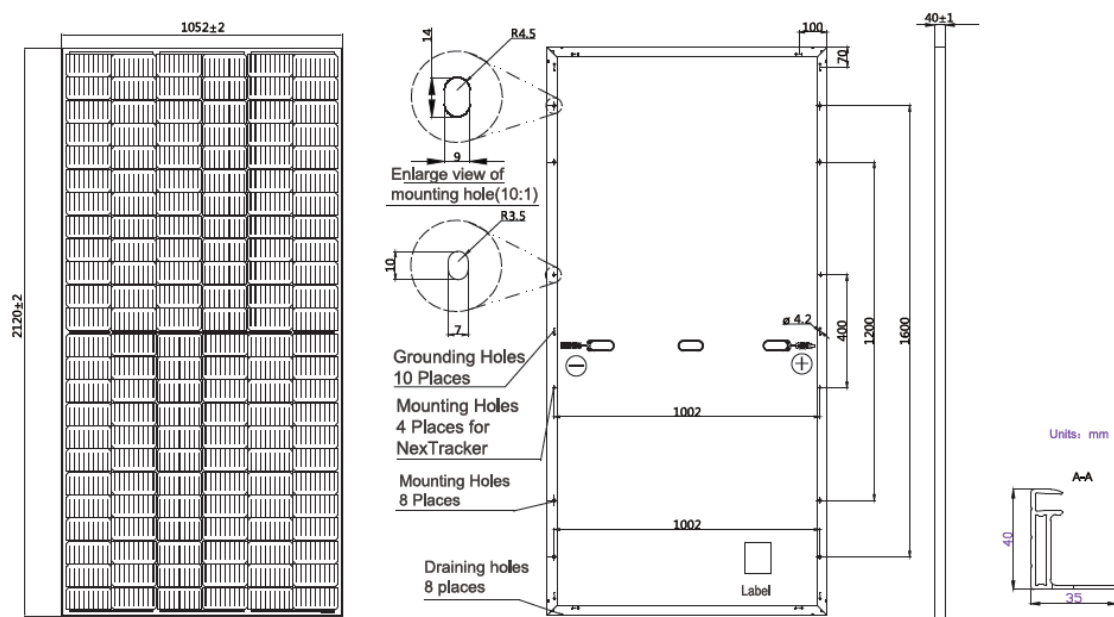
Los paneles solares, modelo JA JAM72S20 de 450 Wp están diseñados para tener la conformidad de la norma IEC61215:1993 y fabricado con materiales probados para asegurar el servicio durante toda su vida útil, consta de 144 células monocristalinas de silicio de grado solar conectadas en serie cada una con el 20,2 % de eficiencia.

La tecnología usada es Monocristalina PERC.

Las células están conectadas en serie. La soldadura entre células está hecha mediante infrarrojos para asegurar la estabilidad de la misma.

El marco de la placa es de aluminio anodizado plateado de 50mm. El vidrio es solar templado y certificado de alta calidad, de 4mm de espesor con un alto grado de transmitancia.

Las células están encapsuladas mediante EVA (Etil Vinil Acetato) que dispone de aislante eléctrico en la parte posterior compuesto por tedlar y poliéster.



Figuras 3 Parte delantera y perfil del módulo solar fotovoltaico

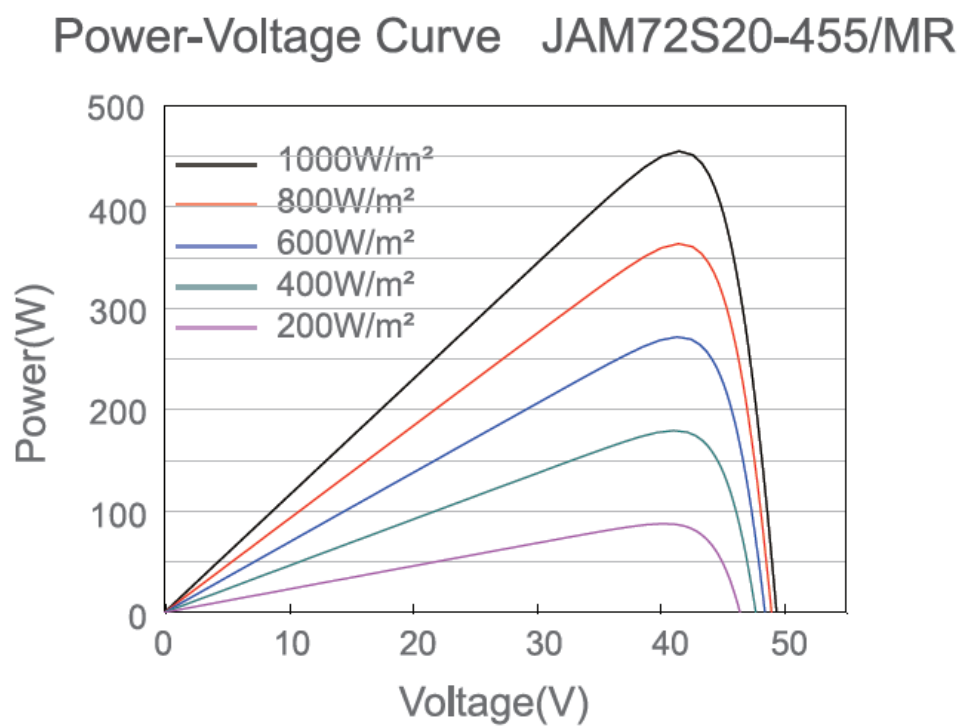


Figura 4 Curva I-V del panel fotovoltaico

8.2. Inversor

Inversor Huawei 36KTL 36kW (Puede ser este inversor o similar)

Se utilizarán inversores de la casa Huawei, modelo 36 KTL de 36kWde potencia nominal de salida. Las fichas técnicas de los inversores se encuentran en el anexo III.

Los inversores Huawei 36 kTL, tienen un rendimiento máximo del 98% con refrigeración controlada

Pueden instalarse tanto en interiores como en exteriores, lo que facilita problemas de espacio y aumenta el rendimiento de los mismos ya que requieren la instalación en un espacio ventilado.

Este inversor dispone de 4 entradas de MPPT que máxifica la eficiencia del sistema. Esto permite la posibilidad de tener campos de diferente potencia. En este caso, el inversor estará conectado a 8 strings de 12 paneles 2 strings por cada MPPT



Figura 5 : Inversor solar Huawei 36 KTL

Permiten inyectar la potencia nominal del inversor hasta una temperatura ambiente de 40°C hecho que permite la optimización de la instalación fotovoltaica en las peores condiciones que podrían darse en el período estival.

El inversor dispone de diversos dispositivos de protección tanto en la parte de continua como en la parte de alterna.

- Control de tensión de red.
- Control de aislamiento, de la frecuencia y de la corriente continua.
- Control de la toma de tierra.

Las protecciones de la parte de alterna consisten en varistores que protegen a los semiconductores de potencia en caso de picos de tensión intensos garantizando la eliminación de la energía en la bobina en el caso de desconexión de la red.

Las protecciones en la parte de corriente continua consisten en varistores que protegen contra sobretensiones atmosféricas (tales como rayos).

En el momento en el que se produce un fallo, el inversor interrumpe la alimentación desconectándose de la red.

Los inversores se instalarán en la parte interior del mercado en el local destinado a los contadores eléctricos.

La ubicación del inversor se ha calculado para que se minimicen las pérdidas por transporte tanto en corriente continua como en alterna, por lo que éste está ubicado cerca de la salida de los paneles. De esta forma, los cables de continua pasará por la cubierta justo a la entrada de la caseta de telecomunicaciones donde estará ubicado el inversor, siendo la salida de éste directa a la bajante en la que se conecta la instalación a la red eléctrica.

El inversor tiene un consumo en stand-by de de menos de 1W. Este consumo se produce en los momentos en los que no hay radiación (durante la noche, o en los días nublados en los que la radiación es insuficiente para poner en funcionamiento la instalación).

Especificaciones técnicas	SUN2000-36KTL
	Eficiencia
Eficiencia máxima	98.8% @480 Vac; 98.6% @380 Vac / 400 Vac
Eficiencia europea	98.6% @480 Vac; 98.4% @380 Vac / 400 Vac
	Entrada
Máx. tensión de entrada	1,100 V
Máx. intensidad por MPPT	22 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	30 A
tensión de entrada inicial	250 V
Rango de tensión de operación de MPPT	200 V ~ 1000 V
tensión nominal de entrada	620 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Máx. cantidad de entradas	8
Cantidad de MPPT	4
	Salida
Potencia nominal activa de CA	36,000 W
Máx. potencia aparente de CA	40,000 VA
Máx. potencia activa de CA (cosφ=1)	Default 40,000 W; 36,000 W optional in settings
tensión nominal de salida	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W+N+PE; 3W+PE optional in settings
Frecuencia nominal de red de CA	277V / 480 V, 3W+PE
intensidad de salida nominal	50 Hz / 60 Hz
Máx. intensidad de salida	54.6 A @380 Vac; 52.2 A @ 400 Vac; 43.4 A @480 Vac
Factor de potencia ajustable	50.8 A @380 Vac; 57.8 A @400 Vac; 48.2 A @480 Vac
Máx. distorsión armónica total	0.8 LG ... 0.8 LD
	Protección
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Si
Protección contra funcionamiento en isla	Si
Protección contra sobreintensidad de CA	Si
Protección contra polaridad inversa de CC	Si
monitorización de fallos en strings de sistemas fotovoltaicos	Si
Protector contra sobreintensidad de CC	Tipo II
Protector contra sobreintensidad de CA	Tipo II
Detección de aislamiento de CC	Si
Unidad de monitorización de la intensidad Residual	Si
	Comunicación
Visualización	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Si
USB	Si
Comunicación por líneas de alimentación eléctrica (PLC)	Si
	General
Dimensiones (ancho x altura x profundidad)	930 x 550 x 283 mm (36.6 x 21.7 x 11.1 pulgadas)
Peso (con soporte de montaje)	62 kg (136.7 lb.)
Rango de temperatura de operación	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)
Enfriamiento	Convección natural
Altitud de operación	4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0 ~ 100%
Conector de CC	Amphenol Helios H4
Conector de CA	Terminal de PG resistente al agua + Conector OT
Clase de protección	IP65
Topología	Sin transformador
	Cumplimiento de normas (Más información disponible a pedido)
Certificado	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC62116
Código de red	IEC 61727, BOEW 2008, GS913, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD661/2007, RD 1699/2011, RD 413/2014, PO 12.3, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, PEA, MEA, Resolución No.7, NRS 097-2-1

Tabla 1: Datos técnicos del inversor solar propuesto

8.3. Contador -TMF 1

Se dispondrá un contador de energía eléctrica trifásico bidireccional debido a que deben contabilizarse tanto la cantidad de energía que consume de la red, como la energía que se evacua para la compensación. Este contador será necesario según RD 244/2019 y estará situado de manera que se contabilice toda la energía producida.

En este contador quedarán registradas las medidas de energía activa y reactiva, tanto de entrada como de salida.

El contador será homologado por endesa e irá en una TMF 1

El acceso a los datos se realizará mediante un visualizador que se encuentra en el frontal del contador, el cual tiene dos modos de funcionamiento.

Modo reposo: Va representando de forma cíclica todos los datos de facturación.

Modo lectura: Mediante un pulsador se accede a toda la información mediante la organización de la misma en menús.

El contador irá instalado en un módulo TMF 1



Figura 6. Contador instalado en TMF 1

8.4. Estructura de soportación de aluminio

La estructura de suportación será Sunfer o similar, ésta es de aluminio anodizado con un tratamiento especial para la corrosión. Las estructuras se componen de barras extruidas que irán taladradas sobre la cubierta de la instalación existente.

Las cubiertas existentes son de hormigón con capa de tela asfáltica para la protección de la humedad.



Figura 7: Detalle del estado de la cubierta

Las estructuras irán directamente taladradas con varilla de acero inoxidable de 10mm a través de taco químico.

La varille penetrará en la capa de aislamiento de tela asfática hasta ir a buscar el hormigón, penetrando un mínimo de 10 cm. La varilla dispondrá de una junta epdm y seguidamente la varilla, tuerca y junta se recubrirá por la parte baja con un recubrimiento impermeabilizante elástico para exterior.



Figura 8: Detalle Impermeabilizante, taco químico y varilla.

Las fuerzas a las que estará sometida la estructura estarán dimensionadas según los criterios del CTE-SE-AE y deberán ser certificadas por el fabricante.

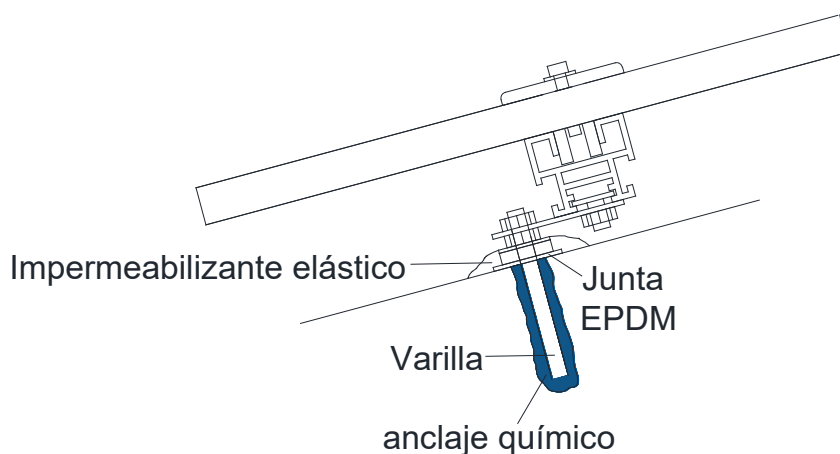


Figura 9: Detalle constructivo del anclaje.

8.5. Monitorización

El sistema de monitorización de los diferentes componentes de la instalación se tendrá que integrar a la plataforma de monitorización Sentilo del Ayuntamiento de Viladecans. La arquitectura del actual sistema se basa en sistemas de contabilidad y monitorización energética con un equipo de adquisición y almacenamiento de datos (datalogger), #en lo sucesivo RTU o RTU Datalogger.

Los datos adquiridos se enviarán a la Plataforma de Sensores y Actuadores (#en lo sucesivo Sentilo). Este es la pieza arquitectónica que recoge toda la información generada por los diferentes sensores y dispositivos y enviada por los dataloggers. La información adquirida es enviada a la plataforma Sentilo instalada en un servidor propiedad del Ayuntamiento de Viladecans. El sistema es completamente abierto y escalable tanto vertical como horizontalmente.

El sistema local de concentración de datos (RTU) provenientes de los analizadores, sondas y equipos de la instalación tiene que disponer de memoria incorporada y contar con el sistema de comunicación que comporte el menor coste de mantenimiento, pero sin perder prestaciones de conectividad. Cualquiera de los dispositivos de comunicación necesarios serán suministrados por el adjudicatario como parte de la instalación.

Se conectará la RTU en la red de comunicación del edificio para poder enviar los datos registrados. Si no se dispone de esta red, se hará mediante módem 3G. El sistema de monitorización nos tiene que permitir recoger, enviar y visualizar los siguientes parámetros:

- Valor acumulado de energía consumida del contador bidireccional
- Valor acumulado de exportación + importación del contador bidireccional
- Valor acumulado de energía generada
- Valor acumulado de energía consumida

La monitorización de la información requerida se hará a partir de los siguientes elementos:

- ANALIZADOR DE RED BIDIRECCIONAL. Este dispositivo se instalará a la línea de

alimentación general del edificio y medirá la energía eléctrica importada. Tendrá un puerto de comunicación RS485 por protocolo Modbus-RTU.

- RTU DATALOGGER. El dispositivo es un terminal remoto de captación de datos que recoge la información obtenida del puerto de comunicación del analizador de red (Modbus-RTU) y del inversor fotovoltaico (Modbus-RTU o Modbus-TCP segundo el modelo). La RTU tendrá una interfaz de configuración amigable que permita seleccionar las fuentes de datos (sensores y dispositivos), el protocolo de comunicación por fuente de datos (Modbus-RTU o Modbus-TCP) y los datos deseados de cada fuente de datos. También tendrá capacidad para configurar los datos de comunicación con la instancia Sentilo del Ayuntamiento de Viladecans, de seleccionar el componente deseado dentro de la Sentilo y de asignar los códigos de cada sensor siguiendo la nomenclatura del Ayuntamiento de Viladecans para instalaciones fotovoltaicas.

La RTU tendrá también capacitado de datalogger para guardar datos históricos en su memoria y para cada dato se podrá programar cualquier de las siguientes combinaciones: simple envío, envío y conservación en memoria, solo conservación en memoria. Para poder enviar la información arriba mencionada, la RTU tendrá que tener capacidad de cálculo puesto que, con los dispositivos de medidas mencionados se podrán obtener los datos deseados solo ejecutando unos cálculos sencillos: $\text{Consumo del edificio} = \text{Producción FV} + \text{Energía Importada} - \text{Energía exportada}$.

La RTU contará con un Log de acontecimientos para poder verificar en cualquier momento el resultado de la recogida de los datos de campo y de su envío hacia la Sentilo y tendrá la capacidad de mostrar en tiempo real los valores recogidos en campo para verificar su coherencia.

- SWITCH: En caso de conectarse a internet mediante el router del edificio se proveerá un switch con 4 puertos ethernet para conectar vía cable la RTU DATALOGGER, el inversor fotovoltaico y el router del edificio.

- MODEM 3G (en sustitución del SWITCH). En caso de ser necesario se dispondrá de un módem/router 3G con una tarjeta de datos, para comunicar con la Sentilo de la

Diputación de Barcelona. Contará con puertos ethernet para conectar vía cable la RTU DATALOGGER y el inversor fotovoltaico.

El inversores también serán monitorizados vía portal web de la misma marca del suministrador del inversor o similar, al cual se accede como vía web. El servidor permite procesar los datos que envían los inversores de la instalación, archivándolas y mostrándolas automáticamente a internet.

El cuadro de monitorización de la instalación se colocará anexo en el cuadro eléctrico donde se hará la conexión en la red interior.

9. CAMPO SOLAR FOTOVOLTAICO

Para la realización del diseño de la instalación fotovoltaica se ha buscado la configuración más adecuada para el máximo rendimiento posible y eficiencia de la misma.

En función del rango de tensiones y potencia de los módulos fotovoltaicos y de los inversores, se determina la configuración de la instalación y su interconexionado.

Los puntos más importantes a tener en cuenta son los siguientes:

- La potencia del inversor no debe ser superior a la potencia pico del generador fotovoltaico, ya que el inversor no funcionará a su potencia nominal. Esto es debido que los datos característicos de los módulos fotovoltaicos se dan para una temperatura ambiente de 25°C cuando la irradiancia es de 1000 W/m². Estas características no se suelen dar nunca dado que rara vez se alcanza un nivel de irradiancia de 1000 W/m² (los niveles de irradiancia medios en España varían entre 400 y 700 W/m²), y en los momentos en los que la irradiancia aumenta, también lo hace la temperatura, por lo que el rendimiento de la instalación disminuye. Es por esta razón que la potencia real generada por el campo fotovoltaico será menor a la teóricamente calculada.
- A esto se le deben añadir las pérdidas dentro del generador fotovoltaico debido a la dispersión de los parámetros eléctricos de cada uno de los módulos, así como al cableado y a las conexiones entre ellos.

El campo solar inyecta la electricidad generada a un Huawei de 36 kW. Este inversor es trifásico disponiendo de cuatro entradas, de forma que se podrían configurar los strings de una manera más eficiente.

En nuestro caso, el campo solar está compuesto por 8 x 12 módulos fotovoltaicos. Por lo tanto, el sistema estará equilibrado tanto en la parte de CC como en la parte CA. Los cálculos se muestran en el anexo II.

Los strings que entran a los inversores que forman la instalación tienen la misma configuración por lo que respecta a los paneles que se conectan a cada uno de ellos, y a la configuración de éstos.

Inversor Huawei 36 KTL	
Panel JAM 72 S 450	
Potencia Inversor [W]	36000
Número total de módulos por MPPT	2x12
Potencia de entrada	10800
Tensión MPP 25° C [V]	498
Tensión MPP 50° C [V]	464
Tensión MPP 70° C [V]	437
Tensión en vacío -10° C [V]	643
Tensión DC conexión [V]	250
Tensión DC desconexión [V]	200
Corriente máxima del generador [A]	21,76
Corriente máxima permitida [A]	22
Número de Strings	2/entrada
Número módulos por string	12
Superficie del generador [m ²] totales	192
Nº de Inversor	1

Tabla 2: Configuración del inversor Huawei 36 kW con 12x2 paneles

La distribución del campo solar se muestra en los planos anexos de instalación.

Centro de ubicación de inversores y armarios eléctricos

Se habilitará una zona en el cuarto de contadores. Ésta se hallará en la planta baja de forma que el cableado desde ésta hasta el contador de salida de energía sea el mínimo posible de forma que se minimicen las pérdidas en cableado.

En el espacio habilitado para el uso se ubicarán también los cuadros de protecciones tanto de corriente continua como de corriente alterna.

La zona en la que se encuentren los inversores se hallará correctamente ventilada mediante ventilación natural propia del espacio existente.

El acceso será exclusivo para el control y mantenimiento de la instalación a personal autorizado.

10. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

La instalación se realizará según el REBT y las normas particulares de la compañía, así como de las normativas específicas de instalaciones fotovoltaicas. Toda la instalación cumplirá ITC-BT-30 sobre locales mojados y seguirá las prescripciones de la ITC BT 40.

10.1. Cableado

Los conductores de la planta se diseñan para minimizar el conjunto de pérdidas por caída de tensión que hacen aparecer pérdidas de rendimiento energético importantes.

10.1.1 Cableado en corriente continua.

EL cableado de corriente continua es el que corresponde al generador fotovoltaico, éste debe cumplir que:

Pérdidas de potencia máx en condiciones nominales: **máximo 1,5%**

Los conductores del campo generador serán independientes para cada una de las series de paneles. Serán de cobre del tipo solar, con doble aislamiento de 1000V, siendo el recubrimiento exterior protector de los rayos UV de forma que no es necesaria la conducción de éstos por el interior de tubos o canaletas. (UNE 24123-4 o 5/UNE 211002).

De esta forma se cumple también la ITC-BT-30 sobre locales mojados.

Estos cables irán desde el campo generador hasta la caja de protecciones correspondiente a cada uno de los subcampos.

El cálculo del cableado se muestra en el anexo nº II.

10.1.2 Cableado en corriente alterna

El cableado en corriente alterna debe cumplir también:

Pérdidas de potencia max en condiciones nominales: **máximo 1,5%**

Los conductores de corriente alterna entre cada inversor y el cuadro de protecciones de alterna serán de cobre tipo RV-K 0,6/1 kV con aislamiento de Polietileno Reticulado y cubierta de PVC. Estarán dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador (itc-BT40). Las canalizaciones se harán según el R.E.B.T.

El cálculo del cableado se encuentra en el anexo II.

El trazado de la línea general de alimentación se realizará lo más corto y rectilíneo posible, y discurrirá por lugares de uso común.

Los conductores se instalarán en el interior de tubos o conductos, empotrados, enterrados o en superficie y cumplirán lo expuesto en la ITC-BT-14.

10.2. Cuadros eléctricos.

Los cuadros eléctricos de la instalación se ubicarán en la pared habilitada para el uso junto con los inversores.

10.2.1 Cuadro de protección en continua.

El cableado de distribución de energía en forma de corriente continua que va del generador hasta el inversor debe protegerse ante eventuales fallos eléctricos, así como deben protegerse las personas que quieren hacer alguna operación de mantenimiento en el inversor.

Para ello cada subcampo FV tendrá junto al inversor una caja para paramenta de carril DIN, con puerta opaca y grado de protección IP65. Está caja tendrá en su interior una base seccionable para dos fusibles, uno para cada polo de cada una de las series de cada subcampo, un seccionador y un descargador de sobretensión.

10.2.2 Cuadro de protección en alterna.

Como medida de protección de la instalación se distinguen las siguientes protecciones:

- Protección frente a sobrecargas y/o cortocircuitos: Se instalarán interruptores magnetotérmicos de corte omnipolar para la protección de cada uno de los circuitos de la instalación. se instalará uno a la salida del inversor.
- Descargadores de sobretensión: protege los equipos frente a sobretensiones producidas por la red eléctrica o por descargas atmosféricas.
- Protección frente a choques eléctricos: se instalarán interruptores diferenciales de 300mA de sensibilidad.
- En la cabecera de la instalación se dispondrá de un interruptor general omnipolar y un interruptor automático diferencial.

10.2.3 Armario de acometida producción solar TMF 1

El armario de acometida ubicará los contadores y las protecciones de la línea y de la instalación general.

Dispondrá base seccionable para fusibles.

En la parte inferior del armario estarán los bornes de entrada y salida de la línea de red y la protección de la derivación individual a abonado que estará formada por las protecciones generales.

El armario será de poliéster prensado PN-55 de protección IP-43 con doble aislamiento, provisto de cierre triangular con bloqueo de candado. El armario estará homologado.

En la parte superior del mismo se ubicará el contador trifásico bidireccional acoplado a una placa de montaje troquelada. El armario dispondrá de una puerta frontal transparente de modo que se pueda leer el contador.

10.3. Puesta a tierra de la instalación.

Se realizará un sistema unificado de tierra eléctrica, de prestaciones adecuadas, al cual se conectarán estructuras metálicas, masas y demás elementos (marco de los módulos, estructura de los mismos, cajas envolventes del inversor...), sirviendo además para proteger a las personas frente a posibles choques eléctricos con masas metálicas.

En el RD 1663/2000 del 29 de septiembre, se fijan las condiciones técnicas para la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de BT, Artículo 12: "Condiciones de

puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas”, la puesta a tierra se realizará de forma que no altere la de la compañía eléctrica distribuidora, con el fin de no transmitir defectos a la misma.

La rigidez dieléctrica de esta separación galvánica será como mínimo de 2500V.

Asimismo, las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el R.E.B.T.

Por ello, se realizará una única toma de tierra conectando directamente a la barra principal de tierra de la instalación, tanto la estructura soporte del generador fotovoltaico, como el borne de puesta a tierra del inversor, con el fin de no crear diferencias de tensión peligrosas para las personas.

Las masas serán independientes de las del resto de la nave, por lo que los conductores de protección que conectan las masas de la instalación fotovoltaica a la puesta de tierra irán directamente a ésta, a la borna o barra principal sin conectar con las masas que pudiese haber en el recorrido de los conductores.

Usaremos para nuestra conexión la toma de tierra general del edificio, tomando una derivación individual desde el embarrado principal de la instalación, para que no se pongan en contacto las masas de la instalación de uso con las fotovoltaicas.

11. PLANIFICACIÓN DE LA EJECUCIÓN

El tiempo que se prevé necesario para la finalización de la instalación y el comienzo de su explotación es de unos 13 días desde el comienzo de las obras.

Planificación de Obra	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 6	Día 7	Día 8	Día 9	Día 10	Día 11	Día 12	Día 13
Acopio de material eléctrico													
Acopio de estructuras													
Montaje de bloques de hormigón													
Montaje de paneles													
Montaje Inversor													
Cableado DC													
Cableado AC													
Montaje contador													
Conexión a Contador													
Configuración Inversor													
Puesta en marcha													

12. PRESUPUESTO

El presupuesto de ejecución será de 47.774,26 € SIN iva.

El presupuesto detallado se encuentra en el anexo.

13. CONCLUSIONES

Con lo expuesto en el presente proyecto eléctrico de la instalación solar fotovoltaica de generación de energía eléctrica para la posterior inyección a la red interna de consumo con una potencia de 36 kW, siendo el titular de la instalación el Ayuntamiento de Viladecans, ubicada la instalación en la cubierta de un mercado, el técnico que suscribe Benjamín Vera Viñals, Ingeniero Técnico, con número de colegiado 19.453, considera suficiente la información contenida en los documentos que lo conforman (memoria descriptiva, documentación gráfica y anexos) para la descripción de la misma y su consiguiente legalización.

El técnico:

Benjamín Vera Viñals
Ingeniero Técnico
Nº colegiado: 19.453

DOCUMENTO 2

ANEJO DE CÁLCULO

ÍNDICE

ANEJO DE CÁLCULO	38
I.1. Cálculos	27
I.1.1 Estudio eléctrico fotovoltaico	27
I.1.1.1 Materiales Seleccionados	27
I.1.1.1.1 Tipo de Inversores.....	27
I.1.1.1.2 Configuración Inversores con paneles Suntech	28
I.1.1.1.3 Módulo fotovoltaico	29
I.1.1.1.4 Dimensionamiento del módulo	30
I.1.1.1.4.1 Número de módulos mínimos por ramal	30
I.1.1.1.4.2 Número de módulos máximos por ramal.....	30
I.1.1.1.4.3 Número de strings paralelo	33
I.1.2 Cálculos de baja tensión	33
I.1.2.1 Fórmulas generales.....	33
I.1.2.2 Criterios selección cableado alterna.....	35
I.1.2.2.1 Criterios de caída de Tensión.....	36
I.1.2.2.2 Criterios de densidad de corriente.....	37
I.1.2.3 Criterios selección cableado Continua	38
I.1.2.4 Criterios selección cableado Alterna Resultados	40
I.1.2.5 Criterios selección cableado Continua Resultados	40
I.1.2.6 Cálculo de corrientes de cortocircuito	42
I.1.2.7 Toma de tierra	43
I.1.2.8 Cálculo de tubos y Conductores	44

ANEXO I CÁLCULOS

I.1 Cálculos

En este apartado del proyecto se plantea realizar el estudio de cada una de las partes de la instalación

I.1.1. Estudio Eléctrico Fotovoltaico

I.1.1.1. Materiales Seleccionados

I.1.1.1.1. Tipo Inversor

Se han escogido inversores de la marca Huawei configurando los paneles de forma que las series de éstos estuvieran dentro de los rangos de potencia, tensión y corriente adecuados, el inversor escogido es:

Huawei 36 KTL kW

Las características principales del inversor se muestran en el siguiente cuadro:

Inversor de String Inteligente (SUN2000-36KTL)



Especificaciones técnicas	SUN2000-36KTL
	Eficiencia
Eficiencia máxima	98.8% @480 Vac; 98.6% @380 Vac / 400 Vac
Eficiencia europea	98.6% @480 Vac; 98.4% @380 Vac / 400 Vac
	Entrada
Máx. tensión de entrada	1,100 V
Máx. intensidad por MPPT	22 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	30 A
tensión de entrada inicial	250 V
Rango de tensión de operación de MPPT	200 V ~ 1000 V
tensión nominal de entrada	620 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Máx. cantidad de entradas	8
Cantidad de MPPT	4
	Salida
Potencia nominal activa de CA	36,000 W
Máx. potencia aparente de CA	40,000 VA
Máx. potencia activa de CA (cosφ=1)	Default 40,000 W; 36,000 W optional in settings
tensión nominal de salida	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W+N-PE; 3W+PE optional in settings
Frecuencia nominal de red de CA	277V / 480 V, 3W+PE
intensidad de salida nominal	50 Hz / 60 Hz
Máx. intensidad de salida	54.6 A @380 Vac, 52.2 A @ 400 Vac, 43.4 A @480 Vac
Factor de potencia ajustable	60.8 A @380 Vac, 57.8 A @400 Vac, 48.2 A @480 Vac
Máx. distorsión armónica total	0.8 LG ... 0.8 LD
	Protección
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Si
Protección contra funcionamiento en isla	Si
Protección contra sobreintensidad de CA	Si
Protección contra polaridad inversa de CC	Si
monitorización de fallos en strings de sistemas fotovoltaicos	Si
Protector contra sobreintensidad de CC	Tipo II
Protector contra sobreintensidad de CA	Tipo II
Detección de aislamiento de CC	Si
Unidad de monitorización de la intensidad Residual	Si
	Comunicación
Visualización	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Si
USB	Si
Comunicación por líneas de alimentación eléctrica (PLC)	Si
	General
Dimensiones (ancho x altura x profundidad)	930 x 550 x 283 mm (36.6 x 21.7 x 11.1 pulgadas)
Peso (con soporte de montaje)	62 kg (136.7 lb.)
Rango de temperatura de operación	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)
Enfriamiento	Convección natural
Altitud de operación	4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0 ~ 100%
Conector de CC	Amphenol Helios H4
Conector de CA	Terminal de PG resistente al agua + Conector OT
Clase de protección	IP65
Topología	Sin transformador
	Cumplimiento de normas (Más información disponible pedida)
Certificado	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC62116
Código de red	IEC 61727, BOEW 2008, G99/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD661/2007, RD 1699/2011, RD 413/2014, PO 12.3, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, PEA, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1

I.1.1.1.2. Configuración de los inversores Huawei

Según las características eléctricas tanto de los paneles como de los inversores, la configuración óptima para el máximo rendimiento de la instalación es el siguiente:

Inversor Huawei 36 KTL	
Panel JAM 72 S 450	
Potencia Inversor [kW]	36.000
Número total de módulos por MPPT	2x12
Potencia de entrada	10.800
Tensión MPP 25° C [V]	498
Tensión MPP 50° C [V]	464
Tensión MPP 70° C [V]	437
Tensión en vacío -10° C [V]	643
Tensión DC conexión [V]	250
Tensión DC desconexión [V]	200
Corriente máxima del generador [A]	21,76
Corriente máxima permitida [A]	22
Número de Strings	2/entrada
Número módulos por string	12
Superficie del generador [m ²] totales	192
Nº de Inversor	1

Tabla 3: Configuración del inversor Huawei 36 kW con 12x2 paneles

I.1.1.1.3. Módulo Fotovoltaico

Se ha escogido un módulo de tecnología Monocristalina:

I.1.1.1.4 Dimensionado de los módulos

El número de strings de los generadores fotovoltaicos así como las ramas en paralelo han sido dimensionados según el siguiente criterio:

I.1.1.1.4.1 Número máximo de módulos por ramal

El valor máximo de la tensión de entrada al inversor corresponde a la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico cuando la temperatura del módulo es mínima. La temperatura del módulo mínima corresponde con una temperatura ambiente mínima, que definimos como la necesaria para que el

panel se encuentre -10°C (Temperatura ambiente -15° C) y una irradiancia mínima de 100W/m².

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC						
TYPE	JAM72S20 -440/MR	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	440	445	450	455	460	465
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49,40	49,56	49,70	49,85	50,01	50,15
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	40,90	41,21	41,52	41,82	42,13	42,43
Short Circuit Current(Isc) [A]	11,28	11,32	11,36	11,41	11,45	11,49
Maximum Power Current(Imp) [A]	10,76	10,80	10,84	10,88	10,92	10,96
Module Efficiency [%]	19,7	20,0	20,2	20,4	20,6	20,8
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0,044%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0,272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0,350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1,5G					

Remark: 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.

Temperatura del módulo en éstas condiciones:

$$T_p = T_a + \left[\frac{T_{onc} - 20^\circ C}{800} \cdot I \right]$$

Donde:

T_p: Temperatura del módulo

T_{amb}: Temperatura ambiente [-15°C]

T_{ONC} : Tª Normal de funcionamiento de la célula [47°C]

I : Irradiancia [100 W/m²]

En un día de invierno soleado puede ocurrir que el inversor se pare, por ejemplo debido a un fallo en la red y que al volverse a encender se de una tensión en circuito abierto alta en el generador y por ello el inversor no arranque. Por este motivo la tensión en circuito abierto del generador fotovoltaico debe ser siempre inferior a la tensión máxima de entrada en el inversor, de lo contrario el inversor además de no funcionar se podría averiar.

Por este motivo el número máximo de módulos por ramal conectados en serie se determina como el cociente entre la tensión máxima de entrada del inversor y la tensión en circuito abierto del módulo a su temperatura mínima, que aplicando la fórmula anterior obtenemos los valores que mostraremos en las tablas de cálculo del apartado de configuración de los inversores.

Con paneles JA, el cálculo de los ramales se hace con el mismo criterio, el Layout de resultados se encuentra descrito en la configuración de los inversores descrito en el apartado anterior.

Según los datos de características de las placas solares, el coeficiente de variación de la tensión con la temperatura es $-0.27\%/^{\circ}\text{C}$.

$$T_p = -10^{\circ}\text{C}$$

La diferencia de esta temperatura $[-10^{\circ}\text{C}]$ con los 25°C de referencia del funcionamiento del panel fotovoltaico es de -35°C

Para elegir el inversor deberemos tener en cuenta que la tensión en vacío máxima permitida sea inferior a este valor de referencia. En el caso de nuestro inversor la tensión máxima de entrada es de 1000 V , con lo que estamos dentro de un margen asumible de tensión.

I.1.1.1.4.2 Número mínimo de módulos por ramal

El número mínimo de módulos por ramal viene limitado por la tensión mínima de entrada al inversor y la tensión en el punto de máxima potencia del módulo a una temperatura aproximada de 70°C .

El valor mínimo de la tensión de entrada al inversor debe ser menor o igual que la tensión de máxima potencia mínima del generador fotovoltaico que corresponde cuando la temperatura del módulo es máxima. Cuando la tensión en el punto de máxima potencia del generador está por debajo de la tensión de entrada mínima del inversor en la que éste actúa como seguidor del punto de máxima potencia el inversor no será capaz de seguir el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico o incluso, en el peor de los casos que se apague.

Temperatura del módulo en éstas condiciones:

$$T_p = T_a + \left[\frac{T_{onc} - 20^{\circ}\text{C}}{800} \times I \right]$$

Donde:

T_p Temperatura del módulo

T_a : Temperatura ambiente

T_{onc} : T^a Normal de funcionamiento de la célula [45-47°C]

I : Irradiancia [800 W/m²]

Para que existan 70°C en el panel con una Irradiancia de 800 W/m² la temperatura ambiente tendrá que ser la siguiente:

$$T_a = 42^{\circ}C$$

Por lo tanto para que el panel fotovoltaico esté a 70° C el ambiente deberá estar a 42 °C, no es una temperatura corriente en estas latitudes pero si probable.

La mínima tensión de arranque es de 200 V por lo que estamos muy lejos de la tensión límite en un día caluroso.

I.1.1.1.4.3 Número de strings en paralelo

El número de ramales en paralelo debe cumplir que la corriente de cortocircuito máxima de un ramal por el número de ramales conectados en paralelo sea menor que la corriente máxima admisible de entrada al inversor.

Por lo tanto el número de ramales vendrá definido por la siguiente expresión:

$$N_{ramales} = \frac{I_{max(Inv)}}{I_{CC(ramal)}}$$

Donde:

$N_{ramales}$ N° de ramales

$I_{max(inv)}$: Corriente máxima de entrada al inversor (A)

$I_{cc(ramal)}$: Corriente de cortocircuito por ramal (A)

En este caso, la corriente máxima de entrada en el inversor es de 22A,
La corriente de máxima potencia de los paneles es de 10,84 A.

Nº de ramales por entrada: 2

Valor de corriente I_{mp} por Ramal: 21,61 A

Corriente total por entrada al Inversor: 22

La corriente de entrada DC máxima del inversor es de 22A, por lo que cumplimos con los criterios de dimensionamiento.

I.1.2. Cálculos de Baja Tensión

I.1.2. 1 Formulas generales

Intensidad

La intensidad que circulará por cada tramo de la red será función de la potencia que ésta deberá transportar, la intensidad viene dada por las siguientes expresiones:

Sistema monofásico:

$$I = \frac{P}{U \times \cos \varphi}$$

Donde:

I: Intensidad [A]

P: Potencia [W]

U: Tensión en [V]

$\cos \varphi$: Factor de potencia

Sistema trifásico:

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

Donde:

I: Intensidad [A]

P: Potencia [W]

U: Tensión en [V]

$\cos \varphi$: Factor de potencia

Caída de tensión.

La caída de tensión en cada tramo de la red se ha calculado teniendo en cuenta las características eléctricas de la línea aplicando las siguientes fórmulas:

Sistema monofásico

$$cdt = \frac{2 \times \rho \times L \times I \times \cos \varphi}{s} [V]$$

Donde:

cdt: Caída de tensión en [V]

I : Corriente en [A]

L : Longitud del tramo en [m]

ρ : Conductividad del cobre

s : Sección del conductor [mm²]

$\cos \varphi$: Factor de potencia

Sistema trifásico

$$cdt = \frac{1,73 \times \rho \times L \times I \times \cos \varphi}{s} [V]$$

Donde:

cdt: Caída de tensión en [V]

I : Corriente en [A]

L : Longitud del tramo en [m]

ρ : Conductividad del cobre

s : Sección del conductor [mm²]

$\cos \varphi$: Factor de potencia

Comprobando los resultados se observa que en ningún caso la caída de tensión es superior al 1,5% en el caso de la instalación de alterna 1,5 % en la instalación de corriente continua.

I.1.2.2 Criterios de selección del cableado de alterna

Para el correcto diseño del cableado tomamos un doble criterio:

1. Criterio de selección por caída máxima de tensión
2. Criterio de selección por densidad máxima de corriente.

I.1.2.2.1 Criterios de selección por caída máxima de tensión

El primer criterio consiste en escoger la sección del conductor para que en éste no exista una caída de tensión mayor de 1,5 %. Según la Norma técnica particular de acometidas e instalaciones de enlace en baja tensión (NTP-IEBT) las derivaciones individuales no deberán superar el 1,5 % de caída de tensión en el caso de un solo usuario en la centralización de contadores. Éste se puede extrapolar a nuestro sistema.

El pliego de condiciones técnicas para instalaciones fotovoltaicas de conexión a red redactado por el IDAE también parametriza de esta manera el valor máximo de caída de tensión pero para toda la instalación de alterna, es por eso que en nuestros cálculos no permitiremos que en ningún caso se supere el 1,5% de caída de tensión en el circuito que va de inversores a contador.

Para calcular las secciones correctas usaremos las siguientes fórmulas:

Sistema monofásico

$$s = \frac{2 \times \rho \times L \times I \times \cos \varphi}{cdt} [V]$$

Donde:

cdt = Caída de tensión en [V]

I = Corriente en [A]

L = Longitud del tramo en [m]

ρ = Conductividad del cobre

s = Sección del conductor [mm²]

$\cos \varphi$: Factor de potencia

Sistema trifásico

$$s = \frac{1,73 \times \rho \times L \times I \times \cos \varphi}{cdt} [V]$$

Donde:

cdt =Caída de tensión en [V]

I = Corriente en [A]

L = Longitud del tramo en [m]

ρ =Conductividad del cobre

s = Sección del conductor [mm²]

$\cos \varphi$: Factor de potencia

I.1.2.2.2 Criterios de selección por densidad máxima de corriente

LINEA PRINCIPAL DE EVACUACIÓN

Se define la línea principal de evacuación como la salida de producción desde el embarrado de unión de los inversores al Contador.

Seleccionada la sección y con una caída de tensión adecuada, el conductor debe cumplir los criterios de densidad de corriente según las tablas del capítulo 12 de la Norma técnica particular de acometidas e instalaciones de enlace en baja tensión (NTP-IEBT). Se considera el tramo de la salida de los inversores al embarrado del contador como una derivación individual. Las tablas de referencia son las siguientes:

Secciones (mm ²)		Corriente máxima admisible a 40° C(A)	
		Monofásico	Trifásico
Fases	Neutro	XLPE/EPR	XLPE/EPR
10	10	68	60
16	16	91	80
25	25	116	106
50	25	--	159
95	50	--	245
150	95	--	338
240	150	--	455
300	240	--	524

Tabla A.1 : Corrientes máximas admisibles para conductores aislados instalados en tubos en montaje superficial o en tubos empotrados en la obra

Secciones (mm ²)		Corriente máxima admisible a 40° C(A)	
		Monofásico	Trifásico
Fases	Neutro	XLPE/EPR	XLPE/EPR
10	10	92	75
16	16	117	96
25	25	152	124
50	25	--	180
95	50	--	260
150	95	--	332
240	150	--	432
300	240	--	488

Tabla A.2: Corrientes máximas admisibles para conductores aislados instalados en tubos en montaje enterrado.

LINEAS INVERSORES

Definiremos las líneas de inversores como los tramos que van de la salida del inversor al embarrado de centralización de inversores.

Para seleccionar los conductores usaremos las tablas del REBT ITC BT 07

Sección	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	46	45	38	44	43	36
10	64	62	53	61	60	50
16	86	83	71	82	80	65
25	120	115	96	110	105	87
35	145	140	115	135	130	105
50	180	175	145	165	160	130
70	230	225	185	210	220	165
95	285	280	235	260	250	205
120	335	325	275	300	290	240
150	385	375	315	350	335	275
185	450	440	365	400	385	315
240	535	515	435	475	460	370
300	615	595	500	545	520	425
400	720	700	585	645	610	495
500	825	800	665	-	-	-
630	950	915	765	-	-	-

Tabla A.3. Intensidad máxima admisible, en amperios, en servicio permanente para cables con conductores de cobre en instalación al aire en galerías ventiladas (temperatura ambiente 40°C)

I.1.2.3. Criterios de selección del cableado de continua

El cableado de la parte de corriente continua debe soportar la corriente máxima producida en el generador fotovoltaico y la caída máxima de tensión admisible. Debido a que la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es sólo un poco mayor que la corriente en el punto de máxima Potencia, se utiliza como valor de diseño de la corriente continua de la red principal 1,25 veces la corriente de cortocircuito del generador en condiciones STC según la IEC 60364-7 -712. Además se debe cumplir que la caída de corriente máxima admisible sea menor del 1,5% de la tensión nominal de funcionamiento según El pliego de condiciones técnicas para instalaciones fotovoltaicas de conexión a red redactado por el IDAE Para realizar el cálculo utilizaremos las fórmulas anteriormente expuestas.

El diseño del generador fotovoltaico está previsto para que por cada ramal no puedan circular corrientes procedentes de otros ramales. Por éste motivo colocamos fusibles de seguridad ajustados a un valor 1,3 veces la corriente máxima que puede circular por el ramal. Por lo cual, colocaremos un fusible de 15 A en cada polo (positivo y negativo) de cada ramal.

Los criterios de dimensionamiento por caída de tensión y densidad de corriente serán idénticos a los expuestos en el apartado anterior.

Al transcurrir esta instalación tanto en exterior como en interior, tomaremos también la tabla 12 del ITC BT 07 para dimensionar los cables por densidad de corriente admisible.

I.1.2.4 Sección del cableado de corriente alterna resultados

El Inversor de la instalación evacua la corriente en trifásico y está protegido a través de un magnetotérmico tetrapolar y un diferencial, aguas a bajo las salidas se juntan en un embarrado trifásico que a su vez estará protegido con un interruptor tetrapolar magnetotérmico.

Las secciones están calculadas para que existan unas pequeñas pérdidas de potencia que no afecten al rendimiento de producción del sistema.

Se han calculado las líneas para que no exista una caída de tensión mayor del 1,5 %, la tirada máxima de cableado es de 60 m.

Las fórmulas para el cálculo de las líneas están expuestas en los anteriores apartados y los resultados son los siguientes:

Nºde Línea	Nombre	Tensión	Material	L (AC) m	CDT (DESEADA)	TUBO	P(AC)W	Aislante	Disposición	cos ϕ
1	Evacuación	Trifásico	Cu	8	1,5%	NO	40000	EPR	Manguera	1
Nºde Línea	S Cable(mm2)	P Pot.(W)	% Perd	Corrección(A)	I(A)	U(V)	CDT (V)	CDT (%)	D(A/mm2)	I admis(A)
1	25	57,14	0,14%	57,74	57,74	400	0,57	0,14%	2,31	140

Tabla A.4: Resultados de los cálculos de las líneas de los inversores.

I.1.2.5 Sección del cableado de corriente continua y resultados

El cableado de continua está diseñado para que no existan en él caídas de tensión mayores de 1,5% y que por lo tanto las pérdidas de potencia sean también muy bajas para aprovechar el sistema.

El conductor será del tipo fotovoltaico, con un dieléctrico capaz de resistir los 1000 V y doble goma protectora resistente a los rayos UVA y al Ozono.

En las hojas técnicas anexas se puede consultar el catálogo de los mismos.

Algunas de sus características son las siguientes:

Parámetros eléctricos:

- Tensión nominal CA UO/U 0.6/1.0 KV
- Tensión CC máx. del sistema fotovoltaico 2.0 KV posible
- Tensión de servicio CA máxima admisible 0.7/1.2 KV conductor-tierra / conductor-conductor
- Tensión de servicio CC máxima admisible 0.9/1.8 KV conductor-tierra / conductor-conductor
- Tensión de prueba CA/CC 6 KV/10 KV (duración de la prueba: 15 min)
- Intensidad de corriente máxima admisible durante el funcionamiento continuo con corriente continua o con corriente alterna o trifásica entre 50 y 60 Hz a 30°C de temperatura ambiente de un cable colocado sobre una superficie

Parámetros térmicos:

- Temperatura ambiente -40°C a +120°C (tendido móvil y fijo) diseñado según IEC60216: temperatura permanente de 120° C = 20.000 h (= 2,3 años), temperatura permanente máx. de 90° C = 30 años
- Temperatura máxima admisible en el conductor +120°C (20.000 h)
- Temperatura de cortocircuito +250° C (en el conductor, máx. 5 segundos)
- Resistencia al frío -40° C (flexión y dilatación en frío según EN 60811-1-4, impacto en frío según EN 50305)

Parámetros mecánicos:

- Carga de tracción 15N/mm² durante la utilización, 50N/mm² durante la instalación
- Radios de flexión (véase tabla de selección)
- Abrasión resistente al papel de lija (según DIN 53516), cubierta sobre cubierta (prueba int.), cubierta sobre metal (prueba int.)
- Dureza Shore 85 (según DIN 53505)

Las fórmulas para el cálculo de las líneas están expuestas en los anteriores apartados y los resultados son los siguientes:

Tramo	Tensión	Material	L (AC) m	CDT (DESEADA)	TUBO	P(W)	Aislante	Disposición
String 1.1	498,24	Cu	41	1,5%	NO	5400	EPR	Manguera
String 1.2	498,24	Cu	50	1,5%	NO	5400	EPR	Manguera
String 2.1	498,24	Cu	37	1,5%	NO	5400	EPR	Manguera
String 2.2	498,24	Cu	46	1,5%	NO	5400	EPR	Manguera
String 3.1	498,24	Cu	33	1,5%	NO	5400	EPR	Manguera
String 3.2	498,24	Cu	42	1,5%	NO	5400	EPR	Manguera
String 4.1	498,24	Cu	38	1,5%	NO	5400	EPR	Manguera
String 4.2	498,24	Cu	34	1,5%	NO	5400	EPR	Manguera

Tramo	S Cable(mm ²)	P Pot.(W)	% Perd	Corrección(A)	I(A)	CDT (V)	CDT (%)	D(A/mm ²)	I admis(A)
String 1.1	6	32,03	0,59%	11,41	10,84	2,65	0,53%	1,81	64
String 1.2	6	39,06	0,72%	11,41	10,84	3,23	0,65%	1,81	64
String 2.1	6	28,90	0,54%	11,41	10,84	2,39	0,48%	1,81	64
String 2.2	6	35,94	0,67%	11,41	10,84	2,97	0,60%	1,81	64
String 3.1	6	25,78	0,48%	11,41	10,84	2,13	0,43%	1,81	64
String 3.2	6	32,81	0,61%	11,41	10,84	2,71	0,54%	1,81	64
String 4.1	6	29,69	0,55%	11,41	10,84	2,45	0,49%	1,81	64
String 4.2	6	26,56	0,49%	11,41	10,84	2,19	0,44%	1,81	64

Tabla A.5: Resultados de los cálculos de las líneas de corriente continua.

I.1.2.6 Cálculo de las corrientes de cortocircuito

Como desconocemos el valor de la impedancia del circuito de alimentación a red (impedancia del transformador, red de distribución y acometida), podemos aceptar que en caso de cortocircuito la tensión en el inicio de la instalación, se puede considerar como 0,8 veces la tensión de suministro. Se toma el defecto fase-tierra como el más desfavorable, y además se supone despreciable la inductancia de los cables debido a que el Centro de Transformación se encuentra situado fuera del lugar del suministro afectado.

Por lo tanto se puede emplear la siguiente fórmula simplificada:

$$I_{cc} = 0.8 \cdot U$$

Donde:

Icc Intensidad de cortocircuito máxima en el punto considerado [kA]

U Tensión de alimentación fase neutro [V]

R Resistencia del conductor de fase entre el punto considerado y la alimentación [Ω]

Normalmente el valor de R deberá tener en cuenta la suma de las resistencias de los conductores entre la Caja General de Protección y el punto considerado en el que se desea calcular el cortocircuito, por ejemplo el punto donde seemplaza el cuadro con los dispositivos generales de mando y protección. Para el cálculo de R se considerará que los conductores se encuentran a una temperatura de 20°C, para obtener así el valor máximo posible de Icc.

En ningún caso el valor en kA superará los 10 kA, por lo que las protecciones serán de esta magnitud.

I.1.2.7 Toma de tierra

Usaremos para nuestra conexión la toma de tierra general del edificio, tomando una derivación individual desde el embarrado principal de la instalación, para que no se pongan en contacto las masas de la instalación de uso con las fotovoltaicas.

El sistema es un mallado estructural con cable de cobre de 50mm² con conexión a picas de 2m en su recorrido.

A niveles de cálculo la malla estará en paralelos con las picas y el sistema se calculará de la siguiente manera:

Fórmulas generales:

$$R_{\text{malla}} = \frac{\rho}{4 \cdot r} + \frac{\rho}{L_m}$$
$$R_{\text{picas}} = \frac{\rho}{L_p}$$
$$R_{\text{total}} = \frac{1}{\frac{1}{R_{\text{malla}}} + \frac{1}{R_{\text{picas}}}}$$

Valores:

ρ = Resistividad del terreno 920 Ωm

L_p = Longitud de las picas 2m x 10 picas = 20 m

L_m = 196 m

r = radio equivalente a la malla 574 m^2 — 13,52 m

Radio equivalente:

$$r = \sqrt{\frac{S}{\pi}}$$

$$r = \sqrt{\frac{574}{\pi}} = 13,52$$

Resultados:

$$R_{malla} = \frac{920\Omega m}{4 \cdot 13,52m} + \frac{920\Omega m}{196m} = 21,70\Omega$$

$$R_{picas} = \frac{920}{20} = 46\Omega$$

$$R_{total} = \frac{1}{\frac{1}{21,70\Omega} + \frac{1}{46\Omega}} = 14,74\Omega$$

Este es un cálculo teórico la medida real de tierra del edificio tendrá que ser medida in-situ

I.1.2.8 Cálculo de tubos y conductos

Los diámetros de los tubos se encuentran en la tabla correspondiente considerando el número total de conductores que irán en el tubo incluyendo fases, neutro y protección. En líneas generales de alimentación el tubo debe ser capaz de admitir conductores para el doble de potencia (en previsión de una ampliación futura). Lo normal es duplicar el tubo que resulte del cálculo dejándolo vacío.

En derivaciones individuales el tubo debe admitir un 50 % mas de potencia. Se aumenta en un 50 % el número de conductores o la sección de los conductores. ITC BT-21

Tabla para el cálculo de diámetro de tubos: Canalizaciones empotradas

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

DOCUMENTO 3

FICHAS TÉCNICAS DE LOS COMPONENTES

Inversor de String Inteligente

SUN2000-36KTL



Inteligente

- monitorización inteligente de 8 strings y resolución rápida de problemas.
- Soporte de comunicaciones por línea de alimentación eléctrica (PLC).
- Soporte de diagnóstico inteligente de curvas I-V.

Eficiente

- Máxima eficiencia del 98,8%, eficiencia europea del 98,6% (@480Vac)
- Máxima eficiencia del 98,6%, eficiencia europea del 98,4% (@380Vac / 400Vac)
- 4 MPPT para adaptarse de manera versátil a distintas disposiciones

Seguro

- Desconexión de CC integrada; mantenimiento seguro y práctico.
- Unidad de monitorización de la intensidad Residual (RCMU) integrada.
- Diseño sin fusibles.

Confiable

- Tecnología de enfriamiento natural.
- Clase de protección IP65.
- Protectores de sobreintensidad tipo II tanto para CC como para CA.

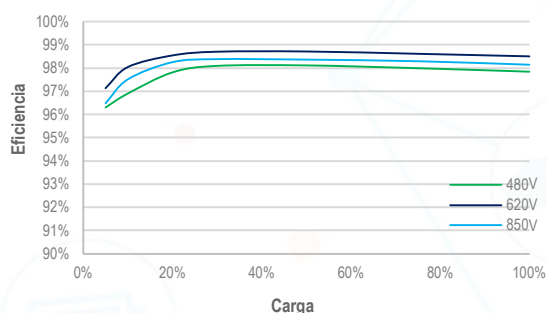
Inversor de String Inteligente (SUN2000-36KTL)



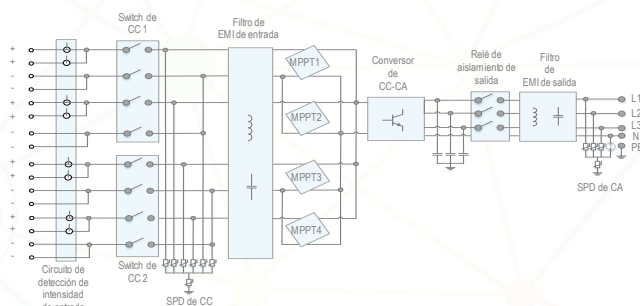
Especificaciones técnicas	SUN2000-36KTL
	Eficiencia
Eficiencia máxima	98.8% @480 Vac; 98.6% @380 Vac / 400 Vac
Eficiencia europea	98.6% @480 Vac; 98.4% @380 Vac / 400 Vac
	Entrada
Máx. tensión de entrada	1,100 V
Máx. intensidad por MPPT	22 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	30 A
tensión de entrada inicial	250 V
Rango de tensión de operación de MPPT	200 V ~ 1000 V
tensión nominal de entrada	620 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Máx. cantidad de entradas	8
Cantidad de MPPT	4
	Salida
Potencia nominal activa de CA	36,000 W
Máx. potencia aparente de CA	40,000 VA
Máx. potencia activa de CA (cosφ=1)	Default 40,000 W; 36,000 W optional in settings
tensión nominal de salida	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W+N+PE; 3W+PE optional in settings
Frecuencia nominal de red de CA	277V / 480 V, 3W+PE
intensidad de salida nominal	50 Hz / 60 Hz
Máx. intensidad de salida	54.6 A @380 Vac, 52.2 A @ 400 Vac, 43.4 A @480 Vac
Factor de potencia ajustable	60.8 A @380 Vac, 57.8 A @400 Vac, 48.2 A @480 Vac
Máx. distorsión armónica total	0.8 LG ... 0.8 LD
	Protección
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Si
Protección contra funcionamiento en isla	Si
Protección contra sobreintensidad de CA	Si
Protección contra polaridad inversa de CC	Si
monitorización de fallas en strings de sistemas fotovoltaicos	Si
Protector contra sobreintensidad de CC	Tipo II
Protector contra sobreintensidad de CA	Tipo II
Detección de aislamiento de CC	Si
Unidad de monitorización de la intensidad Residual	Si
	Comunicación
Visualización	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Si
USB	Si
Comunicación por línea de alimentación eléctrica (PLC)	Si
	General
Dimensiones (ancho x altura x profundidad)	930 x 550 x 283 mm (36.6 x 21.7 x 11.1 pulgadas)
Peso (con soporte de montaje)	62 kg (136.7 lb.)
Rango de temperatura de operación	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)
Enfriamiento	Convección natural
Altitud de operación	4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0 ~ 100%
Conector de CC	Amphenol Helios H4
Conector de CA	Terminal de PG resistente al agua + Conector OT
Clase de protección	IP65
Topología	Sin transformador
	Cumplimiento de normas (Más información disponible a pedido)
Certificado	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC62116
Código de red	IEC 61727, BDEW 2008, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD661/2007, RD 1699/2011, RD 413/2014, PO 12.3. EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, PEA, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1

Curva de eficiencia

SUN2000-36KTL@400V



Esquema eléctrico



SUN2000-36KTL

El texto y las figuras reflejan el estado técnico actual al momento de la impresión. Sujeto a cambios técnicos. Se exceptúan errores y omisiones. Huawei no será responsable de errores de impresión o de otro tipo. Para obtener mayor información, visite el sitio web solar.huawei.com. Versión No.01:(201806)

Mono

465W MBB Half-Cell Module

JAM72S20 440-465/MR Series

Introduction

Assembled with multi-busbar PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



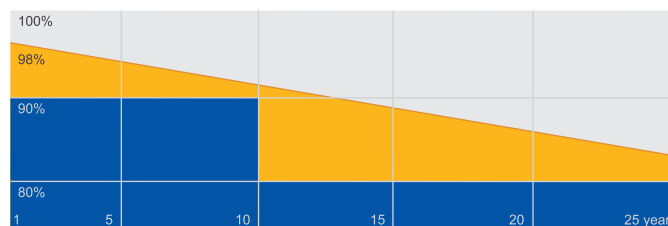
Less shading and lower resistive loss



Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

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



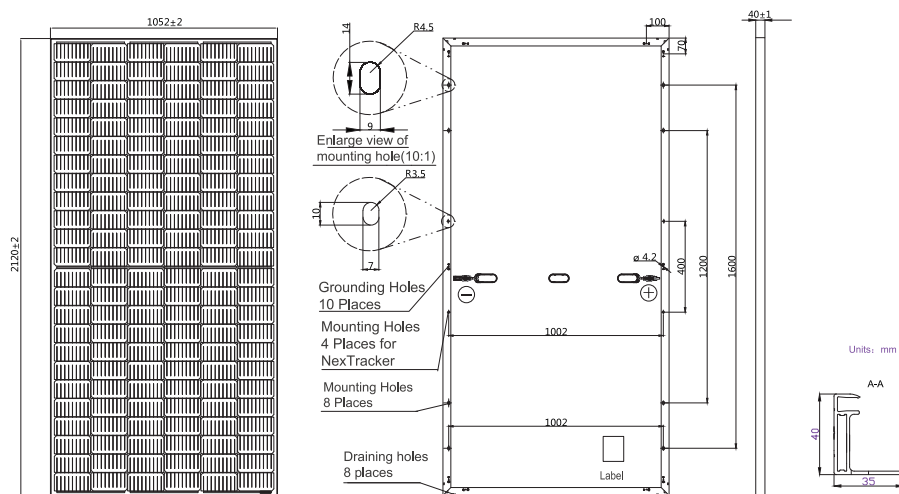
■ JA Linear Power Warranty ■ Industry Warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- OHSAS 18001: 2007 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	25.0kg±3%
Dimensions	2120±2mm×1052±2mm×40±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	27pcs/pallet 594pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S20 -440/MR	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	440	445	450	455	460	465
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	49.40	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	40.90	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	11.28	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	10.76	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96
Module Efficiency [%]	19.7	20.0	20.2	20.4	20.6	20.8
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.044%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: 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.

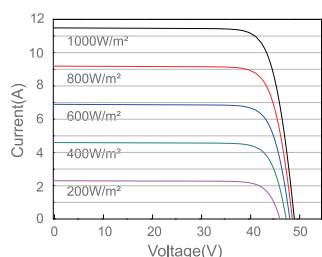
ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S20 -440/MR	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	OPERATING CONDITIONS
Rated Max Power(P _{max}) [W]	333	336	340	344	348	352	Maximum System Voltage 1000V/1500V DC
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	46.40	46.65	46.90	47.15	47.38	47.61	Operating Temperature -40°C~+85°C
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	38.70	38.95	39.19	39.44	39.68	39.90	Maximum Series Fuse 20A
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	9.16	9.20	9.25	9.29	9.33	9.38	Maximum Static Load, Front* 5400Pa
Max Power Current(I _{mp}) [A]	8.60	8.64	8.68	8.72	8.76	8.81	Maximum Static Load, Back* 2400Pa
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G						NOCT 45±2°C
							Safety Class Class II
							Fire Performance UL Type 1

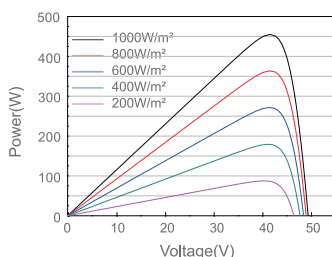
*For NexTracker installations, Maximum Static Load, Front is 2400Pa while Maximum Static Load, Back is 2400Pa.

CHARACTERISTICS

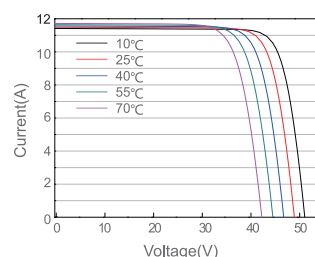
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR





CATÁLOGO DE PRODUCTOS

ESTRUCTURAS PARA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

2020



FABRICANTES DE ESTRUCTURAS PARA FOTOVOLTAICA

**SOPORTES
COPLANARES**

**SOPORTES
INCLINADOS**

**SOPORTES PARA
TERRENO**

**MARQUESINAS PARA
APARCAMIENTO**

Contenido

Todos nuestros productos cumplen con la **normativa CTE** y **Eurocodigo 1**,
Marcado CE en todos los productos de aluminio

índice

01. Presentación-Pág. 04

02. Soportes Coplanares - Cubiertas de teja-Pág. 09

KH915VR - Varilla roscada para hormigón y madera-Pág. 10
KHT915 - Salvatejas-Pág. 10
KHTA915 - Salvatejas para teja árabe-Pág. 11
KHTP915 - Salvatejas para pizarra -Pág. 11
Salvatejas ST - Salvatejas abraza viga -Pág. 12

03. Soportes Coplanares - Cubiertas metálicas-Pág. 13

KH915 - Coplanar continuo fijación correas-Pág. 14
KH915VRA - Varilla roscada para acero-Pág. 14
KH915 - Coplanar microrail fijación a chapa-Pág. 15
KHE915 - Coplanar microrail chapa simple, vertical-Pág. 15
KHXM915 - Coplanar microrail chapa simple, vertical-Pág. 16
KHB915 - Coplanar microrail chapa simple, horizontal-Pág. 16
KHS915 - Coplanar microrail chapa sándwich, horizontal-Pág. 17
KHP915 - Coplanar microrail pegado chapa sándwich, horizontal-Pág. 17

04. Soportes Inclinaados-Pág. 18

CVA915/CVA915XL - Soporte abierto cubierta plana, vertical-Pág. 19
CVE915/CVE915XL - Soporte cerrado cubierta metálica, vertical-Pág. 19
CHA915XL - Soporte abierto cubierta plana, horizontal-Pág. 20
CHE915XL - Soporte cerrado cubierta metálica, horizontal-Pág. 20
CVA915XL Regulable - Soporte abierto regulable cubierta plana, vertical-Pág. 21
CVE915XL Regulable- Soporte cerrado regulable cubierta plana, vertical-Pág. 21
FV915XL - Soporte abierto cubierta plana, vertical-Pág. 22
FV915XL Regulable - Soporte abierto regulable cubierta plana, vertical-Pág. 22
THA915 - Soporte abierto cubierta plana 1 módulo, horizontal-Pág. 23
TH915 - Soporte cerrado cubierta plana 1 módulo, horizontal-Pág. 23
THG915 - Soporte cerrado especial para anclaje a correas-Pág. 23
TCV915XL/TCH915XL - Soporte inclinado abierto triángulo compartido-Pág. 24
SECVE- Subestructura elevada-Pág. 25
Soportes lastrados-Pág. 26
SEW915 - Soporte inclinado Este-Oeste-Pág. 27
SLH915 - Soporte inclinado lastrado-Pág. 28

05. Soportes para fachada-Pág. 29

WV915XL - Soporte abierto fachada, vertical-Pág. 30
WH915XL - Soporte abierto fachada, horizontal-Pág. 30
WH925XL - Soporte abierto fachada 2 módulos, horizontal-Pág. 30

06. Soportes para Terreno-Pág. 32

FV910 - Soporte inclinado para terreno, para 1 fila, vertical-Pág. 33
FV925/FV925XL - Soporte inclinado para terreno, para 2 filas, vertical-Pág. 34
FV935/FV935XL - Soporte inclinado para terreno, para 3 filas, vertical-Pág. 34
FV925XL Hinc - Soporte inclinado para terreno hincado, para 2 filas, vertical-Pág. 35
FV935XL Hinc - Soporte inclinado para terreno hincado, para 3 filas, vertical-Pág. 35
ELV XL20 - Soporte inclinado elevado para terreno, para 2 filas, vertical-Pág. 36
ELV3 - Soporte inclinado elevado para terreno, para 3 filas, vertical-Pág. 36

07. Soportes para poste-Pág. 37

STP915 - Soporte para poste-Pág. 38
MV915 - Soporte poste-Pág. 38
MV915 Regulable - Soporte regulable poste-Pág. 38

08. Marquesina para aparcamiento-Pág. 39

09. Material suelto-Pág. 44

Sunfer Estructuras, S.L.

Estructuras fotovoltaicas



Ingeniería

Sunfer Energy dispone de un departamento de ingeniería propio que colabora con sus clientes realizando diseños y cálculos personalizados, según las necesidades de cada proyecto.

Manuales detallados de montaje y fichas técnicas de todos los productos.
Cuenta con un servicio de atención al cliente personalizado de resolución de dudas.

Calidad

Certificado ISO:9001 en diseño, fabricación, venta e instalación de estructuras de energía solar. **Marcado CE.**

Nuestros soportes cumplen con la normativa vigente, estando nuestro proceso de diseño, cálculo y fabricación auditado por una empresa externa con certificación ENAC.

Trazabilidad y calidad certificada .

Se realizan ensayos destructivos y pruebas de esfuerzo para comprobar las características mecánicas de los materiales usados.

Auditorías internas en las que se revisan todos los procesos de fabricación para asegurar que nuestros productos cumplen con el estándar de calidad exigido.

Características técnicas de los productos:

- Disposición de los módulos: vertical/horizontal
- Soporte válido para módulos de 60 hasta 72 células
- Capacidad desde 1 hasta 20 MFV
- Perfilera: Aluminio EN AW 6005A.T6 Aluminio crudo y anodizado
- Acero galvanizado en caliente
- Tornillería: Acero inoxidable A2-70
- Todos los productos coplanares incluyen neopreno
- Fácil montaje
- Todo Premontado

Marcado
ES19/86524 **CE**



Garantía

Garantía para distancias inferiores a 5 Km de la costa:

Aluminio en crudo: 5 años

Aluminio anodizado 15 micras: 15 años

Aluminio anodizado 25 micras: 25 años

Garantía para distancias superiores a 5 Km de la costa:

Aluminio en crudo: 15 años

Aluminio anodizado 15 micras: 25 años

Garantía
hasta
25 años



Kits totalmente terminados

Producto y Servicio

Disponemos de todo tipo de soportes y para cualquier tipo de instalación.

Nuestro taller está equipado con la última tecnología en maquinaria de corte y mecanizado.

Nuestros kits incluyen la perfilería y accesorios necesarios para un correcto montaje, además de los elementos que forman nuestros kits (presores, uniones, triángulos, etc.) los productos salen de taller premontados, ahorrando así mucho tiempo al instalador o al cliente final a la hora del montaje. Con opción también de adquirir material suelto.

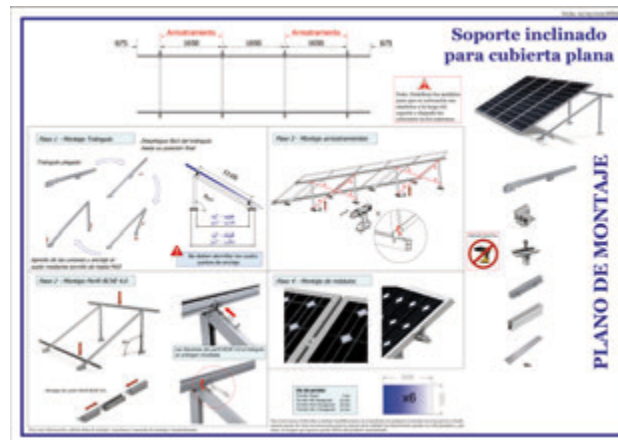
Los plazos de entrega inmediatos para todos nuestros pedidos incluyen la preparación del pedido y el tiempo de transporte, teniendo la posibilidad de tramitación y servicio de entrega 24h para los casos más urgentes. Además ofrecemos como valor añadido la asistencia técnica y comercial en todo el proceso, y un rápido y eficiente servicio postventa.



Embalaje Producto



- ✓ Excelente relación calidad precio
- ✓ Productos duraderos de alta calidad
- ✓ Resistentes a las acciones climatológicas
- ✓ Fáciles y seguras de montar, premontado
- ✓ Asistencia técnica y servicio posventa
- ✓ Planos de montaje
- ✓ Stockable



Embalaje accesorios



Material suelto formato
para grandes proyectos

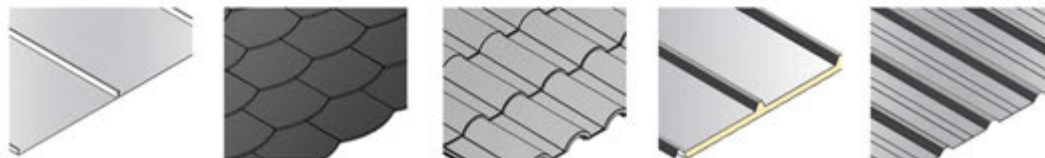


PRECIO MÁS COMPETITIVO



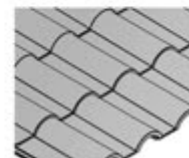
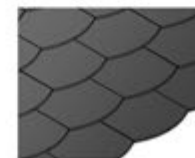
Soportes Coplanares

Soportes para cubiertas de teja, metálicas...



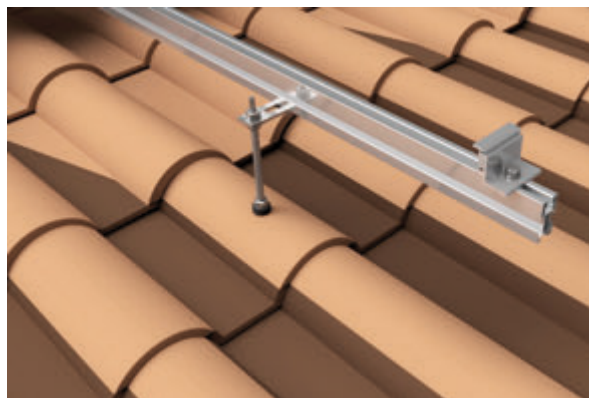
Soportes Coplanares

Soportes para cubiertas de teja



KH915VR

Soporte coplanar continuo atornillado para cubierta inclinada con anclaje a hormigón y/o madera



- Todo tipo de cubiertas (excepto chapa sándwich y correas metálicas).
- Para módulos de 60 y 72 células (1650/2000x1000) de 33 a 50 mm de espesor
- Anclaje a losa hormigón o correas de madera.
- No recomendado para viguetas de hormigón pretensado.
- Junta de estanqueidad incluida.
- Disponibilidad de tuercas antirrobo.
- Disposición de los módulos: Vertical y Horizontal
- En el caso de anclaje a madera no es necesario realizar un taladro previo.
- En anclajes a losa de hormigón, usar taco químico, si la losa de hormigón es de nueva construcción se puede substituir el taco químico por un taco de nylon.

Ventajas:

Sin necesidad de desmontar la cubierta.



EPDM

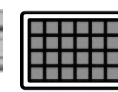
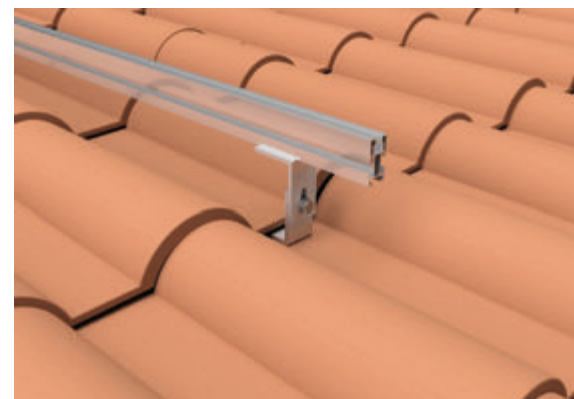


1650/2000x1000

KHT915

Soporte coplanar continuo con salvatejas para cubierta de teja

- Todo tipo de cubiertas de teja, excepto cubiertas de pizarra.
- Anclaje a losa de hormigón, madera.
- Para módulos de 60 y 72 células (1650/2000x1000) de 33 a 50 mm de espesor.
- Disposición de los módulos en vertical.



1650/2000x1000

Próximamente

KHTA915

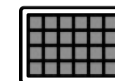
Soporte coplanar continuo con salvatejas-gancho para cubierta de teja árabe

11



- Soporte para cubiertas de teja árabe
- Anclaje a losa hormigón, madera.
- Para módulos de 60 y 72 células (1650/2000x1000) de 33 a 50 mm de espesor.
- Disposición de los módulos en vertical

- En anclajes a losa de hormigón, usar taco químico, si la losa de hormigón es de nueva construcción se puede substituir el taco químico por un taco de nylon.



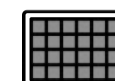
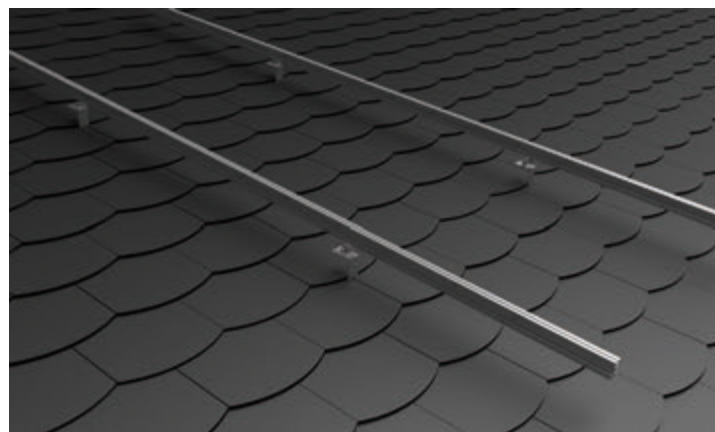
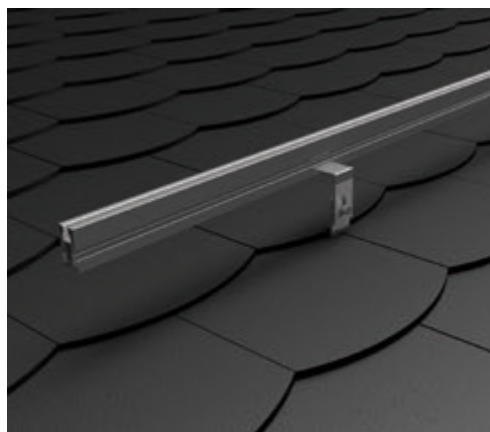
1650/2000x1000

NUEVO

KHTP915

Soporte coplanar continuo con salvatejas para cubierta de pizarra

- Todo tipo de cubiertas de tejas de pizarra y teja plana.
- Anclaje a losa de hormigón, madera.
- Para módulos de 60 y 72 células (1650/2000x1000) de 33 a 50 mm de espesor.
- Disposición de los módulos en vertical/horizontal.===



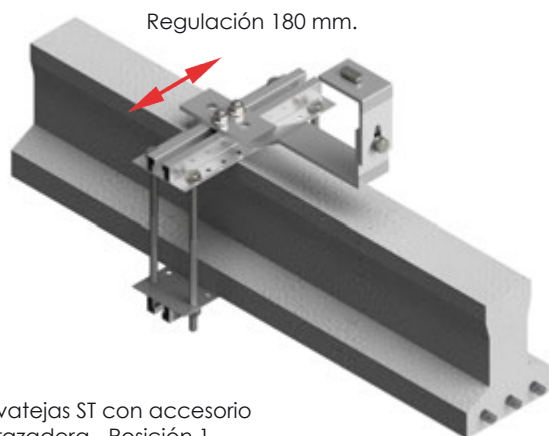
1650/2000x1000

NUEVO

Salvatejas ST

Salvatejas, atornillado o con abrazadera para madera u hormigón pretensado en cubierta de teja

Anclaje a vigueta de hormigón pretensado



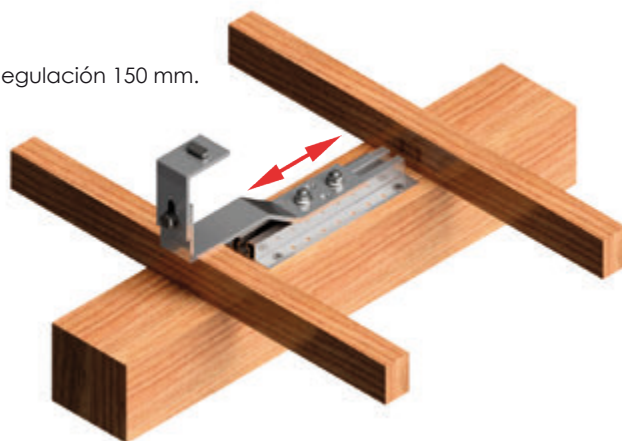
Salvatejas ST con accesorio abrazadera - Posición 1

Anclaje a viga de madera



Salvatejas ST con accesorio abrazadera - Posición 2

Regulación 150 mm.

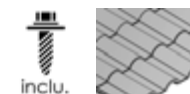
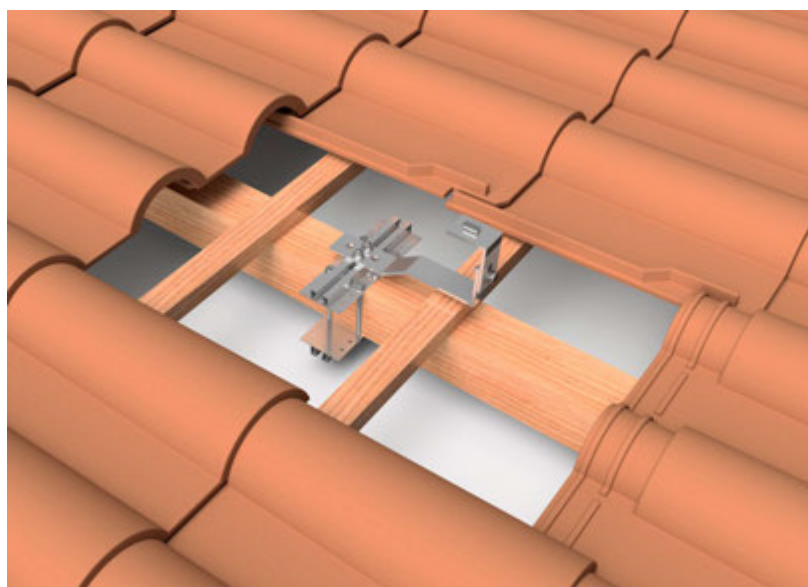


Salvatejas ST con accesorio atornillado



Válido para:

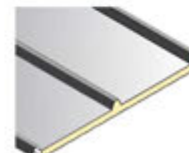
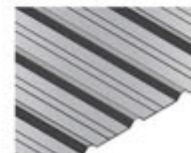
- Todo tipo de cubiertas de teja, excepto cubiertas de pizarra.
- Anclaje a madera o vigueta de hormigón pretensado.
- Atornillado o abrazadera
- Perfecta opción para cuando no podemos perforar la viga.
- Con regulación de entre 150 mm. y 180 mm. lo que nos garantiza poder colocar el anclaje salvatejas en el sitio adecuado, incluso entre rastreles.





Soportes Coplanares

Soportes para cubiertas metálicas



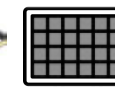
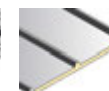
KH915

Soporte coplanar continuo fijación a correas para cubierta metálica



- Todo tipo de cubiertas metálicas.
- Anclaje a correas.
- Para módulos de 60 y 72 células (1650/2000x1000) de 33 a 50 mm de espesor.
- Disposición de los módulos en vertical y horizontal.

EPDM

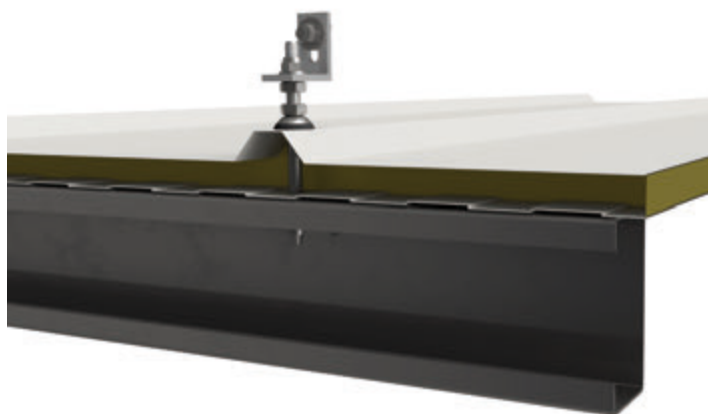


1650/2000x1000

NUEVO

KH915VRA

Soporte coplanar continuo atornillado a correas para cubierta metálica



Ventajas:

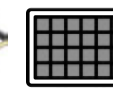
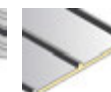
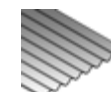
- Rápido atornillado en cubiertas existentes.
- Sin necesidad de taladros adicionales en la cobertura del edificio
- Uso de sistemas de sellado aprobados.
- Instalación sin necesidad de herramientas especiales.
- Sujeción extremadamente segura gracias a la fijación directa a la subestructura.



- Todo tipo de cubiertas metálicas con correas de acero de 1,5 a 3 mm. con fijación directa y a partir de 3,0 mm. si se pretaladra.
- Para módulos de 60 y 72 células (1650/2000x1000) de 33 a 50 mm de espesor
- Disposición de los módulos: Vertical y Horizontal



EPDM



1650/2000x1000

KHX915

Soporte coplanar continuo fijación a chapa para cubierta metálica

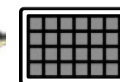
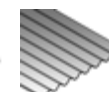
15



- Soporte con perfil continuo para cubiertas metálicas.
- Anclaje chapa, anclaje al lateral de la greca de la chapa.
- Para módulos de 60 y 72 células (1650/2000x1000) de 33 a 50 mm de espesor.
- Disposición de los módulos en vertical y horizontal.
- Tornillos de anclaje autoroscantes para evitar virutas de la chapa.
- Incluye junta de estanqueidad EPDM.
- Mayor resistencia debido al anclaje en lateral de la greca.



EPDM



1650/2000x1000

KHE915

Soporte coplanar microrail para cubierta metálica, vertical



- Soporte microrail para cubierta metálica.
- Anclaje a chapa.
- Para módulos de todos los tamaños de 33 a 50 mm de espesor.
- Disposición de los módulos en vertical.
- Tornillos de anclaje autoroscantes para evitar virutas sobre la chapa
- Incluye junta de estanqueidad EPDM.
- Para distancias entre grecas ≤ 300 mm.



EPDM



Todos los tamaños

NUEVO

KHXM915

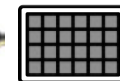
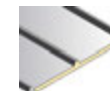
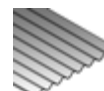
Soporte coplanar microrail fijación a chapa para cubierta metálica, vertical



- Cubiertas metálicas
- Anclaje a chapa.
- Para módulos de todos los tamaños de 33 a 50 mm de espesor.
- Disposición de los módulos en vertical.
- Tornillos de anclaje autoroscantes para evitar virutas sobre la chapa.
- Mayor resistencia debido al anclaje en lateral de la greca.
- Incluye junta de estanqueidad EPDM.
- Para distancias entre grecas ≤ 300 mm.



EPDM



Todos los tamaños

KHB915

Soporte coplanar microrail para cubierta metálica, horizontal

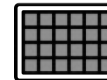
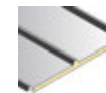


- Cubiertas metálicas.
- Anclaje a chapa.
- Para módulos de todos los tamaños de 33 a 50 mm de espesor.
- Disposición de los módulos en horizontal.
- Tornillos de anclaje autoroscantes para evitar virutas de la chapa.
- Incluye junta de estanqueidad EPDM.

Distancia máxima recomendada entre grecas ≤ 400 mm



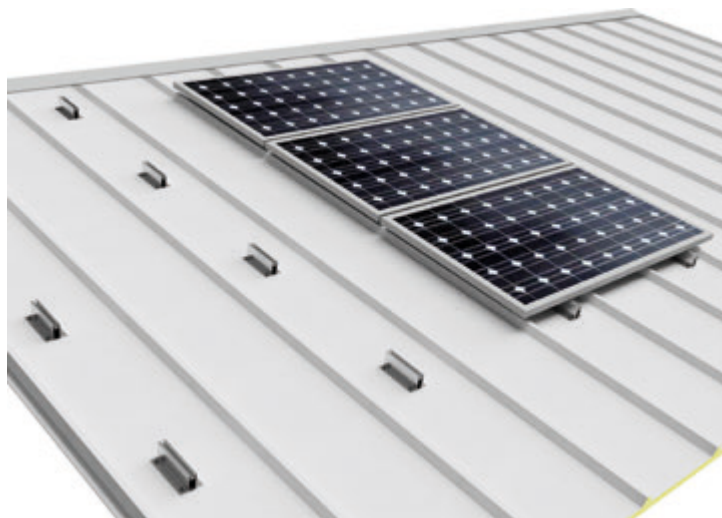
EPDM



Todos los tamaños

KHS915

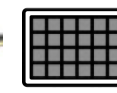
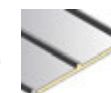
Soporte coplanar microrail fijación a chapa para cubiertas metálicas, horizontal



- Para todos los modelos de panel sándwich.
- Anclaje chapa.
- Para módulos de todos los tamaños de 33 a 50 mm de espesor.
- Disposición de los módulos en horizontal.
- Tornillos de anclaje autoroscantes para evitar virutas de la chapa.
- Incluye junta de estanqueidad EPDM.
- Altura libre 70 mm.



EPDM

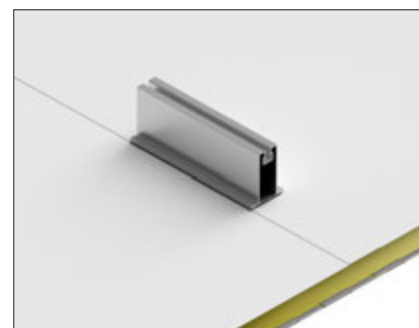


Todos los tamaños

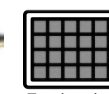
NUEVO

KHP915

Soporte coplanar microrail **pegado** a chapa para cubiertas metálicas, horizontal



- Para todos los modelos de chapa metálica.
- Anclaje directo pegado a chapa, sin necesidad de realizar taladros.
- Para módulos de todos los tamaños de 33 a 50 mm de espesor.
- Disposición de los módulos en horizontal.
- Cinta adhesiva de 40 mm. de ancho incluida y colocada en la fijación.
- Soporte de muy rápido y sencillo montaje.



Todos los tamaños

FV915

Soporte inclinado abierto para cubierta plana, vertical



- Cubierta plana de hormigón, subestructura.
- Soporte premontado.
- Anclaje a hormigón.
- Inclinación 25°-30°
- Soporte más robusto lo que permite ir a luces entre triángulos más largas.
- Para módulos de 60 y 72 células (1650/2000x1000) de 33 a 50 mm de espesor.
- Disposición de los módulos en vertical.
- Tornillería de anclaje NO incluida

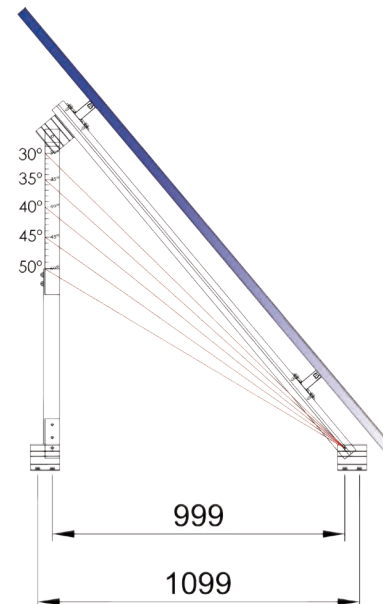
Inclinaciones bajo pedido:
5°-10°, 20°-25°, 35°



NUEVO

FV915 Regulable

Soporte inclinado abierto regulable para cubierta plana, vertical



- Cubierta plana de hormigón, subestructura.
- Soporte premontado.
- Anclaje a hormigón.
- Regulable de 30° a 50°
- Soporte más robusto lo que permite ir a luces entre triángulos más largas.
- Para módulos de 60 y 72 células (1650/2000x1000) de 33 a 50 mm de espesor.
- Disposición de los módulos en vertical.
- Tornillería de anclaje NO incluida

Regulación mediante brazo telescópico con regla de regulación de grados, lo que permite una regulación grado a grado



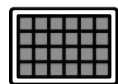
THA915

Soporte inclinado abierto para cubierta plana, 1 módulo



- Todo tipo de cubiertas plana de hormigón, subestructura.
- Soporte premontado
- Anclaje a hormigón o subestructura.
- Para módulos de 60 y 72 células (1650/2000x1000) de 33 a 50 mm de espesor y módulos de ancho especial hasta 1050.
- Disposición de los módulos en horizontal.
- Inclinación 15°/30°
- Tornillería de anclaje NO incluida

Inclinaciones bajo pedido:
5°-10°-20°-25°-35°



1650/2000x1050

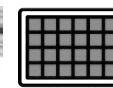
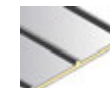
TH915

Soporte inclinado cerrado para cubierta metálica, 1 módulo



- Cubierta metálica, subestructura.
- Soporte premontado
- Anclaje chapa o subestructura.
- Para módulos de 60 y 72 células (1650/2000x1000) de 33 a 50 mm de espesor y módulos de ancho especial hasta 1050.
- Disposición de los módulos en horizontal.
- Inclinación 15°/30°
- Tornillería de anclaje NO incluida

Inclinaciones bajo pedido:
5°-10°-20°-25°-35°



1650/2000x1050

NUEVO

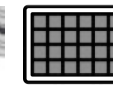
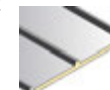
THG915

Soporte inclinado cerrado especial para anclaje a correas y chapa en cubiertas metálicas, horizontal



- Cubierta de chapa metálica.
- Anclaje a correas y chapa.
- Soporte premontado.
- Para módulos de 60 y 72 células (1650/2000x1000) de 33 a 50 mm de espesor y módulos de ancho especial hasta 1050.
- Disposición de los módulos en horizontal.
- Inclinación 15°/30°
- Tornillería de anclaje a cubierta NO incluida

Inclinaciones bajo pedido:
5°-10°-20°-25°-35°



1650/2000x1050

NUEVO

SLH915

Soporte inclinado lastrado para cubierta plana, horizontal

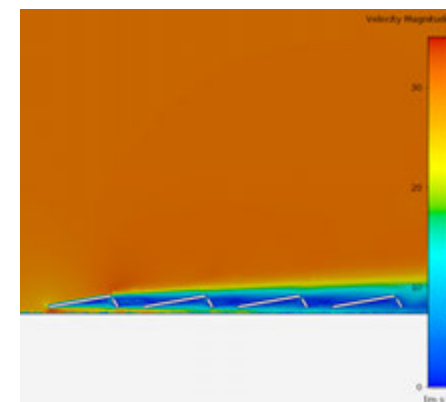
SLH915 - Para módulos de 1650x1000
SLH915XL - Para módulos de 2000x1000

Sistema autoportante para cubiertas planas $\leq 5^\circ$ tipo tela asfáltica, grava, ajardinada, tipo Deck, etc... donde no se puede taladrar.

El sistema modular premontado y su liviano peso hacen de este sistema un montaje e instalación rápido y sencillo sin necesidad de realizar ningún tipo de obra, ahorrando así en tiempo.



Incorpora un sistema Windbreaker (cortavientos) tanto trasero como lateral, y una base de EPDM para garantizar la estabilidad del soporte.



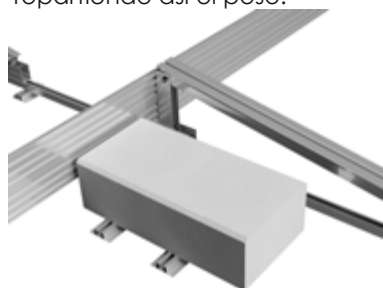
Se han realizado simulaciones en el túnel del viento para garantizar la reducción de la acción del viento y la fricción con el mínimo lastre.

Características técnicas:

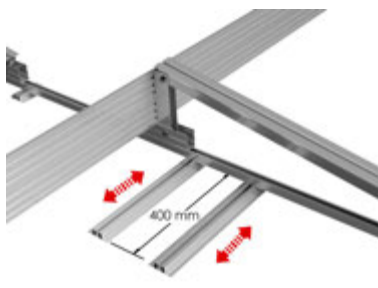
- Materiales:
Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería acero inoxidable A2-70
Bases EPDM de 10 mm.
- Velocidad del viento: 150 Km/h
- Disposición de los módulos: Horizontal
- Inclinação: 5° - 10° - 15°
- Válido para todo tipo de módulos
- Lastres no incluidos



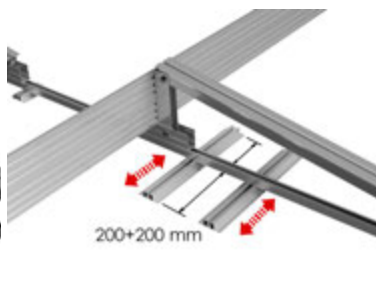
Este soporte incorpora un sistema único en el sector de **portalastres regulables** que permite colocar cualquier tipo de lastre del mercado, incluso descatalogados, se adapta a cualquier tamaño y tipo de contrapeso (bordillos, bloques de hormigón...) pudiendo colocar el contrapeso descentrado o centrado repartiendo así el peso.



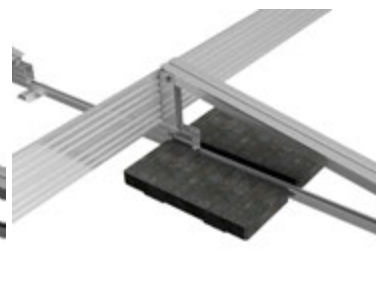
Ejemplo de contrapeso de 30Kg sobre portalastre



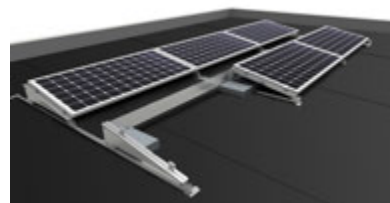
Fácil regulación del portalastre simplemente aflojando un tornillo (Ejemplo de portalastre descentrado)



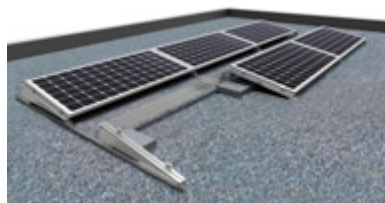
Regulación del portalastre (Ejemplo colocación de portalastre centrado)



Ejemplo de 2 contrapesos de 15Kg repartidos sobre portalastre



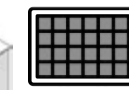
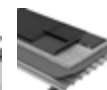
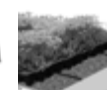
Cubierta con tela asfáltica



Cubierta con grava



Cubierta ajardinada



1650/2000x1000

	Ref. Presor lateral regulable	Uds Caja	Volumen peso
	Presor lateral para fijar paneles inicio y final de fila	50 uds	200x200x200 4,83 Kg

	Ref. Presor central click	Uds Caja	Volumen peso
	Presor central para fijar paneles uno con otro	100 uds	200x200x200 4,58 Kg

	Ref. Presor para Horizontal	Uds Caja	Volumen peso
	Presor para fijar paneles en horizontal	50 uds	400x200x200 7,88 Kg

 NUEVO	Ref. Toma tierra	Uds Caja	Volumen peso
	Toma tierra	50 uds	180x100x60 0,30 Kg

	Ref. Unión RCVE 4.0	Uds Caja	Volumen peso
	Unión para guía RCVE 4.0	25 uds	400x200x200 4,47 Kg

 NUEVO	Ref. Unión KHC	Uds Caja	Volumen peso
	Unión para Guía KHC	40 uds	400x200x200 5,00 Kg

	Ref. Unión RFV	Uds Caja	Volumen peso
	Unión para guía RFV y guía KHS	40 uds	400x200x200 9,65 Kg

Accesorios

Triángulo para soporte abierto para módulo 1650x1000		Uds	Volumen peso
	Ref. Triángulo CVA915	25 uds	1440x400x400 41,50 Kg

Triángulo para soporte abierto para módulo 2000x1000		Uds	Volumen peso
	Ref. Triángulo CVA915XL	25 uds	1840x400x400 46,25 Kg

Triángulo para soporte abierto para módulo 1650/2000x1000		Uds	Volumen peso
	Ref. Triángulo CHA915XL	25 uds	1440x400x400 32,75 Kg

Triángulo para soporte cerrado para módulo 1650/2000x1000		Uds	Volumen peso
	Ref. Triángulo CHE915XL	25 uds	1410x370x370 56,50 Kg

Triángulo para soporte cerrado para módulo 1650x1000		Uds	Volumen peso
	Ref. Triángulo CVE915	20 uds	1840x400x340 53,00 Kg

Triángulo para soporte cerrado para módulo 2000x1000		Uds	Volumen peso
	Ref. Triángulo CVE915XL	25 uds	1440x400x340 44,50 Kg

Triángulo para soporte abierto regulable para módulo 1650/2000x1000		Uds	Volumen peso
	Ref. Triángulo CVA915XL Regulable	10 uds	1850x790x260 20,80 Kg

Triángulo para soporte cerrado regulable para módulo 1650/2000x1000		Uds	Volumen peso
	Ref. Triángulo CVE915XL Regulable	10 ud	1850x790x260 29,60Kg

Triángulo para soporte abierto para módulo 1650/2000x1000		Uds	Volumen peso
	Ref. Triángulo FV915XL	10 uds	1840x400x400 36,95 Kg

Triángulo para soporte abierto para módulo 1650/2000x1050		Uds	Volumen peso
	Ref. Triángulo THA915	25 uds	1410x370x370 33,15 Kg

Triángulo compartido abierto para módulos de todos los tamaños		Uds	Volumen peso
	Ref. Triángulo TCV915	20 uds	1410x370x370 47,00 Kg

Triángulo abierto para módulo 1650/2000x1000		Uds	Volumen peso
	Ref. Triángulo FV910	20 uds	1410x370x370 40,60 Kg

Triángulos

Triángulo para soporte abierto para módulo 1650/2000x1000		Uds	Volumen peso
	Ref. Triángulo FV915XL Regulable	10 uds	1840x400x400 38,58 Kg

Triángulo para soporte cerrado para módulo 1650/2000x1050		Uds	Volumen peso
	Ref. Triángulo TH915	25 uds	1410x370x370 45,55 Kg

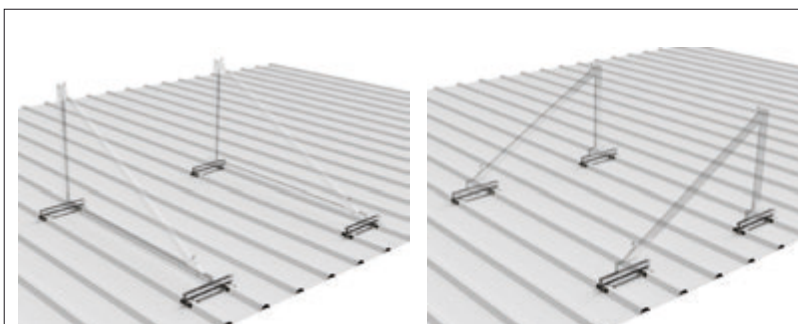
Triángulo compartido abierto para módulos de todos los tamaños		Uds	Volumen peso
	Ref. Triángulo TCH915	25 uds	1410x370x370 58,75 Kg

Arriostramientos para soportes inclinados		Uds Palet	Volumen peso
	Ref. Arriostramiento CV	10 uds	2000x25x50 9,20 Kg
	Ref. Arriostramiento CV-1	10 uds	1200x25x50 5,70 Kg
	Ref. Arriostramiento FV	10 uds	2000x25x50 12,30 Kg
	Ref. Arriostramiento TCV	10 uds	1450x90x90 6,70 Kg
	Ref. Arriostramiento TCH	10 uds	2100x90x90 10,30 Kg



Para distancias entre greclas ≤ 300 mm. (Triángulos no incluidos)

Referencia	Uds Caja	Volumen peso
Ref. TX300	Kit para 2 triángulos	400x100x60 (2 cajas) 2,07 Kg



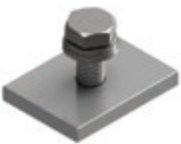
Para distancias entre greclas ≤ 500 mm. (Triángulos no incluidos)

Referencia	Uds Caja	Volumen peso
Ref. TX500	Kit para 2 triángulos	1050x60x80 2,64 Kg



Para distancias entre greclas ≤ 1000 mm. (Triángulos no incluidos)

Referencia	Uds Caja	Volumen peso
Ref. TX1000	Kit para 2 triángulos	1050x60x80 2,64 Kg

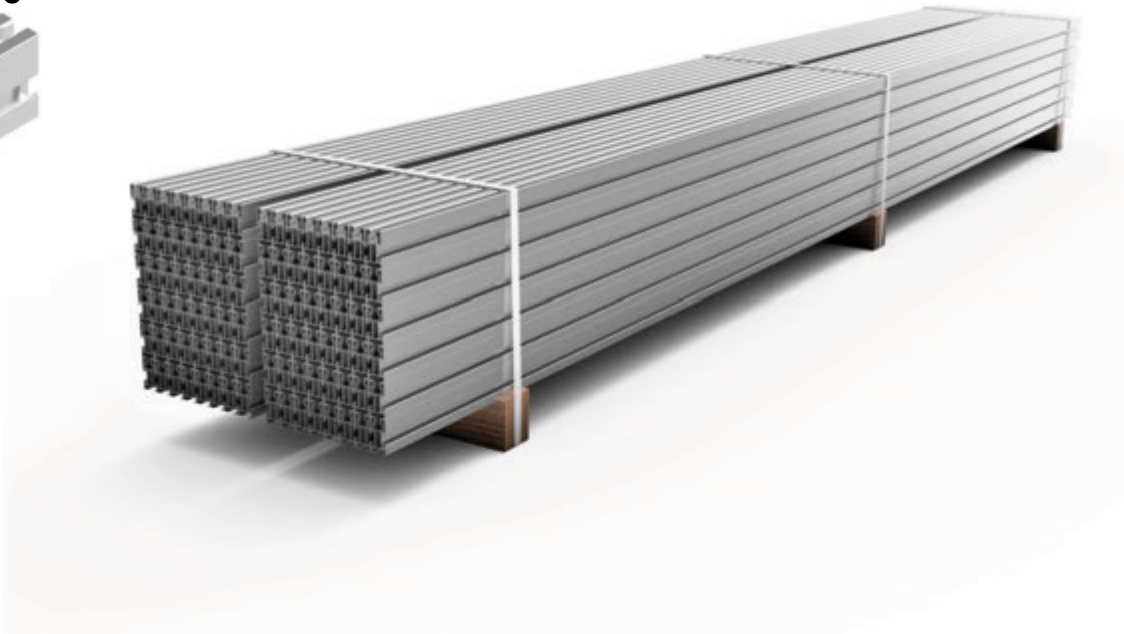
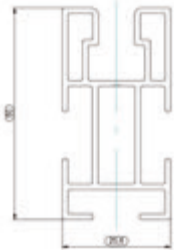
	Ref. TM3	Uds Caja	Volumen peso
	Tornillo para fijación de triángulo a perfil KHC	50 uds	260x100x60 0,80 Kg

Triángulo abierto: 4 uds. Triángulo cerrado: 2 uds.

	Ref. TM8	Uds Caja	Volumen peso
	Tornillo para fijación de triángulo a perfil	100 uds	180x100x60 1,50 Kg

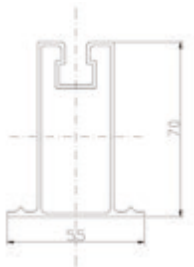
Triángulo abierto: 4 uds. Triángulo cerrado: 2 uds.

Ref. **Guía RCVE 4.0**



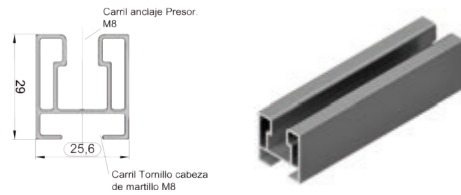
Referencia	Uds Pallet	Volumen peso
RCVE 4.0 - 1050	96 uds	1050x500x500 82,45 Kg
RCVE 4.0 - 1150	96 uds	1150x500x500 90,50 Kg
RCVE 4.0 - 2100	96 uds	2100x500x500 164,91 Kg
RCVE 4.0 - 3150	96 uds	3150x500x500 247,36 Kg
RCVE 4.0 - 4200	96 uds	4200x500x500 329,82 Kg

Ref. **Guía RFV**



Referencia	Uds Pallet	Volumen peso
RFV - 1050	48 uds	1050x500x500 58,98 Kg
RFV - 2100	48 uds	2100x500x500 112,95 Kg
RFV - 4200	48 uds	4200x500x500 220,91 Kg

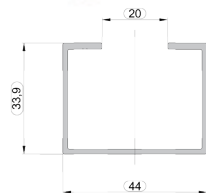
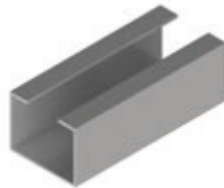
Ref. Guía KLC



Referencia	Uds Pallet	Volumen peso
KLC - 4200	155 uds	4200x500x500 356,50 Kg

Este perfil no dispone de uniones

Ref. Guía KHC



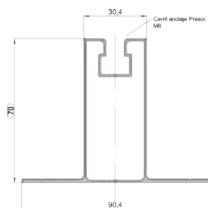
Perfil para subestructura

Referencia	Uds Pallet	Volumen peso
KHC - 2670	144 uds	2670x500x500 213,12 Kg
KHC - 5350	144 uds	5350x500x500 426,24 Kg



Perfil KHC no compatible con presores S10, S11 y S1

Ref. Guía KHS

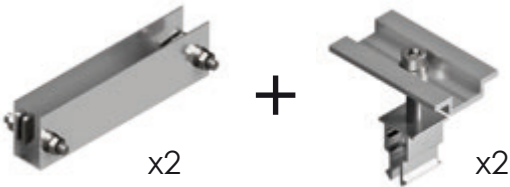


Perfil para subestructura

Referencia	Uds Pallet	Volumen peso
KHS - 2100	48 uds	2100x500x500 112,95 Kg
KHS - 4200	48 uds	4200x500x500 220,91 Kg

Kits de unión

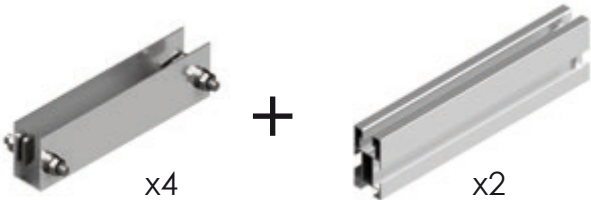
Kit unión CV



Referencia	Volumen peso
Ref. Kit unión CV	260x100x60 0,60 Kg

Kit de unión para soportes verticales,
(excepto modelos FV915XL/FV915 Reg./
TCV915XL y WV915XL)

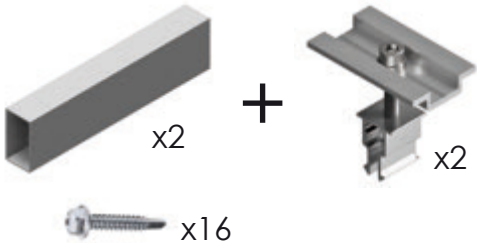
Kit unión CH



Referencia	Volumen peso
Ref. Kit unión CH	1200x150x150 2,10 Kg

Kit de unión para soportes horizontales,
(excepto modelos de fachada, poste,
THA915/TH915 y TCH915XL)

Kit unión FV



Referencia	Volumen peso
Ref. Kit unión FV	260x100x60 0,80 Kg

Kit de unión para soportes
Verticales modelos FV915XL,
FV915 Reg y WV915XL



Kit para 2 módulos



Kit para 2 módulos



Resultado de la unión de los dos kits módulos

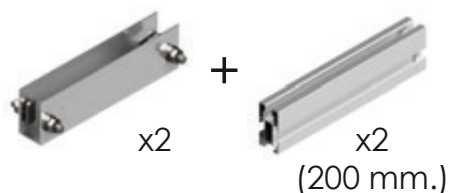
Kits de ampliación para módulo de ancho de hasta 1060



Kit de ampliación para módulo de hasta 1060.

Las estructuras estándar son válidas para módulos de hasta 1000 mm en el caso de adquirir un módulo de mayor tamaño (hasta 1060) será necesario el kit de ampliación que se compone de 2 uniones + 2 perfiles de 200 mm para soportes coplanares, para soportes inclinados ya sea abierto o cerrado se compone de 2 uniones + 2 perfiles de 200 mm + un triángulo.

Kit ampliación coplanar

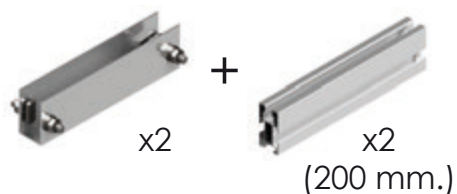


Kit ampliación inclinado



Referencia	Descripción	Soportes compatibles
Ref. AK1	Ampliación para soportes coplanares de 1 a 6 módulos	KH915VR, KH915VRA, KHT915, KH915, KHX915
Ref. AK2	Ampliación para soportes triangulares de 1,2,4,5 y 6 módulos	CVA915XL y CVE915XL (excepto para 3 módulos)
Ref. AK3	Ampliación para soportes triangulares abiertos para 3 módulos	CVA915XL - 3 módulos
Ref. AK4	Ampliación para soportes triangulares cerrados para 3 módulos	CVE915XL - 3 módulos
Ref. AK5	Ampliación para soportes triangulares abiertos regulables para 3 módulos	CVA915XL Regulable - 3 módulos
Ref. AK6	Ampliación para soportes triangulares cerrados regulables para 3 módulos	CVE915XL Regulable - 3 módulos

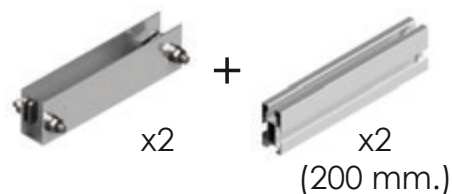
AK1 - Kit ampliación



Kit de ampliación para coplanar.

Referencia	Volumen peso
Ref. AK1	400x100x60 0,66 Kg

AK2 - Kit ampliación



Kit de ampliación para soportes verticales
(excepto para 3 módulos y modelos FV915XL/
WV915XL)

Referencia	Volumen peso
Ref. AK2	400x100x60 0,66 Kg

AK3 - Kit ampliación

Especificar
inclinación
15° o 30°

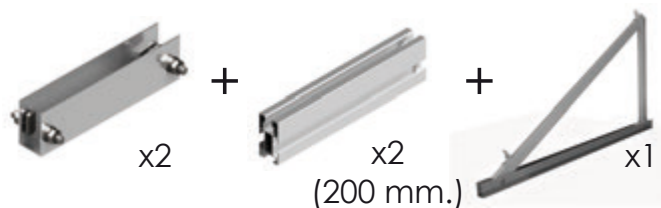


Kit de unión para soportes abiertos verticales,
para 3 módulos (excepto modelos FV915XL/WV915XL)

Referencia	Volumen peso 30°
Ref. AK3	400x100x60 2,51 Kg

AK4 - Kit ampliación

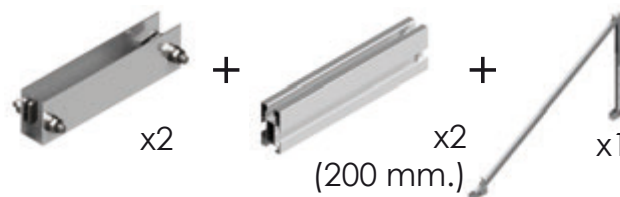
Especificar
inclinación
15° o 30°



Kit de unión para soportes cerrados verticales,
para 3 módulos (excepto modelos FV915XL/WV915XL)

Referencia	Volumen peso 30°
Ref. AK4	400x100x60 3,32 Kg

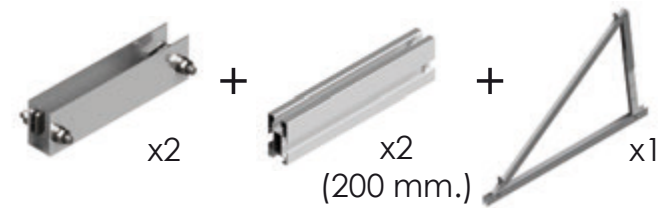
AK5 - Kit ampliación



Kit de unión para soportes abiertos verticales
regulables para 3 módulos (excepto modelos
FV915XL/WV915XL)

Referencia	Volumen peso
Ref. AK5	400x100x60 2,75 Kg

AK6 - Kit ampliación



Kit de unión para soportes cerrados verticales
regulables para 3 módulos (excepto modelos
FV915XL/WV915XL)

Referencia	Volumen peso
Ref. AK6	400x100x60 3,62 Kg

Kits de ampliación de estructura



Sunfer estructuras, S.L.
(+34) 96 249 23 22 - info@sunferenergy.com - www.sunfer-energy.com
Camino de la Dula, S/N 46687 - Albalat de la Ribera (Valencia)



DOCUMENTO 4

ANEXO DE RADIACIÓN

FUENTES DE RADIACIÓN SOLAR

Para realizar el estudio energético de la instalación hemos usado los datos de PVSYTS, siendo estos más detallados que los proporcionados por el mapa solar del CTE (fig1)

También hemos cotejado con el simulador PVGIS, las radiaciones constantes en un día medio de cada mes.

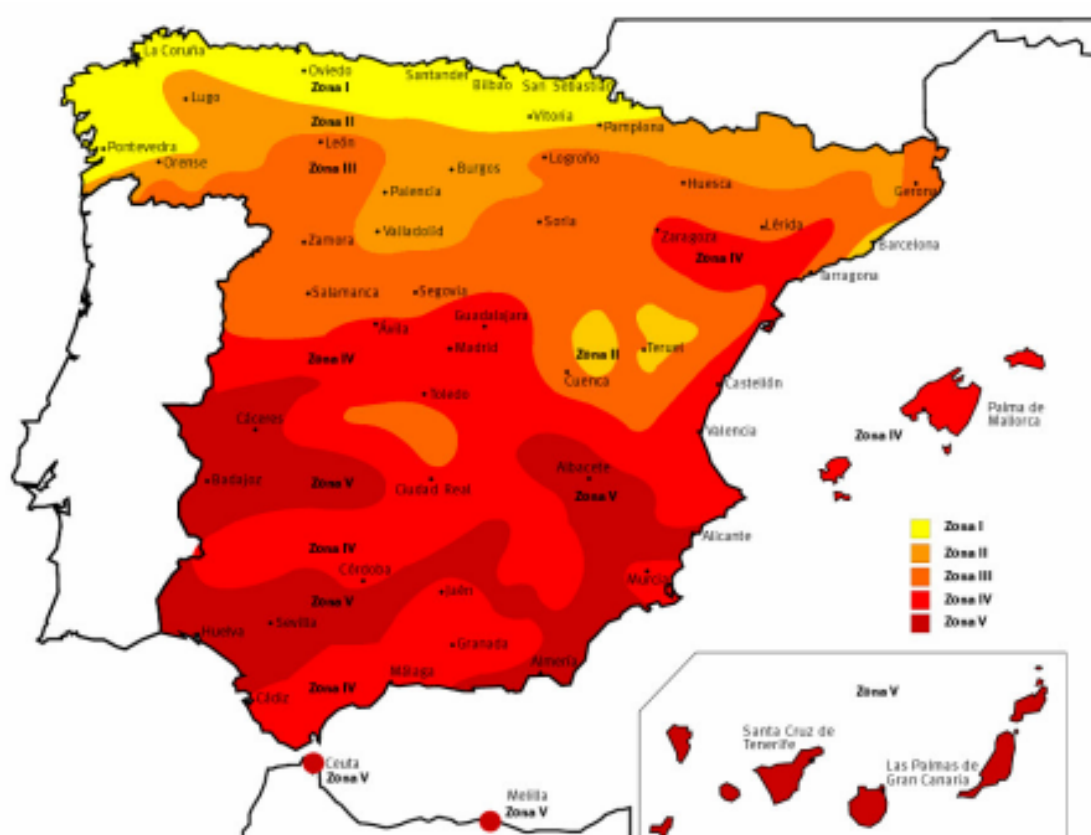


Fig AR_1. Mapa de zonas radiación solar anual sobre superficie plana en España

La radiación solar que incide sobre la superficie terrestre se puede aceptar formada por dos componentes: directa y difusa. La radiación directa es aquella que alcanza la superficie directamente desde el sol, mientras que la difusa procede de toda la bóveda celeste y se origina sobre todo en las interacciones (difusión y absorción) de la radiación solar con los componentes atmosféricos.

Cuando se mide la componente directa de la radiación solar es necesario utilizar un dispositivo seguidor del movimiento aparente del sol, de tal manera que la radiación procedente del disco solar sea la que incide sobre el sensor de radiación correspondiente.

Para escoger el tipo de sistema adecuado es importante tener conocimiento de las radiaciones directas y difusas del lugar en cuestión, así como las temperaturas para poder estimar correctamente las pérdidas.

El atlas solar catalán sólo existen datos de radiación directa, por lo que hemos tomado otra fuente de radiación solar para comparar valores y de esta manera poder analizar mejor el sistema para realizar un cálculo más preciso.

Los datos están tomados del simulador PVGIS.

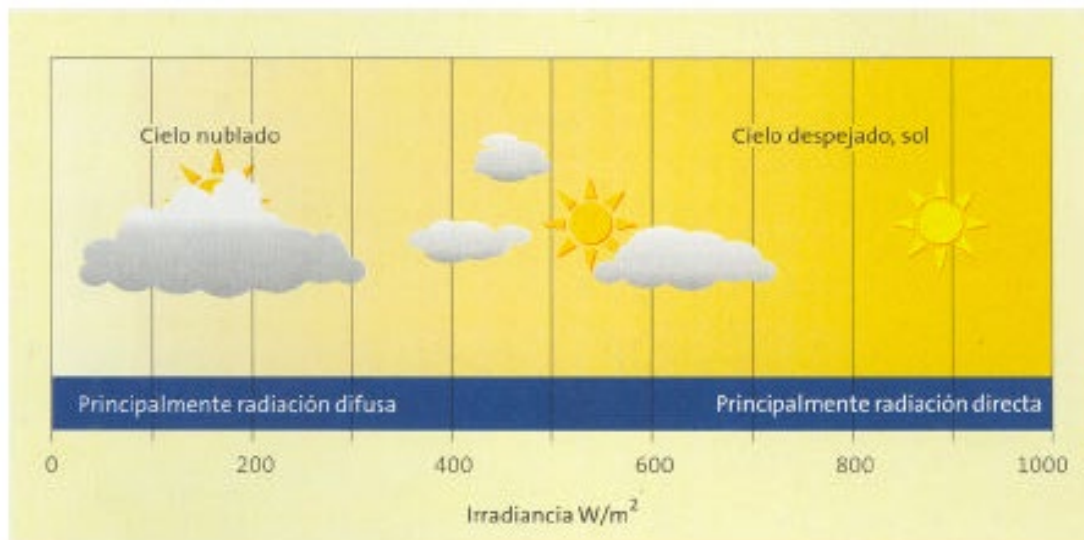


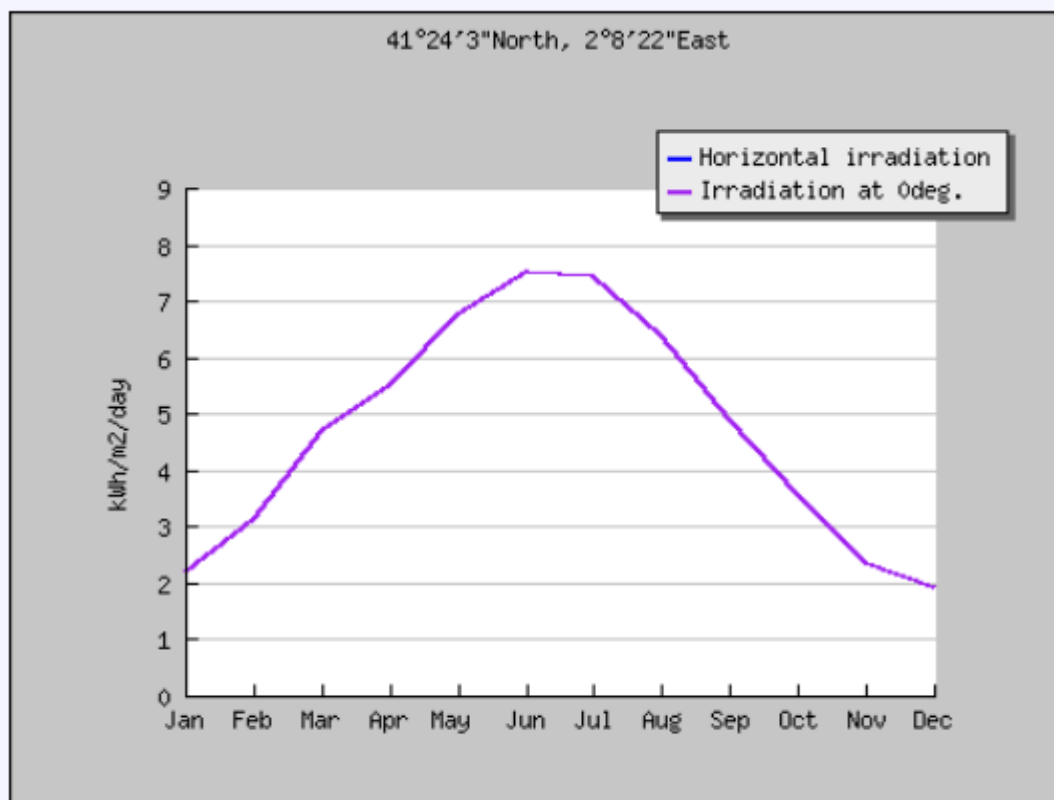
Fig AR_2. Componentes de la radiación directa y difusa

Se adjuntan a continuación los valores de radiación directa y difusa así como la temperatura durante las horas de sol.

MES	Ene	Feb	Mar	Abr	Mayo	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct.	Nov.	Dic.
Irradiación diaria	2170	3120	4710	5500	6760	7500	7450	6390	4880	3580	2360	1910

En la tabla se dan los datos de irradiación media diaria mensual en kWh/m² sobre una superficie inclinada a 0°.

Con estos datos tendríamos una media anual (0° de inclinación) de 1716 kWh/m²



DOCUMENTO 5

ANEXO DE SOMBRAS

Para conocer cuando se produce sombreado temporal es necesario analizar las posibilidades de nieve, polvo, caída de hojas, etcétera, en función del entorno de la instalación. Sin embargo, los otros dos tipos de sombras se pueden conocer con detalle, es decir, qué días y a que horas se puede producir la sombra. En este apartado se explica un procedimiento para calcular estos dos tipos de sombras.

La sombra se suele determinar en relación a un punto de la instalación, por lo general el punto medio del generador fotovoltaico y en función del contorno de los posibles obstáculos entre el sol y la instalación. En el caso de grandes instalaciones este análisis se realiza para varios puntos del generador.

El procedimiento consiste en analizar el contorno de los posibles obstáculos entre el sol y la instalación. Esto se puede realizar con:

- Un analizador de sombras (fotográficamente o a través de una cámara digital y un software)
- Un diagrama de trayectorias solares en una lámina
- Con un plano de la situación y un diagrama de trayectorias solares.

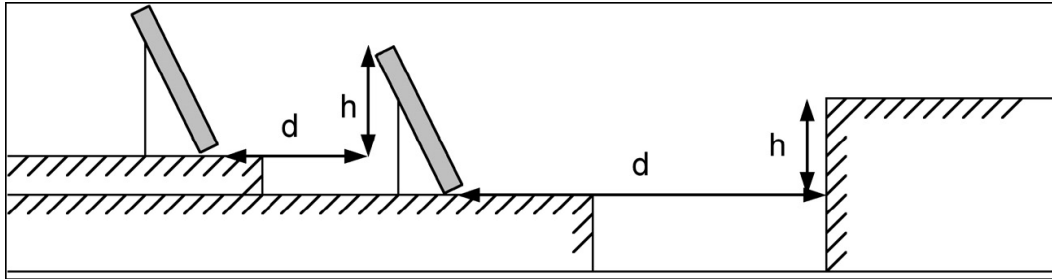
En el presente proyecto, debido a la ubicación de los paneles en las cubiertas y a la posición de éstas, las posibles sombras que pueden incidir sobre los paneles son las producidas por ellos mismos. Para evitar esto se colocarán los paneles solares de forma que la sombra que puedan hacerse entre ellos sea mínima.

Según el pliego de condiciones del IDAE para la instalación fotovoltaica conectada a red, la distancia de medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura h , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia deberá ser superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = \frac{h}{\operatorname{tg}(61 - \text{latitud})} \text{ donde } \frac{1}{(61 - \text{latitud})} \text{ es un coeficiente adimensional denominado}$$

k que para nuestro caso tiene un valor de $k = 2,74$

Con el fin de clarificar posibles dudas respecto a la toma de datos relativos a h y d , se muestra la figura 1.



Separación mínima de paneles solares fotovoltaicos según criterios IDAE

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, siendo h a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la posterior, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos.

En nuestro caso los paneles van coplanares al techo por lo que no hay sombras entre diferentes filas. La fila de paneles inclinada tampoco se ve afectada por la sombra.

DOCUMENTO 6

ANEXO DE MANTENIMIENTO

SISTEMA	OPERACIÓN		FRECUENCIA (MESES)(*)	OBSERVACIONES
CAPTACION	PANELES	VIDRIOS	6	- Comprobar que el estado de limpieza es el idóneo. - En caso necesario, limpiarlos con agua y detergente;en horas de baja radiación, amanecer o al oscurecer. - En caso de rotura sustituir.
		AISLAMIENTO	6	- Comprobación de la oxidación de los circuitos y soldaduras de las células fotovoltaicas. - Normalmente son debidas a entrada de humedad en el panel por fallo de rotura de las capas de encapsulado.
		CONEXIONES	6	- Comprobación del apriete y estado de los terminales de los cables de conexionado de los paneles. - Comprobación de la estanquidad de las cajas de terminales o del estado de los capuchones de protección de los terminales. - En caso de observarse fallos de estanquidad, se procederá a la sustitución de los elementos.
	ESTRUCTURA		6	- Detectar degradaciones, indicios de corrosión o deformaciones. - En caso necesario, lijar y reparar con minio y pintura aquellas partes de la estructura soporte que presente corrosión. - Comprobar el apriete de tornillos de sujeción. - Comprobación del conexionado y cableado de los equipos. - Se procederá de forma similar que en los paneles, revisando todas las conexiones y juntas de los equipos.
INVERSOR			6	- Observación visual del estado y funcionamiento del equipo. - La observación visual permite detectar generalmente su mal funcionamiento, ya que éste se traduce en un comportamiento muy anormal: frecuentes actuaciones del equipo, avisadores, luces, etc. - En la inspección se debe comprobar también las posibles corrosiones y aprietos de bornas. - Comprobación del tarado de la tensión de ajuste a la temperatura ambiente, que las indicaciones sean correctas. - Toma de valores: Registro de los amperios-hora generados y consumidos en la instalación, horas de trabajo, etc.
PUESTA A TIERRA			6	- Medir la resistencia de tierra, realizándose en el punto de puesta a tierra. - Medir la resistencia de cada electrodo, desconectándolo previamente de la línea de enlace a tierra. - Medir desde todas las carcasas metálicas la resistencia total que ofrecen, tanto las líneas de tierra como la toma de tierra.
PROTECCIONES			6	- Comprobar todos los automaticos y diferenciales de protección de nuestra instalación siguiendo las especificaciones de los fabricantes.

(*) Para instalaciones de < 5KW se hace cada 12 meses

DOCUMENTO 7

BALANCE ENERGÉTICO

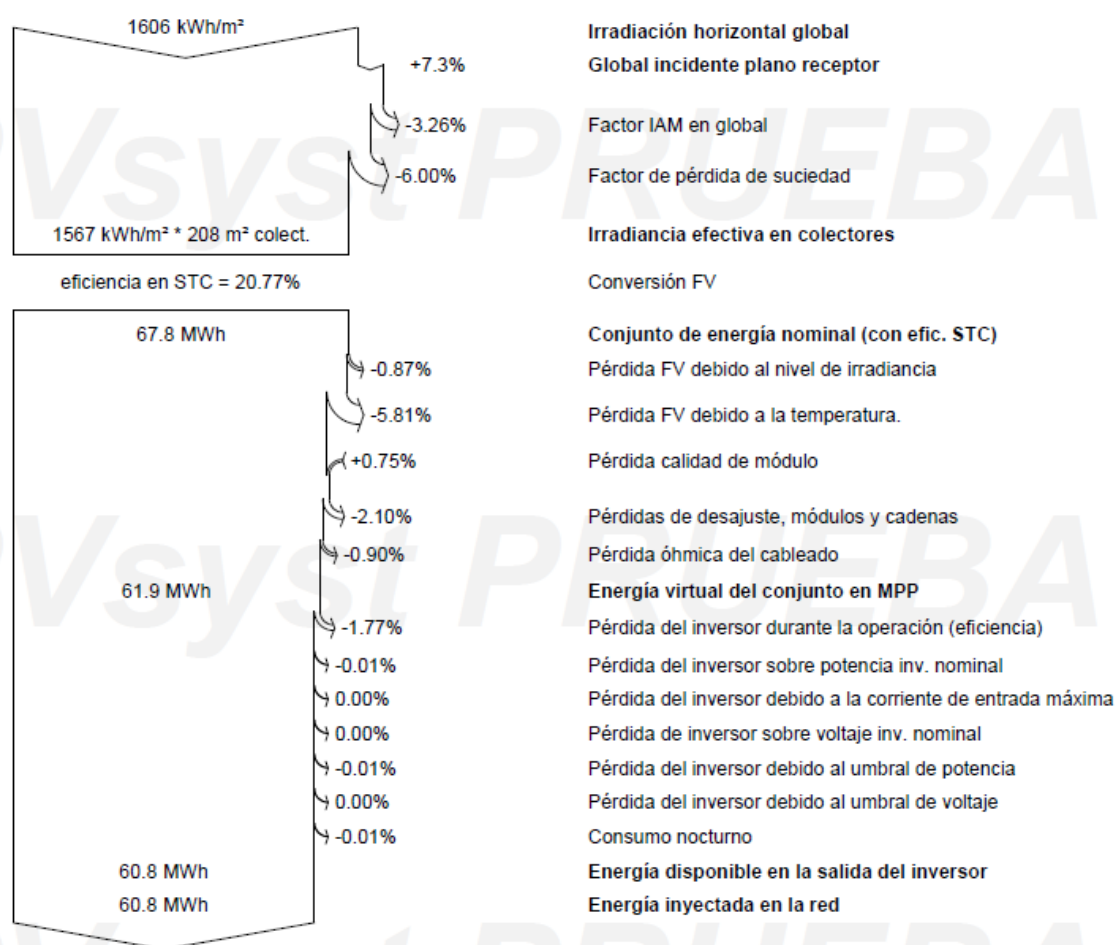
Con este anexo se pretende valorar el balance energético de la instalación fotovoltaica. Para ello hemos tomado los valores de radiación detallados en el anexo de radiación.

Para estimar la energía que produce realmente la instalación, se procede de la siguiente forma:

Conocida la potencia pico del generador y la radiación solar incidente sobre el mismo se estima la energía máxima teórica que puede producir y que se obtiene como el producto de la irradiación solar H por la superficie del generador fotovoltaico y por el rendimiento del módulo fotovoltaico.

El rendimiento medio de un módulo varía entre un 7% y un 15% en función de la tecnología, en este caso, el rendimiento final total de la placa es de un 14%.

La energía ideal se reduce debido a las pérdidas que se producen mediante unos factores de pérdidas cuyos valores medios son:



Estos valores variarán de manera considerable en cada instalación y son fijados como medios, por lo tanto se pueden tomar sólo de referencia.

La energía real es por tanto, el producto de la energía ideal reducida por los factores de pérdidas.

Se denomina ratio de producción PR al cociente entre la energía realmente producida por la instalación y la energía teórica máxima que puede generar la instalación. Obviamente, mientras mayor sea el ratio de producción menos pérdidas se producen en la misma.

Con este ratio se pueden comparar entre sí diferentes instalaciones fotovoltaicas de distintos lugares. El ratio de producción de una instalación fotovoltaica típica sin sombrear oscila entre 0,6 y 0,8.

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	65.1	23.48	8.00	85.0	76.0	3.159	3.100	0.844
Febrero	80.5	35.22	9.01	95.0	85.9	3.547	3.484	0.849
Marzo	131.2	52.47	12.19	147.0	133.8	5.416	5.320	0.838
Abril	158.4	71.03	14.77	163.7	149.2	5.973	5.867	0.830
Mayo	197.4	76.68	18.38	197.5	180.4	7.063	6.937	0.813
Junio	209.9	79.91	22.53	203.8	186.3	7.172	7.045	0.800
Julio	212.5	80.84	25.49	210.9	192.9	7.344	7.214	0.792
Agosto	187.1	80.71	25.51	190.1	173.6	6.642	6.521	0.794
Septiembre	137.7	55.78	21.45	150.3	137.2	5.336	5.240	0.807
Octubre	103.2	43.01	17.93	122.0	110.6	4.409	4.329	0.821
Noviembre	66.7	30.33	12.27	83.3	74.7	3.068	3.013	0.837
Diciembre	55.8	26.12	8.81	74.4	66.2	2.759	2.708	0.843
Año	1605.6	655.57	16.41	1723.0	1566.8	61.887	60.778	0.817

La producción anual total será de 60778 kWh

El ratio kWh/kWp es de 1407 con un PR de 81,65%

La energía solar fotovoltaica ayuda a disminuir problemas medioambientales dado que produce energía eléctrica sin necesidad de emitir sustancias nocivas para el medioambiente.

La amortización energética de la instalación solar fotovoltaica es de aproximadamente unos cuatro años, a partir de ese momento, todo lo que produce es totalmente limpio.

- El efecto invernadero, el cual es provocado por emisiones de CO₂.
- La lluvia ácida provocada por emisiones de SO_x.

DOCUMENTO 8

AHORRO AMBIENTAL

El mix eléctrico es el valor que expresa las emisiones de CO₂ asociadas a la generación de la electricidad que se consume, siendo así un indicador de las fuentes energéticas que utilizamos para producir la electricidad. Cuanto más bajo es el mix, mayor es la contribución de fuentes energéticas bajas en carbono.

La Oficina Catalana del Cambio Climático realiza una estimación del mix eléctrico, siguiendo la misma metodología con la cual la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) estima la información referente al origen de la electricidad y su impacto de CO₂ de todas las compañías comercializadoras que participan en el Sistema de Garantías de Origen (de acuerdo con la Circular 1/2008, de 7 de febrero, de la Comisión Nacional de Energía, de información al consumidor sobre el origen de la electricidad consumida y su impacto sobre el medio ambiente)

Cabe destacar que en el cálculo del mix eléctrico, tal y como se establece en la Circular 1/2008 de la Comisión Nacional de Energía, el mix no incluye la electricidad verde producida a partir de energías renovables que disponga de la correspondiente garantía de origen expedida por la CNMC, para diferenciar los kWh de electricidad verde certificada con GdO del resto de electricidad de la red.

El mix de la red eléctrica peninsular de 2019 se estima en 241 g CO₂/kWh.

Tomando este dato y comparándolo con el de la generación de nuestra instalación 60778 kWh/año podemos resumir que el ahorro de kg de CO₂ será el siguiente: 14647 kg/año

DOCUMENTO 9

REPARTICIÓN AUTOCONSUMO COMPARTIDO

En un estado inicial no disponemos de datos sobre los consumos o consumidores asociados a la instalación.

Según el RD 244/2019, el mecanismo de compensación simplificada consistirá en un saldo en términos económicos de la energía consumida en el periodo de facturación.

La energía procedente de la instalación de producción en autoconsumo que no se consume es un excedente que se vuelca a la red. Esa energía, al final del periodo de facturación, se valora a un cierto precio y ese importe se resta de la energía adquirida en la red, de la siguiente manera:

Si el consumidor tiene un contrato de suministro con una comercializadora libre:

- a. La energía horaria consumida de la red será valorada al precio horario que figure en el contrato de suministro acordado con la comercializadora.
- b. La energía horaria excedentaria, será valorada al precio horario que se acuerde entre la comercializadora y el consumidor.

Si el consumidor tiene un contrato de suministro al precio voluntario para el pequeño consumidor con una comercializadora de referencia:

- a. La energía horaria consumida de la red será valorada al coste horario de energía del precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) en cada hora.
- b. La energía horaria excedentaria, será valorada al precio medio horario (Pmh) que se obtendrá a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en cada hora, menos el coste de los desvíos (CDSVh) en esa hora.

En este caso, cuando los consumidores tienen contrato de suministro con una comercializadora de referencia y se acogen al mecanismo de compensación simplificada, el comercializador de referencia deberá realizar la facturación de la siguiente forma:

- I. Deberá facturar según lo previsto en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.
- II. Sobre las cantidades a facturar antes de impuestos, deberá descontarse el término de la energía horaria excedentaria, valorada de acuerdo con lo descrito anteriormente.

La cuantía a descontar será tal, que en ningún caso el valor económico de la energía horaria excedentaria podrá ser superior al valor económico de horaria consumida de la red en el periodo de facturación.

III. A los consumidores vulnerables acogidos al bono social, a la diferencia entre las dos cantidades anteriores se le aplicará lo previsto en el artículo 6.3 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre.

IV. Una vez obtenida la cuantía final, se le aplicarán los correspondientes impuestos.

Deben tenerse en cuenta las siguientes limitaciones del mecanismo de compensación simplificada:

El valor económico de la energía horaria excedentaria nunca podrá ser superior al valor económico de la energía horaria consumida de la red en el periodo de facturación.

La compensación se realiza siempre dentro del periodo de compensación de un mes.

Si los consumidores y productores asociados optan por acogerse a este mecanismo de compensación, el productor no podrá participar de otro mecanismo de venta de energía.

La energía horaria excedentaria de los consumidores acogidos al mecanismo de compensación simplificada, no tendrá consideración de energía incorporada al sistema eléctrico de energía eléctrica y, en consecuencia, estará exenta de satisfacer los peajes de acceso establecidos en el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre.

Para la aplicación del mecanismo de compensación simplificada, los consumidores acogidos a dicho mecanismo, deberán remitir directamente a la empresa distribuidora, o a través de su comercializadora, el mismo contrato, o en su caso acuerdo, de compensación de excedentes entre todos los sujetos participantes, solicitando la aplicación del mismo.

En el caso de autoconsumos colectivos, los participantes deberán acordar un criterio de reparto, que podrá ser el más conveniente para todos y que deben comunicar a la empresa distribuidora, bien directamente o bien a través de la comercializadora,

solicitando la aplicación del mismo. Ese reparto podrá realizarse con los criterios que más se acomoden a las necesidades de los consumidores, con la única restricción de que deben utilizarse coeficientes de reparto fijos, y que la suma de esos coeficientes debe ser 1.

En caso de que no se comunique el acuerdo, se utilizará el criterio de reparto establecido en el anexo II del RD 244/2019 de 5 de abril. Estos criterios pueden también ser usados por los consumidores en el acuerdo.

Para cada consumidor asociado a la instalación de autoconsumo se calculará la “energía horaria neta individualizada” como:

$$ENG_{h,i} = \beta_i * ENG_h$$

Donde:

ENG h = energía horaria neta total producida por la instalación.

β_i = coeficiente de reparto de la energía generada para el consumidor “i”.

Este coeficiente es el que debe figurar en el acuerdo de reparto entre los consumidores y deberá cumplir las siguientes limitaciones:

Deberá ser constante para cada consumidor en todas las horas del periodo de facturación (mes).

La suma de las β_i de todos los consumidores asociados a la misma instalación de autoconsumo deberá ser 1.

Tomará el valor 1 cuando exista un único consumidor asociado.

Para el cálculo de las β_i , podrá utilizarse cualquier criterio que se acuerde entre los consumidores asociados. No obstante, el Anexo II del RD 244/2019 propone una fórmula de cálculo de los coeficientes en función de la potencia contratada de cada uno de los consumidores.

$$\beta_i = \frac{\text{Potencia máxima contratada (consumidor } i)}{\sum \text{Potencias máximas contratadas (todos los consumidores asociados)}}$$

Esta fórmula será aplicada en caso de que no se comunique otro acuerdo entre los consumidores asociados.

En nuestro caso y debido a que las potencias son muy parecidas entre si hemos optado por hacer un reparto equitativo, quedando de la siguiente manera:

Según las lecturas hemos realizado unos porcentajes equitativos por vecino según los consumos anuales de los mismos aplicando a cada uno un % de reparto del autoconsumo de la instalación.

Estos datos deberán ser refrendados por los vecinos para poder ser escritos en el contrato con la comercializadora que gestionará autoconsumo y excedente.

DOCUMENTO 10

ESTUDIO ECONÓMICO

Inversión

La inversión para una instalación solar fotovoltaica fija en la cubierta de un equipamiento compartido y conectada a la red eléctrica está formada por las siguientes partidas:

- **Bienes de equipo**
 - Paneles fotovoltaicos
 - Inversores
- **Instalaciones**
 - Instalación eléctrica
 - Sujeción y montaje de paneles
- **Obra civil**
 - Caseta de inversores
 - Obra civil acometida a red
- **Diseño y autorización**
 - Proyecto y Dirección de obra
 - Tasas e impuestos
 - Seguros
 - Gastos Generales

El importe calculado para dicha inversión asciende a **57.806,86 € Iva incluido**, de la cual, el coste porcentual más elevado corresponde al importe de los bienes de equipo

Previsión de ingresos

Los ingresos anuales previstos corresponden al autoconsumo energético que realice la instalación, que vendrá determinada por la potencia de la instalación y el precio de transferencia así como de la compensación de los excedentes.

Escenarios

Al no disponer de datos de consumo, ni precios en este estado del proyecto no se podrá realizar el estudio económico del sistema

DOCUMENTO 11

PRESUPUESTO DETALLADO

MEDICIONES VALORADAS

REF.	Unidad	CONCEPTO	CTD.	Precio/Ud.	IMPORTE
------	--------	----------	------	------------	---------

CAPÍTULO 1: ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA

1.01	PA	ESTRUCTURA FV CON INCLINACIÓN	24	95	2.280,00 €
------	----	-------------------------------	----	----	------------

Suministro y colocación de conjunto de sujeción del campo fotovoltaico en cubierta plana. La estructura está compuesta por triángulos de aluminio anodizado donde reposará el panel, con inclinación de 15 grados. Las estructuras irán directamente colladas al suelo.

Conjunto pletina conexión de perfiles guía

Grapas paneles

Manual de instalación

Montaje de la estructura "in situ"

1.02	PA	ESTRUCTURA FV COOPLANAR	72	80	5.760,00 €
------	----	-------------------------	----	----	------------

Suministro y colocación de conjunto de sujeción del campo fotovoltaico en cubierta inclinada. La estructura está compuesta por barras de aluminio anodizados donde reposará el panel, con inclinación idéntica a la cubierta. Las estructuras irán directamente colladas a la cubierta.

Conjunto pletina conexión de perfiles guía

Grapas paneles

Manual de instalación

Montaje de la estructura "in situ"

TOTAL CAPÍTULO 1:					8.040,00 €
-------------------	--	--	--	--	------------

CAPÍTULO 2: CAPTACIÓ

2.01	Ut.	MÓDULO FOTOVOLTAICO JAM72S20-450/MR MC4 o Similar	96	137	13.152,00 €
------	-----	---	----	-----	-------------

Suministro y colocación de módulo fotovoltaico JA Solar de silicio monocristalino · lí o similar de 450Wp de potencia. 12 años de garantía del producto y 25 años de garantía de producción.

2.02	PA	ACCESSORIS DE CONNEXIÓ	1	140	140,00 €
------	----	------------------------	---	-----	----------

Suministro e instalación de cableado, conectores y piezas de sujeción de cableado para adecuación de los módulos reutilizados en función de los nuevos campos solares y sus geometrías. Incluye pequeño material y accesorios.

TOTAL CAPÍTULO 2:					13.292,00 €
-------------------	--	--	--	--	-------------

CAPÍTULO 3: INVERSOR/S

3.01	Ut.	HUAWEI 36 KTL o Similar	1	3300	3.300,00 €
------	-----	-------------------------	---	------	------------

Suministro e instalación inversor fotovoltaico trifásico CC / CA marca HUAWEI 36KTL o similar, de 36 kW/40 KVA de potencia nominal de salida de onda sinusoidal a 400V-50Hz y tensión máxima CC de 1000Vcc. Incluye protecciones de voltaje, frecuencia, funcionamiento en isla y vigilando de aislamiento.

3.02	PA	ACCESSORIS DE CONNEXIÓ	1	85	85,00 €
------	----	------------------------	---	----	---------

Suministro e instalación de pequeño material y accesorios para el montaje mural del equipo

TOTAL CAPÍTULO 3:				3.385,00 €
-------------------	--	--	--	------------

CAPÍTULO 4: DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

4.01	ml.	CABLEADO ZZ-F (AS) 1,8 KV DC-06/1KV 1x6 mm2	357	3,38	1.206,66 €
------	-----	---	-----	------	------------

Suministro e instalación de cable unipolar solar de tensión asignada 0,6 / 1 kV, con conductor de cobre Clase 5 (-K), aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1). Para conexionado entre filas de paneles. Cable negro y rojo. Se cuenta el par de cables.

4.02	ml.	Bandeja metálica rejiband 60X200 mm	110	15,33	1.686,30 €
------	-----	-------------------------------------	-----	-------	------------

Suministro e instalación de bandeja metálica tipo rejiband galvanizada para exterior de dimensiones 60x200 modelo rejiband o similar para conducción del cableado en el campo fotovoltaico. Incluye elementos de fijación, pequeño material y accesorios.

4.03	ml.	CABLE RZ1-K(AS) 5X25mm2	8	16,76	134,08 €
------	-----	-------------------------	---	-------	----------

Suministro e instalación de cable tetrapolar de tensión asignada 0,6 / 1 kV, de sección 5x25mm2 con conductor de cobre Clase 5 (-K), aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1). Para conexionado desde el interior de los inversores hasta la salida de la caja de protecciones AC. Fase R-S-T-N-PE

4.04	ml.	TUBO ACERO 50 mm	12	13,67	164,04 €
------	-----	------------------	----	-------	----------

Suministro e instalación de tubo rígido de acero de 50 mm de diámetro nominal, resistencia al impacto de 20J, resistencia a la compresión de 40000N. Incluye el material de fijación y accesorios necesarios para la bajada por la fachada oeste hasta cuadro general

4.05	ml.	CONDUCTOR DE TIERRA - 1x25 mm2	120	5,23	627,60 €
------	-----	--------------------------------	-----	------	----------

Suministro e instalación de cable de cobre 1x25mm2 de sección, tipo H07V-K con aislamiento de PVC hasta 750V color amarillo y verde, para interconexionado de la estructura metálica a través de la bandeja, se suministrarán también los latiguillos de tierra de 6mm2 para la interconexión con los paneles formando

líneas de tierra uniendo las sus carcassas paneles y hasta la línea de tierra colectora principal de estructuras.

4.06 ml.	BANDEJA/CANAL 60x60 AMB TAPA	2	6,43	12,86 €
-----------------	-------------------------------------	----------	-------------	----------------

Suministro e instalación de canal tapa ciega de dimensiones 100x200 tipo UNEX o similar zona inversr. Incluye elementos de fijación, pequeño material y accesorios.

TOTAL CAPÍTULO 4:	3.831,54 €
--------------------------	-------------------

CAPÍTULO 5: PROTECCIONES

5.01 PA	CUADRO PROTECCIONES CC i CA	1	1518	1.518,00 €
----------------	------------------------------------	----------	-------------	-------------------

Suministro e instalación de armario de protecciones continua y alterna (por separado CC / CA)

Fusible seccionable DC 10x38 de 15A intensidad nominal i 1000V	16
Portafusible unipolar 10x38 PMF 32A i 1000V	16
Descargador de sobretensiones DC Tipo 2	4
Descargadorde sobretensiones AC Tipo 2 Ip 40kA 4-40/400V	1
PIA magnetotérmico 4P - corba C - Intensidad nominal 80A - 10kA	1
Interruptor diferecial toroidal 4P 80A i sensibilitat 300mA	1
Armari0 IP xx con PG para entrada y salida de cableado, bornes de conexión, punteras y accesorios de conexionado y pequeño material. De 24 módulos.	1
Armari0 IP xx con PG para entrada y salida de cableado, bornes de conexión, punteras y accesorios de conexionado y pequeño material. De 72 módulos.	1

5.02 Ut.	CONTADOR TRIFÁSICO DE GENERACIÓN	1	292	292,00 €
-----------------	---	----------	------------	-----------------

Contador trifásico de generación homologado por compañía disrribuidora Endesa Distribución, con protección fusible.

TOTAL CAPÍTULO 5:	1.810,00 €
--------------------------	-------------------

CAPÍTULO 6: MONITORITZACIÓN

6.01 ml.	Subministrament i muntatge equip adquisició de dades	1	450	450,00 €
-----------------	---	----------	------------	-----------------

Suministro, programación y puesta en marcha de un equipo para la adquisición de datos con comunicaciones Modbus-*RTU por comunicaciones serie sobre RS485 e integración de protocolo para comunicaciones con plataforma Sentilo. Incluye fuente de alimentación y convertor RS485/USB

6.02 ml.	Subministrament i muntatge equip mesurador	1	199	199,00 €
----------	--	---	-----	----------

Suministro y montaje de equipo analizador de redes trifásico para la medición de energía importada y exportada en la red de distribución y para la medición de energía consumida, modelo EM33DINAV53HS1PFB del fabricante Carlo Gavazzi o similar. Con comunicaciones Modbus RTU por comunicación serie sobre RS485.

6.03 ml.	Subministrament i muntatge equip Switch	1	29,9	29,90 €
----------	---	---	------	---------

Suministro y montaje de switch de 4 puertos para carril DIN

6.04 ml.	Subministrament i muntatge Armari	1	89	89,00 €
----------	-----------------------------------	---	----	---------

Suministro y montaje de cuadro eléctrico por estación de control, compuesto de: armario metálico Himel o similar, con los elementos necesarios tales como: base de enchufe, bornes y elementos de protección. Totalmente cableado a bornes

6.05 ml.	Enginyeria	1	420	420,00 €
----------	------------	---	-----	----------

Horas de ingeniería para conexión, configuración y puesta en marcha de sistema de monitorización y publicación de los datos a la plataforma Sentilo del Ayuntamiento de Viladecans

TOTAL CAPÍTULO 6:	1.187,90 €
-------------------	------------

CAPÍTULO 7: SERVICIOS AUXILIARES PARA LA INSTALACIÓN

7.01 PA	Medios de elevación del material mediante camión pluma	1	600	600,00 €
---------	--	---	-----	----------

Alquiler camión pluma de 3 horas, servicio básico, para subir el material de paneles + estructura triangular en cubierta

TOTAL CAPÍTULO 7:	600,00 €
-------------------	----------

CAPÍTULO 8: LEGALIZACIÓN

8.01 PA	DOCUMENTACIÓN I TRAMITACIÓN LEGALIZACIÓN	1	1000	1.000,00 €
---------	--	---	------	------------

Legalización instalación completa. Incluye CIE, certificados equipos, memoria subvención generalidad, así como toda la documentación requerida por la propiedad

TOTAL CAPÍTULO 8:	1.000,00 €
-------------------	------------

CAPÍTULO 9: IMPREVISTOS OBRA

9.01 PA	IMPREVISTOS	1	1300	1.300,00 €
---------	-------------	---	------	------------

Partida a justificar durante la instalación, previa aceptación de la Dirección Facultativa y la propiedad en concepto de imprevistos durante el transcurso de la obra

TOTAL CAPÍTULO 9:	1.300,00 €
-------------------	------------

CAPÍTOL 10: SEGURIDAD Y SALUT

10.01 PA	PLAN DE SEGURIDAD ESPECÍFICO	1	600	600,00 €
----------	------------------------------	---	-----	----------

Plan de seguridad específico a desarrollar a través del proyecto técnico y específico de esta obra.

10.02 PA	INSTALACIÓN DE LA CONTINUACIÓN DE LA LINEA DE VIDA	1	1900	1.900,00 €
----------	--	---	------	------------

10.03 PA	INSTALACIÓN ESCALERA METÁLICA DE ACCESO	1	3200	3.200,00 €
----------	---	---	------	------------

TOTAL CAPÍTULO 10:	5.700,00 €
--------------------	------------

TOTAL EJECUCIÓN+MATERIAL+SEGURIDAD Y SALUD	40.146,44 €
Gastos generales(13%)	5.219,04 €
Beneficio Industrial (6%)	2.408,79 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATO	47.774,26 €
I.V.A. (21%)	10.032,60 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATO CON IVA	57.806,86 €

DOCUMENTO 12

PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

**Instalaciones de
Energía Solar Fotovoltaica**

**Pliego de Condiciones Técnicas de
Instalaciones Conectadas a Red**

PCT-C-REV - julio 2011

IDAE
Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
C/ Madera, 8
E - 28004 - MADRID
www.idae.es

Índice

1 Objeto

2 Generalidades

3 Definiciones

3.1 Radiación solar	8
3.2 Instalación	8
3.3 Módulos	9
3.4 Integración arquitectónica	10

4 Diseño

4.1 Diseño del generador fotovoltaico	10
4.2 Diseño del sistema de monitorización	11
4.3 Integración arquitectónica	11

5 Componentes y materiales

5.1 Generalidades	12
5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos	12
5.3 Estructura soporte	14
5.4 Inversores	15
5.5 Cableado	16
5.6 Conexión a red	17
5.7 Medidas	17
5.8 Protecciones	17
5.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas	17
5.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética	17
5.11 Medidas de seguridad	17

6 Recepción y pruebas

7 Cálculo de la producción anual esperada

8 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

8.1 Generalidades	21
8.2 Programa de mantenimiento	21
8.3 Garantías	22

Anexo I: Medida de la potencia instalada de una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica

Anexo II: Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta de la óptima

Anexo III: Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras

Antecedentes

Esta documentación, elaborada por el Departamento de Energía Solar del IDAE y CENSOLAR, es una revisión del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red editado por primera vez en el año 2002, con la colaboración del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid y el Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT.

Su finalidad es establecer las condiciones técnicas que deben tomarse en consideración en las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red eléctrica de distribución.

1 Objeto

- 1.1 Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red que se realicen en el ámbito de actuación del IDAE (proyectos, líneas de apoyo, etc.). 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 del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.
- 1.2 Valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.
- 1.3 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.
- 1.4 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.

2 Generalidades

- 2.1 Este Pliego es de aplicación a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.
- 2.2 Podrá, asimismo, servir como guía técnica para otras aplicaciones especiales, las cuales deberán cumplir los requisitos de seguridad, calidad y durabilidad establecidos. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones.
- 2.3 En todo caso serán de aplicación todas la normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:
 - Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
 - Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
 - Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
 - Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
 - Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
 - Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
 - Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
 - Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

3 Definiciones

3.1 Radiación solar

3.1.1 *Radiación solar*

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

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/m^2 .

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/m^2 , o bien en MJ/m^2 .

3.2 Instalación

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.

3.2.2 *Instalaciones fotovoltaicas interconectadas*

Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.

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.

3.2.4 *Interruptor automático de la interconexión*

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

3.2.5 *Interruptor general*

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

3.2.6 *Generador fotovoltaico*

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

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.

3.2.8 *Inversor*

Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna. También se denomina ondulator.

3.2.9 *Potencia nominal del generador*

Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

3.2.10 *Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal*

Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

3.3 Módulos

3.3.1 *Célula solar o fotovoltaica*

Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

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.

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.

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/m^2
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: 25°C

3.3.5 *Potencia pico*

Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

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/m^2 con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20°C y la velocidad del viento, de 1 m/s .

3.4 Integración arquitectónica

Según los casos, se aplicarán las denominaciones siguientes:

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.

3.4.2 *Revestimiento*

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

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.

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.

3.4.5 La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en 3.4.1, se denominará *superposición* y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

4 Diseño

4.1 Diseño del generador fotovoltaico

4.1.1 Generalidades

4.1.1.1 El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 5.2.

4.1.1.2 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.

4.1.1.3 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, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

4.1.2 Orientación e inclinación y sombras

4.1.2.1 La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica, según se define en el apartado 3.4. En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

Tabla I

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

4.1.2.2 Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el apartado 4.1.2.1, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria del Proyecto.

4.1.2.3 En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los anexos II y III se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, que podrán ser utilizados para su verificación.

4.1.2.4 Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al anexo III.

4.2 Diseño del sistema de monitorización

4.2.1 El sistema de monitorización 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.

4.2.2 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-Ispira “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A”, Report EUR16338 EN.

4.2.3 El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

4.3 Integración arquitectónica

4.3.1 En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico según lo estipulado en el punto 3.4, 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.

- 4.3.2 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.
- 4.3.3 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.

5 Componentes y materiales

5.1 Generalidades

- 5.1.1 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 de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.
- 5.1.2 La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.
- 5.1.3 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.
- 5.1.4 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.
- 5.1.5 Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.
- 5.1.6 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.
- 5.1.7 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.
- 5.1.8 Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos

- 5.2.1 Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

- 5.2.2 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.
- 5.2.3 Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.
 - 5.2.3.1 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.
 - 5.2.3.2 Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
 - 5.2.3.3 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 $\pm 3\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
 - 5.2.3.4 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.
- 5.2.4 Será deseable una alta eficiencia de las células.
- 5.2.5 La estructura del generador se conectará a tierra.

- 5.2.6 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.
- 5.2.7 Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

5.3 Estructura soporte

- 5.3.1 Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.
- 5.3.2 La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.
- 5.3.3 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.
- 5.3.4 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.
- 5.3.5 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.
- 5.3.6 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.
- 5.3.7 La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
- 5.3.8 Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.
- 5.3.9 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 ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.
- 5.3.10 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 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.
- 5.3.11 La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

- 5.3.12 Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.
- 5.3.13 Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.
- 5.3.14 En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

5.4 Inversores

- 5.4.1 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.
- 5.4.2 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.

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

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
 - UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
 - IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.
- 5.4.3 Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:
- Cortocircuitos en alterna.
 - Tensión de red fuera de rango.
 - Frecuencia de red fuera de rango.
 - Sobretensiones, mediante varistores o similares.
 - Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

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

- 5.4.4 Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.
- 5.4.5 Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:
- Encendido y apagado general del inversor.
 - Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.
- 5.4.6 Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:
- 5.4.6.1 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 un 30% superior a las CEM durante periodos de hasta 10 segundos.
- 5.4.6.2 El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50% y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- 5.4.6.3 El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.
- 5.4.6.4 El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- 5.4.6.5 A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- 5.4.7 Los inversores 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.
- 5.4.8 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.
- 5.4.9 Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

5.5 Cableado

- 5.5.1 Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- 5.5.2 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 deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.
- 5.5.3 El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

- 5.5.4 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.

5.6 Conexión a red

- 5.6.1 Todas las instalaciones de hasta 100 kW 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.

5.7 Medidas

- 5.7.1 Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

5.8 Protecciones

- 5.8.1 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.
- 5.8.2 En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

5.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

- 5.9.1 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.
- 5.9.2 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 Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.
- 5.9.3 Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

5.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética

- 5.10.1 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.

5.11 Medidas de seguridad

- 5.11.1 Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no

perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

5.11.2 La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

5.11.3 Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de telemedida.

La función del sistema de teledesconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de teledesconexión y telemedida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de telegestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.

5.11.4 Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.

6 Recepción y pruebas

6.1 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.

6.2 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.

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

6.3.1 Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.

6.3.2 Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.

6.3.3 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.

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

- 6.4 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:
- 6.4.1 Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- 6.4.2 Retirada de obra de todo el material sobrante.
- 6.4.3 Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.
- 6.5 Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.
- 6.6 Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.
- 6.7 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 Cálculo de la producción anual esperada

- 7.1 En la Memoria se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.
- 7.2 Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:
- 7.2.1 $G_{dm}(0)$.
- 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:
- Agencia Estatal de Meteorología.
 - Organismo autonómico oficial.
 - Otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDAE.
- 7.2.2 $G_{dm}(\alpha, \beta)$.
- Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m²·día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual (ver anexo III). El parámetro α representa el azimut y β la inclinación del generador, tal y como se definen en el anexo II.

7.2.3 Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR .

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.

7.2.4 La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}} \text{ kWh/día}$$

Donde:

P_{mp} = Potencia pico del generador

$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$

7.3 Los datos se presentarán en una tabla con los valores medios mensuales y el promedio anual, de acuerdo con el siguiente ejemplo:

Tabla II. Generador $P_{mp} = 1 \text{ kWp}$, orientado al Sur ($\alpha = 0^\circ$) e inclinado 35° ($\beta = 35^\circ$).

<i>Mes</i>	$G_{dm}(0)$ [kWh/(m ² ·día)]	$G_{dm}(\alpha=0^\circ, \beta=35^\circ)$ [kWh/(m ² ·día)]	PR	E_p (kWh/día)
Enero	1,92	3,12	0,851	2,65
Febrero	2,52	3,56	0,844	3,00
Marzo	4,22	5,27	0,801	4,26
Abril	5,39	5,68	0,802	4,55
Mayo	6,16	5,63	0,796	4,48
Junio	7,12	6,21	0,768	4,76
Julio	7,48	6,67	0,753	5,03
Agosto	6,60	6,51	0,757	4,93
Septiembre	5,28	6,10	0,769	4,69
Octubre	3,51	4,73	0,807	3,82
Noviembre	2,09	3,16	0,837	2,64
Diciembre	1,67	2,78	0,850	2,36
<i>Promedio</i>	4,51	4,96	0,803	3,94

8 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

8.1 Generalidades

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

8.2 Programa de mantenimiento

- 8.2.1 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.
- 8.2.2 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.
- 8.2.3 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.
- 8.2.4 Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:
 - La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 8.3.5.2 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
 - El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
 - Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.
- 8.2.5 El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.
- 8.2.6 El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:
 - Comprobación de las protecciones eléctricas.
 - Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.

- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
 - Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.
- 8.2.7 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.
- 8.2.8 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).

8.3 Garantías

8.3.1 Ámbito general de la garantía

- 8.3.1.1 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.
- 8.3.1.2 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.

8.3.2 Plazos

- 8.3.2.1 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 10 años.
- 8.3.2.2 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.

8.3.3 Condiciones económicas

- 8.3.3.1 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.
- 8.3.3.2 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.
- 8.3.3.3 Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

8.3.3.4 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.

8.3.4 Anulación de la garantía

8.3.4.1 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.

8.3.5 Lugar y tiempo de la prestación

8.3.5.1 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.

8.3.5.2 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 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

8.3.5.3 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.

8.3.5.4 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 10 días naturales.

ANEXO I

MEDIDA DE LA POTENCIA INSTALADA DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA

Medida de la potencia instalada de una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica

1 Introducción

- 1.1 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).
- 1.2 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.

2 Procedimiento de medida

- 2.1 Se describe a continuación el equipo mínimo necesario para calcular la potencia instalada:
 - 1 célula solar calibrada de tecnología equivalente.
 - 1 termómetro de temperatura ambiente.
 - 1 multímetro de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA).
 - 1 pinza amperimétrica de CC y CA.
- 2.2 El propio inversor actuará de carga del campo fotovoltaico en el punto de máxima potencia.
- 2.3 Las medidas se realizarán en un día despejado, en un margen de ± 2 horas alrededor del mediodía solar.
- 2.4 Se realizará la medida con el inversor encendido para que el punto de operación sea el punto de máxima potencia.
- 2.5 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 $P_{cc, inv}$.
- 2.6 El valor así obtenido se corrige con la temperatura y la irradiancia usando las ecuaciones (2) y (3).
- 2.7 La temperatura ambiente se mide con un termómetro situado 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.

2.8 Finalmente, se corrige esta potencia con las pérdidas.

2.9 Ecuaciones:

$$P_{cc, inv} = P_{cc, fov} (1 - L_{cab}) \quad (1)$$

$$P_{cc, fov} = P_o R_{to, var} [1 - g(T_c - 25)] E / 1000 \quad (2)$$

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) E / 800 \quad (3)$$

$P_{cc, fov}$	Potencia de CC inmediatamente a la salida de los paneles FV, en W.
L_{cab}	Pérdidas de potencia en los cableados de CC entre los paneles FV y la entrada del inversor, incluyendo, además, las pérdidas en fusibles, conmutadores, conexiones, diodos antiparalelo si hay, etc.
E	Irradiancia solar, en W/m^2 , medida con la CTE calibrada.
g	Coefficiente de temperatura de la potencia, en $1/^\circ C$.
T_c	Temperatura de las células solares, en $^\circ C$.
T_{amb}	Temperatura ambiente en la sombra, en $^\circ C$, medida con el termómetro.
$TONC$	Temperatura de operación nominal del módulo.
P_o	Potencia nominal del generador en CEM, en W.
$R_{to, var}$	Rendimiento, que incluye los porcentajes de pérdidas debidas a que los módulos fotovoltaicos operan, normalmente, en condiciones diferentes de las CEM.
L_{tem}	Pérdidas medias anuales por temperatura. En la ecuación (2) puede sustituirse el término $[1 - g(T_c - 25)]$ por $(1 - L_{tem})$.

$$R_{to, var} = (1 - L_{pol})(1 - L_{dis})(1 - L_{ref}) \quad (4)$$

L_{pol}	Pérdidas de potencia debidas al polvo sobre los módulos FV.
L_{dis}	Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre módulos.
L_{ref}	Pérdidas de potencia por reflectancia angular espectral, cuando se utiliza un piranómetro como referencia de medidas. Si se utiliza una célula de tecnología equivalente (CTE), el término L_{ref} es cero.

2.10 Se indican a continuación los valores de los distintos coeficientes:

2.10.1 Todos los valores indicados pueden obtenerse de las medidas directas. Si no es posible realizar medidas, pueden obtenerse, parte de ellos, de los catálogos de características técnicas de los fabricantes.

2.10.2 Cuando no se dispone de otra información más precisa pueden usarse los valores indicados en la tabla III.

Tabla III

Parámetro	Valor estimado, media anual	Valor estimado, día despejado (*)	Ver observación
L_{cab}	0,02	0,02	(1)
g (1/°C)	–	0,0035 (**)	–
$TONC$ (°C)	–	45	–
L_{tem}	0,08	–	(2)
L_{pol}	0,03	–	(3)
L_{dis}	0,02	0,02	–
L_{ref}	0,03	0,01	(4)

(*) Al mediodía solar ± 2 h de un día despejado. (**) Válido para silicio cristalino.

Observaciones:

- (1) Las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = R I^2 \quad (5)$$

$$R = 0,000002 L / S \quad (6)$$

R es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables, en ohmios.

L es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en cm.

S es la sección de cada cable, en cm^2 .

Normalmente, las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. Las pérdidas por cableado en % suelen ser inferiores en plantas de gran potencia que en plantas de pequeña potencia. En nuestro caso, de acuerdo con las especificaciones, el valor máximo admisible para la parte CC es 1,5 %, siendo recomendable no superar el 0,5 %.

- (2) Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25 °C de las CEM, del tipo de célula y encapsulado y del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, esta diferencia es del orden de 30 °C sobre la temperatura ambiente, para una irradiancia de 1000 W/m². Para el caso de integración de edificios donde los módulos no están separados de las paredes o tejados, esta diferencia se podrá incrementar entre 5 °C y 15 °C.
- (3) Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0 % al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8 % cuando los módulos se "ven muy sucios". Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc. Una causa importante de pérdidas ocurre cuando los módulos FV que tienen marco tienen células solares muy próximas al marco situado en la parte inferior del módulo. Otras veces son las estructuras soporte que sobresalen de los módulos y actúan como retenes del polvo.
- (4) Las pérdidas por reflectancia angular y espectral pueden despreciarse cuando se mide el campo FV al mediodía solar (± 2 h) y también cuando se mide la radiación solar con una célula calibrada de tecnología equivalente (CTE) al módulo FV. Las pérdidas anuales son mayores en células con capas antirreflexivas que en células texturizadas. Son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2 % y 6 %.

3 Ejemplo

Tabla IV

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
T_{ONC}	°C	45	Obtenido del catálogo
E	W/m ²	850	Irradiancia medida con la CTE calibrada
T_{amb}	°C	22	Temperatura ambiente en sombra
T_c	°C	47	Temperatura de las células $T_c = T_{amb} + (T_{ONC} - 20) E / 800$
$P_{cc, inv}$ (850 W/m ² , 47 °C)	W	1200	Medida con pinza amperimétrica y voltímetro a la entrada del inversor
$1 - g(T_c - 25)$		0,923	$1 - 0,0035 \times (47 - 25)$
$1 - L_{cab}$		0,98	Valor tabla
$1 - L_{pol}$		0,97	Valor tabla
$1 - L_{dis}$		0,98	Valor tabla
$1 - L_{ref}$		0,97	Valor tabla
$R_{to, var}$		0,922	$0,97 \times 0,98 \times 0,97$
$P_{cc, fov}$	W	1224,5	$P_{cc, fov} = P_{cc, inv} / (1 - L_{cab})$
P_o	W	1693	$P_o = \frac{P_{cc, fov} \times 1000}{R_{to, var} [1 - g(T_c - 25)] E}$

Potencia total estimada del campo fotovoltaico en CEM = 1693 W.

Si, además, se admite una desviación del fabricante (por ejemplo, 5 %), se incluirá en la estimación como una pérdida.

Finalmente, y después de sumar todas las pérdidas incluyendo la desviación de la potencia de los módulos respecto de su valor nominal, se comparará la potencia así estimada con la potencia declarada del campo fotovoltaico.

ANEXO II

CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR DISTINTA DE LA ÓPTIMA

Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta de la óptima

1 Introducción

- 1.1 El objeto de este anexo es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles por este concepto en el PCT.
- 1.2 Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:
 - Ángulo de inclinación β , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 1). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.
 - Ángulo de azimut α , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 2). Su valor es 0° para módulos orientados al Sur, -90° para módulos orientados al Este y $+90^\circ$ para módulos orientados al Oeste.

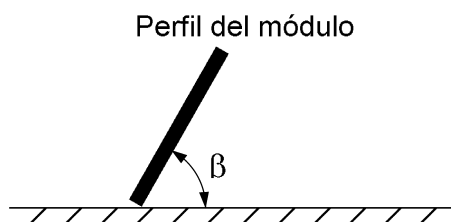


Fig. 1

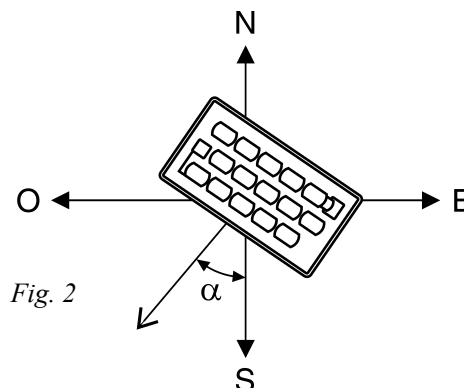


Fig. 2

2 Procedimiento

- 2.1 Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en el PCT. Para ello se utilizará la figura 3, válida para una latitud, ϕ , de 41° , de la siguiente forma:
 - Conocido el azimut, determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación en el caso de $\phi = 41^\circ$. Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %; para superposición, del 20 %, y para integración arquitectónica del 40 %. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.
 - Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud $\phi = 41^\circ$ y se corrigen de acuerdo al apartado 2.2.

- 2.2 Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41° , de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación } (\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}).$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación } (\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}), \text{ siendo } 0^\circ \text{ su valor mínimo.}$$

- 2.3 En casos cerca del límite, y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

[Nota: α , β , ϕ se expresan en grados, siendo ϕ la latitud del lugar].

3 Ejemplo de cálculo

Supongamos que se trata de evaluar si las pérdidas por orientación e inclinación del generador están dentro de los límites permitidos para una instalación fotovoltaica en un tejado orientado 15° hacia el Oeste (azimut = $+15^\circ$) y con una inclinación de 40° respecto a la horizontal, para una localidad situada en el Archipiélago Canario cuya latitud es de 29° .

- 3.1 Conocido el azimut, cuyo valor es $+15^\circ$, determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación para el caso de $\phi = 41^\circ$. Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10 % (borde exterior de la región 90 %-95 %), máximo para el caso general, con la recta de azimut 15° nos proporcionan los valores (ver figura 4):

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ$$

- 3.2 Corregimos para la latitud del lugar:

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = 48^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = -5^\circ, \text{ que está fuera de rango y se toma, por lo tanto, inclinación mínima} = 0^\circ.$$

- 3.3 Por tanto, esta instalación, de inclinación 40° , cumple los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación.

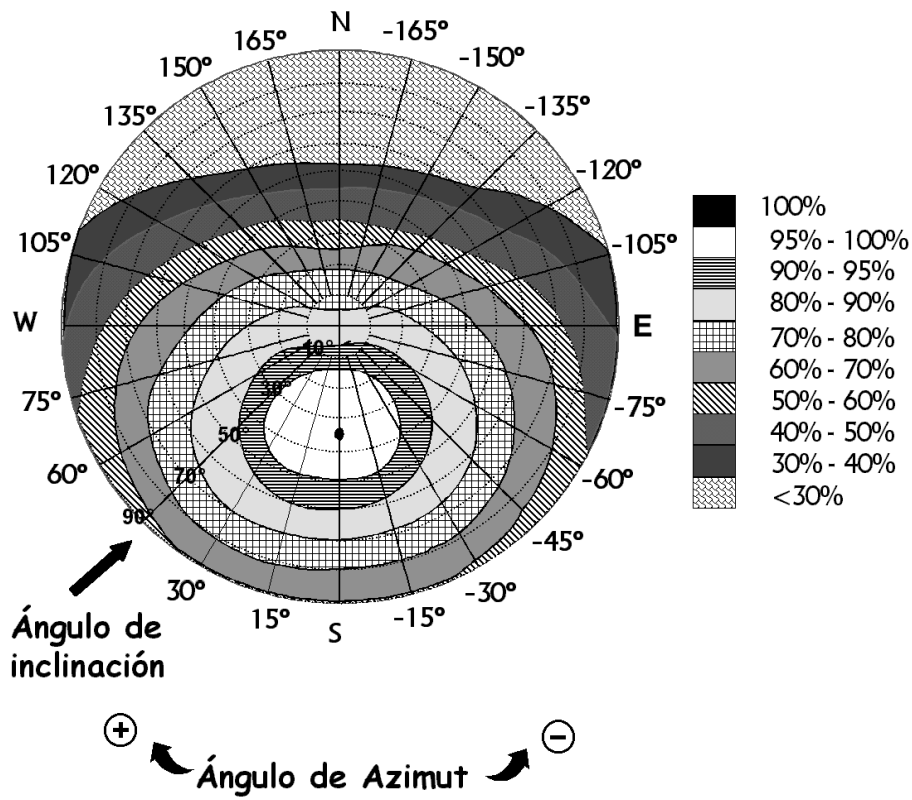


Fig. 3

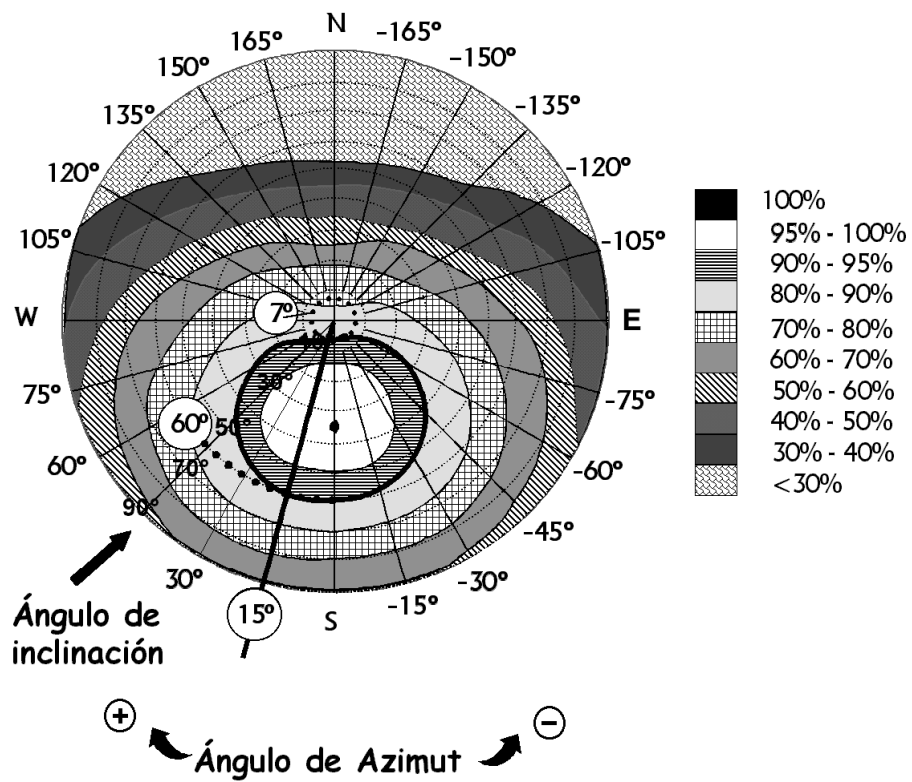


Fig. 4. Resolución del ejemplo.

ANEXO III

CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRAS

Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras

1 Objeto

El presente anexo describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debidas a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

2 Descripción del método

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Los pasos a seguir son los siguientes:

2.1 Obtención del perfil de obstáculos

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

2.2 Representación del perfil de obstáculos

Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura 5, 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 (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12° en sentido vertical ascendente). 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).

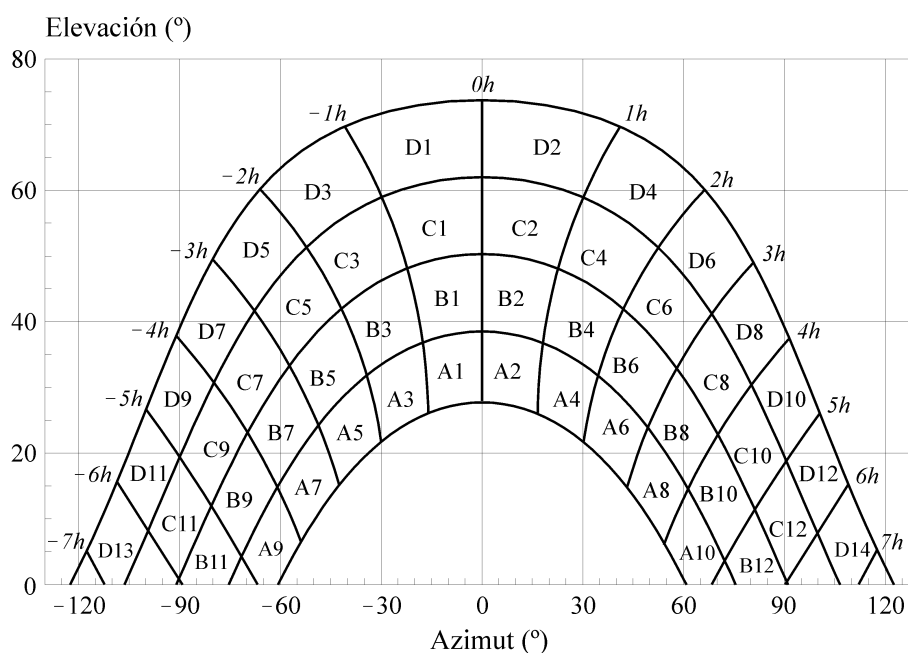


Fig. 5. Diagrama de trayectorias del Sol. [Nota: los grados de ambas escalas son sexagesimales].

2.3 Selección de la tabla de referencia para los cálculos

Cada una de las porciones de la figura 5 representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo. Deberá escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada de entre las que se incluyen en la sección 3 de este anexo.

2.4 Cálculo final

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25, 0,50, 0,75 ó 1.

La sección 4 muestra un ejemplo concreto de utilización del método descrito.

3 Tablas de referencia

Las tablas incluidas en esta sección se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación (β y α , respectivamente). Deberá escogerse aquella que resulte más parecida a la superficie de estudio. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente (véase la figura 5) resultase interceptada por un obstáculo.

Tabla V-1

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Tabla V-2

$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,18
11	0,00	0,01	0,18	1,05
9	0,05	0,32	0,70	2,23
7	0,52	0,77	1,32	3,56
5	1,11	1,26	1,85	4,66
3	1,75	1,60	2,20	5,44
1	2,10	1,81	2,40	5,78
2	2,11	1,80	2,30	5,73
4	1,75	1,61	2,00	5,19
6	1,09	1,26	1,65	4,37
8	0,51	0,82	1,11	3,28
10	0,05	0,33	0,57	1,98
12	0,00	0,02	0,15	0,96
14	0,00	0,00	0,00	0,17

Tabla V-3

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,15
11	0,00	0,01	0,02	0,15
9	0,23	0,50	0,37	0,10
7	1,66	1,06	0,93	0,78
5	2,76	1,62	1,43	1,68
3	3,83	2,00	1,77	2,36
1	4,36	2,23	1,98	2,69
2	4,40	2,23	1,91	2,66
4	3,82	2,01	1,62	2,26
6	2,68	1,62	1,30	1,58
8	1,62	1,09	0,79	0,74
10	0,19	0,49	0,32	0,10
12	0,00	0,02	0,02	0,13
14	0,00	0,00	0,00	0,13

Tabla V-4

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,02	0,10	0,19	0,56
7	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,24	1,60	1,92	4,14
1	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,93	2,08	2,23	5,02
6	2,14	1,82	2,00	4,46
8	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,22

Tabla V-5

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,10	0,00	0,00	0,33
11	0,06	0,01	0,15	0,51
9	0,56	0,06	0,14	0,43
7	1,80	0,04	0,07	0,31
5	3,06	0,55	0,22	0,11
3	4,14	1,16	0,87	0,67
1	4,87	1,73	1,49	1,86
2	5,20	2,15	1,88	2,79
4	5,02	2,34	2,02	3,29
6	4,46	2,28	2,05	3,36
8	3,54	1,92	1,71	2,98
10	2,26	1,19	1,19	2,12
12	1,17	0,12	0,53	1,22
14	0,22	0,00	0,00	0,24

Tabla V-6

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,14
11	0,00	0,00	0,08	0,16
9	0,02	0,04	0,04	0,02
7	0,02	0,13	0,31	1,02
5	0,64	0,68	0,97	2,39
3	1,55	1,24	1,59	3,70
1	2,35	1,74	2,12	4,73
2	2,85	2,05	2,38	5,40
4	2,86	2,14	2,37	5,53
6	2,24	2,00	2,27	5,25
8	1,51	1,61	1,81	4,49
10	0,23	0,94	1,20	3,18
12	0,00	0,09	0,52	1,96
14	0,00	0,00	0,00	0,55

Tabla V-7

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,43
11	0,00	0,01	0,27	0,78
9	0,09	0,21	0,33	0,76
7	0,21	0,18	0,27	0,70
5	0,10	0,11	0,21	0,52
3	0,45	0,03	0,05	0,25
1	1,73	0,80	0,62	0,55
2	2,91	1,56	1,42	2,26
4	3,59	2,13	1,97	3,60
6	3,35	2,43	2,37	4,45
8	2,67	2,35	2,28	4,65
10	0,47	1,64	1,82	3,95
12	0,00	0,19	0,97	2,93
14	0,00	0,00	0,00	1,00

Tabla V-8

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,22
11	0,00	0,03	0,37	1,26
9	0,21	0,70	1,05	2,50
7	1,34	1,28	1,73	3,79
5	2,17	1,79	2,21	4,70
3	2,90	2,05	2,43	5,20
1	3,12	2,13	2,47	5,20
2	2,88	1,96	2,19	4,77
4	2,22	1,60	1,73	3,91
6	1,27	1,11	1,25	2,84
8	0,52	0,57	0,65	1,64
10	0,02	0,10	0,15	0,50
12	0,00	0,00	0,03	0,05
14	0,00	0,00	0,00	0,08

Tabla V-9

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,24
11	0,00	0,05	0,60	1,28
9	0,43	1,17	1,38	2,30
7	2,42	1,82	1,98	3,15
5	3,43	2,24	2,24	3,51
3	4,12	2,29	2,18	3,38
1	4,05	2,11	1,93	2,77
2	3,45	1,71	1,41	1,81
4	2,43	1,14	0,79	0,64
6	1,24	0,54	0,20	0,11
8	0,40	0,03	0,06	0,31
10	0,01	0,06	0,12	0,39
12	0,00	0,01	0,13	0,45
14	0,00	0,00	0,00	0,27

Tabla V-10

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,56
11	0,00	0,04	0,60	2,09
9	0,27	0,91	1,42	3,49
7	1,51	1,51	2,10	4,76
5	2,25	1,95	2,48	5,48
3	2,80	2,08	2,56	5,68
1	2,78	2,01	2,43	5,34
2	2,32	1,70	2,00	4,59
4	1,52	1,22	1,42	3,46
6	0,62	0,67	0,85	2,20
8	0,02	0,14	0,26	0,92
10	0,02	0,04	0,03	0,02
12	0,00	0,01	0,07	0,14
14	0,00	0,00	0,00	0,12

Tabla V-11

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	1,01
11	0,00	0,08	1,10	3,08
9	0,55	1,60	2,11	4,28
7	2,66	2,19	2,61	4,89
5	3,36	2,37	2,56	4,61
3	3,49	2,06	2,10	3,67
1	2,81	1,52	1,44	2,22
2	1,69	0,78	0,58	0,53
4	0,44	0,03	0,05	0,24
6	0,10	0,13	0,19	0,48
8	0,22	0,18	0,26	0,69
10	0,08	0,21	0,28	0,68
12	0,00	0,02	0,24	0,67
14	0,00	0,00	0,00	0,36

4 Ejemplo

Superficie de estudio ubicada en Madrid, inclinada 30° y orientada 10° al Sudeste. En la figura 6 se muestra el perfil de obstáculos.

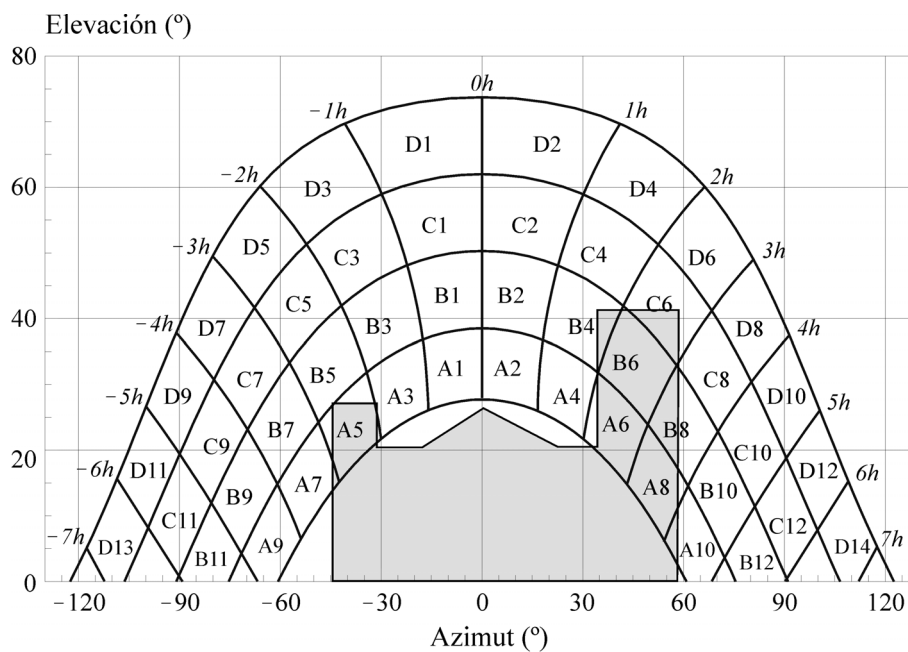


Fig. 6

Tabla VI. Tabla de referencia.

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Cálculos:

$$\begin{aligned} & \text{Pérdidas por sombreado (\% de irradiación global incidente anual)} = \\ & = 0,25 \times B4 + 0,5 \times A5 + 0,75 \times A6 + B6 + 0,25 \times C6 + A8 + 0,5 \times B8 + 0,25 \times A10 = \\ & = 0,25 \times 1,89 + 0,5 \times 1,84 + 0,75 \times 1,79 + 1,51 + 0,25 \times 1,65 + 0,98 + 0,5 \times 0,99 + 0,25 \times 0,11 = \\ & = 6,16\% \approx 6\% \end{aligned}$$

5 Distancia mínima entre filas de módulos

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h 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, d ha de ser como mínimo igual a $h \cdot k$, siendo k un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$.

En la tabla VII pueden verse algunos valores significativos del factor k , en función de la latitud del lugar.

Tabla VII

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Asimismo, la separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a $h \cdot k$, siendo en este caso h la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la posterior, efectuándose todas las medidas con relación al plano que contiene las bases de los módulos.

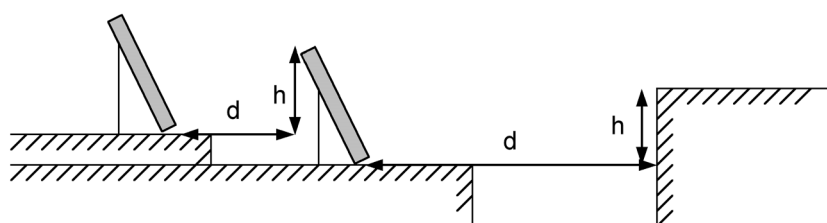


Fig. 7

Si los módulos se instalan sobre cubiertas inclinadas, en el caso de que el azimut de estos, el de la cubierta, o el de ambos, difieran del valor cero apreciablemente, el cálculo de la distancia entre filas deberá efectuarse mediante la ayuda de un programa de sombreado para casos generales suficientemente fiable, a fin de que se cumplan las condiciones requeridas.

DOCUMENTO 13

RESUMEN RD 244/2019

MODALIDADES DE AUTOCONSUMO

Pueden existir dos modalidades de autoconsumo:

1) Modalidades de suministro con autoconsumo sin excedentes. Cuando existe un mecanismo de anti-vertido que impida la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o de distribución.

2) Modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes. Cuando las instalaciones de generación puedan, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar la energía generada excedentaria a la red de transporte y distribución.

Así mismo, la/s instalación/es de generación destinadas a generar energía para cualquiera de las modalidades de autoconsumo podrán asociarse a los consumidores participantes:

1) Conectándose a través de la red interior de los consumidores asociados o a través de líneas directas, por lo que se denominaran autoconsumos en instalaciones próximas de red interior.

2) Conectándose a través de la red de distribución, siempre que se cumpla que pertenecen a la misma red de baja tensión del centro de transformación o que estando conectados en baja tensión la distancia entre la generación y los consumos es menor a 500 m o están ubicados dentro de la misma referencia catastral. En estos casos se denominarán autoconsumos en instalaciones próximas a través de red.

El detalle de las modalidades y requisitos está definido en el RD 244/2019, que se resumen en la siguiente tabla (Fuente: Versión preliminar Guía de Tramitación del Autoconsumo IDAE):

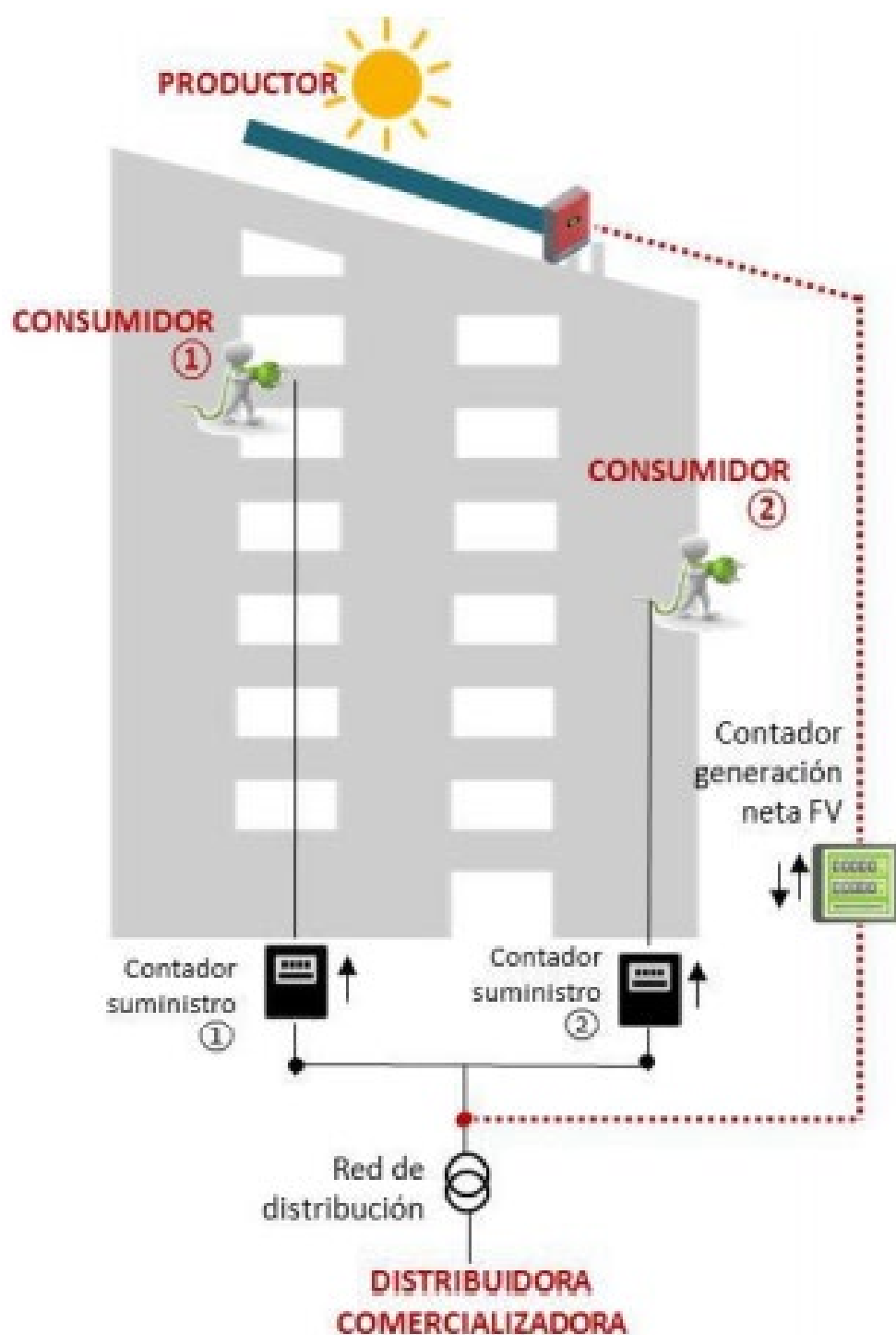
<https://www.idae.es/file/14557/download?token=WZ3a3Omg>



AUTOCONSUMO COMPARTIDO

En esta configuración existen varios consumidores asociados a la instalación en autoconsumo. La conexión se realiza en la red interior, aguas arriba del contador de suministro de cada consumidor. Existirán dos sujetos: productor y consumidores, que podrán ser personas físicas o jurídicas diferentes.

El propietario de la instalación, también podrá ser una persona física o jurídica diferente. La instalación de autoconsumo (FV en el ejemplo) dispone de un contador de generación neta. Cada consumidor asociado dispone únicamente de un contador, que será el de suministro, que registrará la medida de toda la energía que llega a cada consumidor.



DOCUMENTO 14

PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD

ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

CAPÍTULO PRIMERO: OBJETO DEL PRESENTE ESTUDIO BÁSICO.

1.1.- Objeto del presente estudio básico de Seguridad y Salud.

1. 2.- Establecimiento posterior de un Plan de Seguridad y Salud en la obra.

CAPÍTULO SEGUNDO: IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA.

2. 1.- Tipo de obra.

2.2.- Situación del terreno y/o locales de la obra.

2.3.- Accesos y comunicaciones.

2.4.- Características del terreno y/o de los locales.

2.5.- Denominación de la obra.

2. 6.- Propietario / promotor.

CAPÍTULO TERCERO: ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.

3. 1.- Autor del Estudio Básico de Seguridad y Salud.

3.2.- Coordinador de Seguridad y Salud en fase de elaboración de proyecto.

3.3.- Plazo de ejecución estimado.

3.4.- Número de trabajadores.

3.5.- Relación resumida de los trabajos a realizar.

CAPÍTULO CUARTO: FASES DE OBRA A DESARROLLAR CON IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS.

CAPÍTULO QUINTO: RELACIÓN DE MEDIOS HUMANOS Y TÉCNICOS PREVISTOS CON IDENTIFICACION DE RIESGOS.

5.1.- Maquinaria.

5.2.- Medios Auxiliares.

5.3.- Herramientas (manuales, eléctricas, neumáticas, etc.)

5.4.- Tipos de energía a utilizar.

5. 5.- Materiales.

5.- Mano de obra, medios humanos.

CAPÍTULO SEXTO: MEDIDAS DE PREVENCIÓN DE LOS RIESGOS.

6. 1.- Protecciones colectivas.

6.2.- Equipos de protección individual (EPIS).

6.3.- Protecciones especiales en relación con las diferentes fases de obra.

6.4.- Normativa a aplicar en las fases del estudio.

6.5.- Obligaciones del empresario en materia formativa antes de iniciar los trabajos.

6.6.- Mantenimiento preventivo.

6.7.- Instalaciones generales de higiene.

6.8.- Vigilancia de la Salud y Primeros Auxilios.

6.9.- Directrices generales para la prevención de riesgos dorsolumbares.

CAPITULO SÉPTIMO.- LEGISLACIÓN AFECTADA.

CONCLUSIÓN.

CAPÍTULO PRIMERO: OBJETO DEL PRESENTE ESTUDIO BÁSICO

1.1 OBJETO DEL PRESENTE ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.

El presente Estudio Básico de Seguridad y Salud (E.B.S.S.) tiene como objeto servir de base para que las Empresas Contratistas y cualesquiera otras que participen en la ejecución de la instalación a que hace referencia el proyecto en el que se encuentra incluido este Estudio, las lleven a efecto en las mejores condiciones que puedan alcanzarse respecto a garantizar el mantenimiento de la salud, la integridad física y la vida de los trabajadores de las mismas, cumpliendo así lo que ordena en su articulado el R.D. 1627/97 de 24 de Octubre (B.O.E. de 25/10/97).

1.2 ESTABLECIMIENTO POSTERIOR DE UN PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD EN LA OBRA

El Estudio de Seguridad y Salud, debe servir también de base para que las Empresas Constructoras, Contratistas, Subcontratistas y trabajadores autónomos que participen en las obras, antes del comienzo de la actividad en las mismas, puedan elaborar un Plan de Seguridad y Salud tal y como indica el articulado del Real Decreto citado en el punto anterior.

En dicho Plan podrán modificarse algunos de los aspectos señalados en este Estudio con los requisitos que establece la mencionada normativa. El citado Plan de Seguridad y Salud es el que, en definitiva, permitirá conseguir y mantener las condiciones de trabajo necesarias para proteger la salud y la vida de los trabajadores durante el desarrollo de las obras que contempla este E.B.S.S.

CAPÍTULO SEGUNDO: IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

2.1 TIPO DE OBRA

La obra, objeto de este E.B.S.S, consiste en la ejecución de las diferentes fases de obra e instalaciones para desarrollar posteriormente la actividad de generación de energía eléctrica mediante una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo.

2.2 SITUACION DEL TERRENO Y/O LOCALES DE LA OBRA.

Promotor de la instalación:

Según prescripciones de la Memoria

2.3 ACCESOS Y COMUNICACIONES.

El acceso a la nave se realiza directamente desde la vía pública.

2.4 CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO Y/O DE LOS LOCALES.

Se trata de una vivienda unifamiliar

2.5 DENOMINACION DE LA OBRA.

Realización de una instalación solar fotovoltaica sobre una cubierta de una vivienda

2.6 PROPIETARIO / PROMOTOR.

Según prescripciones de la Memoria

CAPÍTULO TERCERO: ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.

3.1 AUTOR DEL ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.

Nombre y Apellidos: Benjamín Vera Viñals

Titulación: Ingeniero Técnico

Colegiado en: CETIB

Núm. colegiado: 19.453

Dirección: Carrer Concepció Arenal 43

Ciudad: Barcelona

C. postal: 08027

Teléfono: 644059333

3.2 PLAZO DE EJECUCIÓN ESTIMADO.

El plazo de ejecución se estima en 3 días

3.3 NÚMERO DE TRABAJADORES

Durante la ejecución de las obras se estima la presencia en las obras de 3 trabajadores.

3.4 RELACIÓN RESUMIDA DE LOS TRABAJOS A REALIZAR

Mediante la ejecución de las fases de obra antes citadas que, componen la parte técnica del proyecto al que se adjunta este E.B.S.S., se pretende la realización de albañilería.

CAPÍTULO CUARTO: FASES DE OBRA CON IDENTIFICACION DE RIESGOS.

Se detallarán en los siguientes capítulos

CAPÍTULO QUINTO: RELACIÓN DE MEDIOS HUMANOS Y TÉCNICOS PREVISTOS CON IDENTIFICACION DE RIESGOS.

Se describen, a continuación, los medios humanos y técnicos que se prevé utilizar para el desarrollo de este proyecto.

De conformidad con lo indicado en el R.D. 1627/97 de 24/10/97 se identifican los riesgos inherentes a tales medios técnicos

5.1 MEDIOS AUXILIARES

Escaleras de mano.

- Aplastamientos.

- Atrapamientos.

- Caída de objetos y/o de máquinas.

- Caídas de personas a distinto nivel.

Caídas de personas al mismo nivel.

- Contactos eléctricos directos.

- Golpes y/o cortes con objetos y/o maquinaria.

- Sobreesfuerzos.

5.2 HERRAMIENTAS

- Herramientas eléctricas.

Esmeriladora radial.

- Proyecciones de objetos y/o fragmentos.

- Ambiente pulvígeno.

- Atrapamientos.

- Caída de objetos y/o de máquinas.

- Contactos eléctricos directos.

- Contactos eléctricos indirectos.

- Cuerpos extraños en ojos.

- Golpes y/o cortes con objetos y/o maquinaria.

- Sobreesfuerzos.

- Ruido.

- Herramientas de mano.

Bolsa porta herramientas

- Caída de objetos y/o de máquinas.

- Golpes y/o cortes con objetos y/o maquinaria.

Gaveta

- Caída de objetos y/o de máquinas.

- Golpes y/o cortes con objetos y/o maquinaria.

- Sobreesfuerzos.

Nivel, regla, escuadra y plomada

- Caída de objetos y/o de máquinas.

- Golpes y/o cortes con objetos y/o maquinaria.

Paleta, paletín, llana normal y llana dentada
Caída de objetos y/o de máquinas.
Golpes y/o cortes con objetos y/o maquinaria.
Sobreesfuerzos.

5.3 TIPOS DE ENERGÍA

Esfuerzo humano.
Sobreesfuerzos.

Ladrillos de todos los tipos
Caída de objetos y/o de máquinas.
Cuerpos extraños en ojos.
Golpes y/o cortes con objetos y/o maquinaria.
Sobreesfuerzos.

5.4 MANO DE OBRA, MEDIOS HUMANOS

Oficiales
Peones

CAPITULO 6: MEDIDAS DE PREVENCION DE LOS RIESGOS

6.1 PROTECCIONES COLECTIVAS

GENERALES:

Señalización

El Real Decreto 485/1997, de 14 de abril por el que se establecen las disposiciones mínimas de carácter general relativas a la señalización de seguridad y salud en el trabajo, indica que deberá utilizarse una señalización de seguridad y salud a fin de:

- A) Llamar la atención de los trabajadores sobre la existencia de determinados riesgos, prohibiciones u obligaciones.
- B) Alertar a los trabajadores cuando se produzca una determinada situación de emergencia que requiera medidas urgentes de protección o evacuación.
- C) Facilitar a los trabajadores la localización e identificación de determinados medios o instalaciones de protección, evacuación, emergencia o primeros auxilios.
- D) Orientar o guiar a los trabajadores que realicen determinadas maniobras peligrosas.

Tipos de señales:

a) En forma de panel: Señales de advertencia

Forma: Triangular
Color de fondo: Amarillo
Color de contraste: Negro
Color de Símbolo: Negro

Señales de prohibición:

Forma: Redonda
Color de fondo: Blanco
Color de contraste: Rojo

Color de Símbolo: Negro
 Señales de obligación:
 Forma: Redonda
 Color de fondo: Azul
 Color de Símbolo: Blanco
 Señales relativas a los equipos de lucha contra incendios:
 Forma: Rectangular o cuadrada:
 Color de fondo: Rojo
 Color de Símbolo: Blanco
 Señales de salvamento o socorro:
 Forma: Rectangular o cuadrada:
 Color de fondo: Verde
 Color de Símbolo: Blanco

Cinta de señalización

En caso de señalizar obstáculos, zonas de caída de objetos, caída de personas a distinto nivel, choques, golpes, etc., se señalizará con los antes dichos paneles o bien se delimitará la zona de exposición al riesgo con cintas de tela o materiales plásticos con franjas alternadas oblicuas en color amarillo y negro, inclinadas 45°.

Cinta de delimitación de zona de trabajo

Las zonas de trabajo se delimitarán con cintas de franjas alternas verticales de colores blanco y rojo.

Iluminación (anexo IV del R.D. 486/97 de 14/4/97)

Zonas o partes del lugar de trabajo de iluminación (lux)	Nivel mínimo
--	--------------

Zonas donde se ejecuten tareas con:

1º Baja exigencia visual	100
2º Exigencia visual moderada	200
3ª Exigencia visual alta	500
4º Exigencia visual muy alta	1.000
Áreas o locales de uso ocasional	25
Áreas o locales de uso habitual	100
Vías de circulación de uso ocasional	25
Vías de circulación de uso habitual	50

Estos niveles mínimos deberán duplicarse cuando concurren las siguientes circunstancias:

- En áreas o locales de uso general y en las vías de circulación, cuando por sus características, estado u ocupación, existan riesgos apreciables de caídas, choque u otros accidentes.
- En las zonas donde se efectúen tareas, y un error de apreciación visual durante la realización de las mismas, pueda suponer un peligro para el trabajador que las ejecuta o para terceros.

Los accesorios de iluminación exterior serán estancos a la humedad.

Portátiles manuales de alumbrado eléctrico: 24 voltios.

Prohibición total de utilizar iluminación de llama.

Protección de personas en instalación eléctrica

Instalación eléctrica ajustada al Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y hojas de interpretación, certificada por instalador autorizado.

En aplicación de lo indicado en el apartado 3A del Anexo IV al R.D. 1627/97 de 24/10/97, la instalación eléctrica deberá satisfacer, además, las dos siguientes condiciones:

Deberá proyectarse, realizarse y utilizarse de manera que no entrañe peligro de incendio ni de explosión y de modo que las personas estén debidamente protegidas contra los riesgos de electrocución por contacto directo o indirecto.

El proyecto, la realización y la elección del material y de los dispositivos de protección deberán tener en cuenta el tipo y la potencia de la energía suministrada, las condiciones de los factores externos y la competencia de las personas que tengan acceso a partes de la instalación.

Los cables serán adecuados a la carga que han de soportar, conectados a las bases mediante clavijas normalizadas, blindados e interconexionados con uniones antihumedad y antichoque. Los fusibles blindados y calibrados según la carga máxima a soportar por los interruptores.

Continuidad de la toma de tierra en las líneas de suministro interno de obra con un valor máximo de la resistencia de 80 Ohmios. Las máquinas fijas dispondrán de toma de tierra independiente.

Las tomas de corriente estarán provistas de conductor de toma a tierra y serán blindadas. Tajos en condiciones de humedad muy elevadas:

Es preceptivo el empleo de transformador portátil de seguridad de 24 V o protección mediante transformador de separación de circuitos. Se acogerá a lo dispuesto en la MIBT 028 (locales mojados).

PROTECCIONES COLECTIVAS PARTICULARES A CADA FASE DE OBRA:

ALBAÑILERIA

Protección contra caídas de altura de personas u objetos Protección ya incluida en el presente estudio, véase más arriba.

Cuerda de retenida

Utilizada para posicionar y dirigir manualmente la canal de derrame del hormigón, en su aproximación a la zona de vertido, constituida por poliamida de alta tenacidad, calabroteada de 12 mm de diámetro, como mínimo.

Sirgas

Sirgas de desplazamiento y anclaje del cinturón de seguridad Variables según los fabricantes y dispositivos de anclaje utilizados.

Accesos y zonas de paso del personal, orden y limpieza

Las aperturas de huecos horizontales sobre los forjados, deben condenarse con un tablero resistente, red, mallazo electrosoldado o elemento equivalente cuando no se esté trabajando en sus inmediaciones con independencia de su profundidad o tamaño. Las armaduras y/o conectores metálicos sobresalientes de las esperas de las mismas estarán cubiertas por resguardos tipo "seta" o cualquier otro sistema eficaz, en previsión de punciones o erosiones del personal que pueda colisionar sobre ellos.

En aquellas zonas que sea necesario, el paso de peatones sobre las zanjas, pequeños desniveles y obstáculos, originados por los trabajos, se realizarán mediante pasarelas.

Redes de seguridad:

Paños de dimensiones ajustadas al hueco a proteger, de poliamida de alta tenacidad, con luz de malla 7,5 x 7,5 cm, diámetro de hilo 4 mm y cuerda de recercado perimetral de 12 mm de diámetro, de conformidad a norma UNE 81-650-80.

Pescantes de sustentación de redes en fachadas:

Horcas metálicas comerciales, homologadas o certificadas por el fabricante respecto a su idoneidad en las condiciones de utilización por él descritas, constituidas por un mástil vertical (de 8 m de longitud generalmente) coronado por un brazo acartelado (de 2 m de voladizo generalmente), confeccionado con tubo rectangular en chapa de acero de 3 mm de espesor y 5 x 10 cm. De sección, protegido anticorrosión y pintado por inmersión.

El conjunto del sistema queda constituido por paños de red de seguridad según norma UNE 81-650-80 colocadas con su lado menor (7 m) emplazado verticalmente, cubriendo la previsible parábola de caída de personas u objetos desde el forjado superior de trabajo y cuerdas de izado y ligazón entre paños, también de poliamida de alta tenacidad de 10 mm de diámetro, enanos de anclaje y embolsamiento inferior del paño confeccionados con "caliqueños" de redondo corrugado de 8 mm de diámetro, embebidos en el canto del forjado y distanciados 50 cm entre sí; cajetines sobre el forjado u omegas de redondo corrugado de 12 mm de diámetro, situados en voladizo y en el canto del forjado para el paso y bloqueo del mástil del pescante, sólidamente afianzados todos sus elementos entre sí, capaz de resistir todo el conjunto la retención puntual de un objeto de 100 kg. de peso, desprendido desde una altura de 6m por encima de la zona de embolsamiento, a una velocidad de 2 m/seg.

Montaje:

Deberá instalarse este sistema de red cuando se tengan realizados la solera de planta baja y un forjado.

Una vez colocada la horca, se instalará un pasador en el extremo inferior para evitar que el brazo pueda girar en sentido horizontal.

Ciclo normal de utilización y desmontaje:

Los movimientos posteriores de elevación de la red a las distintas plantas de la obra, se ejecutarán siguiendo los movimientos realizados en la primera. El desmontaje se efectúa siguiendo el ciclo inverso al montaje. Tanto en el primer caso como en el segundo, los operarios deberán estar protegidos contra las caídas de altura mediante protecciones colectivas, cuando por el proceso de montaje y desmontaje las redes pierdan la función de protección colectiva. Condena de huecos horizontales con mallazo

Confeccionada con mallazo electrosoldado de redondo de diámetro mínimo 3 mm y tamaño máximo de retícula de 100 x 100 mm, embebido perimetralmente en el zuncho de hormigón, capaz de garantizar una resistencia $> 1.500 \text{ N/m}^2$ (150 Kg/m²).

Marquesinas rígidas

Apantallamiento en previsión de caídas de objetos, compuesto de una estructura de soporte, generalmente metálica, en forma de ménsula o pies derechos, cuajada horizontalmente de tablonos durmientes de reparto y tableros, capaces de retener, sin colapsarse, un objeto de 100 Kg. de peso, desprendido desde una altura de 20 m, a una velocidad de 2 m/s.

Plataforma de carga y descarga

La carga y descarga de materiales se realizará mediante el empleo de plataformas de carga y descarga. Estas plataformas deberán reunir las características siguientes:

Muelle de descarga industrial de estructura metálica, emplazable en voladizo, sobresaliendo de los huecos verticales de fachada, de unos 2,5 m² de superficie.

Dotado de barandilla de seguridad de 90 cm. de altura en sus dos laterales y cadena de acceso y tope de retención de medios auxiliares desplazables mediante ruedas en la

parte frontal. El piso de chapa industrial lagrimeada de 3 mm de espesor, estará emplazada al mismo nivel del forjado de trabajo sin rampas ni escalones de discontinuidad.

Podrá disponer opcionalmente de trampilla practicable para permitir el paso del cable de la grúa torre si se opta por colocar todas las plataformas bajo la misma vertical.

El conjunto deberá ser capaz de soportar descargas de 2.000 Kg/m² y deberán tener como mínimo un certificado de idoneidad, resistencia portante y estabilidad, garantizado por el fabricante, si se siguen sus instrucciones de montaje y utilización.

Eslingas de cadena

El fabricante deberá certificar que disponen de un factor de seguridad 5 sobre su carga nominal máxima y que los ganchos son de alta seguridad (pestillo de cierre automático al entrar en carga). El alargamiento de un 5% de un eslabón significa la caducidad inmediata de la eslinga.

Eslinga de cable

A la carga nominal máxima se le aplica un factor de seguridad 6, siendo su tamaño y diámetro apropiado al tipo de maniobras a realizar; las gazas estarán protegidas por guardacabos metálicos fijados mediante casquillos prensados y los ganchos serán también de alta seguridad. La rotura del 10 % de los hilos en un segmento superior a 8 veces el diámetro del cable o la rotura de un cordón significa la caducidad inmediata de la eslinga.

6.2 EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL (EPIS)

- Afecciones en la piel por dermatitis de contacto.
 - Guantes de protección frente a abrasión
 - Guantes de protección frente a agentes químicos
- Proyecciones de objetos y/o fragmentos.
 - Calzado con protección contra golpes mecánicos
 - Casco protector de la cabeza contra riesgos mecánicos
 - Gafas de seguridad para uso básico (choque o impacto con partículas sólidas)
 - Pantalla facial abatible con visor de rejilla metálica, con atalaje adaptado al casco
- Ambiente pulvígeno.
 - Equipos de protección de las vías respiratorias con filtro mecánico
 - Gafas de seguridad para uso básico (choque o impacto con partículas sólidas)
 - Pantalla facial abatible con visor de rejilla metálica, con atalaje adaptado al casco
- Aplastamientos.
 - Calzado con protección contra golpes mecánicos
 - Casco protector de la cabeza contra riesgos mecánicos
- Atrapamientos.
 - Calzado con protección contra golpes mecánicos
 - Casco protector de la cabeza contra riesgos mecánicos
 - Guantes de protección frente a abrasión
- Atropellos y/o colisiones.

- Caída de objetos y/o de máquinas.
Bolsa portaherramientas
Calzado con protección contra golpes mecánicos
Casco protector de la cabeza contra riesgos mecánicos
- Caída ó colapso de andamios.
Cinturón de seguridad anticaídas
Cinturón de seguridad clase para trabajos de poda y postes
- Caídas de personas a distinto nivel.
Cinturón de seguridad anticaídas
Cinturón de seguridad clase para trabajos de poda y postes
- Caídas de personas al mismo nivel.
Bolsa portaherramientas
Calzado de protección sin suela antiperforante
- Contagios derivados de insalubridad ambiental de la zona.
- Cuerpos extraños en ojos.
Gafas de seguridad contra proyección de líquidos
Gafas de seguridad para uso básico (choque o impacto con partículas sólidas)
Pantalla facial abatible con visor de rejilla metálica, con atalaje adaptado al casco
- Deflagraciones.
- Derrumbamientos.
- Desprendimientos.
- Explosiones.
- Golpe por rotura de cable.
Casco protector de la cabeza contra riesgos mecánicos
Gafas de seguridad para uso básico (choque o impacto con partículas sólidas)
Pantalla facial abatible con visor de rejilla metálica, con atalaje adaptado al casco
- Golpes y/o cortes con objetos y/o maquinaria.
Bolsa portaherramientas
Calzado con protección contra golpes mecánicos
Casco protector de la cabeza contra riesgos mecánicos
Chaleco reflectante para señalistas y estrobadores
Guantes de protección frente a abrasión
- Pisada sobre objetos punzantes.
Bolsa portaherramientas
Calzado de protección con suela antiperforante
- Hundimientos.
- Incendios.
Equipo de respiración autónomo, revisado y cargado

- Inhalación de sustancias tóxicas.
Equipo de respiración autónomo, revisado y cargado
Mascarilla respiratoria de filtro para humos de soldadura
- Vibraciones.
Cinturón de protección lumbar
- Sobreesfuerzos.
Cinturón de protección lumbar
- Ruido.
Protectores auditivos
- Caída de personas de altura.
Cinturón de seguridad anticaídas

6.3 PROTECCIONES ESPECIALES

GENERALES

Protecciones y resguardos en máquinas:

Toda la maquinaria utilizada durante la obra, dispondrá de carcasas de protección y resguardos sobre las partes móviles, especialmente de las transmisiones, que impidan el acceso involuntario de personas u objetos a dichos mecanismos, para evitar el riesgo de atrapamiento.

Protección contra contactos eléctricos.

Protección contra contactos eléctricos indirectos:

Esta protección consistirá en la puesta a tierra de las masas de la maquinaria eléctrica asociada a un dispositivo diferencial.

El valor de la resistencia a tierra será tan bajo como sea posible, y como máximo será igual o inferior al cociente de dividir la tensión de seguridad (V_s), que en locales secos será de 50 V y en los locales húmedos de 24 V, por la sensibilidad en amperios del diferencial(A).

Protecciones contra contacto eléctricos directos:

Los cables eléctricos que presenten defectos del recubrimiento aislante se habrán de reparar para evitar la posibilidad de contactos eléctricos con el conductor.

Los cables eléctricos deberán estar dotados de clavijas en perfecto estado a fin de que la conexión a los enchufes se efectúe correctamente.

Los vibradores estarán alimentados a una tensión de 24 voltios o por medio de transformadores o grupos convertidores de separación de circuitos. En todo caso serán de doble aislamiento.

En general cumplirán lo especificado en el presente Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

PROTECCIONES ESPECIALES

ALBAÑILERIA

Caída de objetos.

Protección ya incluida en el presente estudio, véase más arriba. Condiciones preventivas del entorno en estructuras.

Protección ya incluida en el presente estudio, véase más arriba. Acopio de material paletizado.

Protección ya incluida en el presente estudio, véase más arriba.

Se comprobará que están bien colocadas, y sólidamente afianzadas todas las protecciones colectivas contra caídas de altura que puedan afectar al tajo: barandillas, redes, mallazo de retención, ménsulas y toldos.

La zona de trabajo se encontrará limpia de puntas, armaduras, maderas y escombros. Los huecos horizontales que puedan quedar al descubierto sobre el terreno a causa de los trabajos cuyas dimensiones puedan permitir la caída de personas a su interior, deberán ser condenados al nivel de la cota de trabajo, instalando si es preciso pasarelas completas y reglamentarias para los viandantes o personal de obra.

6.4 NORMATIVA A APLICAR EN LAS FASES DEL ESTUDIO

NORMATIVA GENERAL

Exige el R.D. 1627/97 de 24 de Octubre la realización de este Estudio de Seguridad y Salud que debe contener una descripción de los riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando a tal efecto las medidas preventivas adecuadas; relación de aquellos otros que no han podido evitarse conforme a lo señalado anteriormente, indicando las protecciones técnicas tendentes a reducir los y las medidas preventivas que los controlen. Han de tenerse en cuenta, sigue el R.D., la tipología y características de los materiales y elementos que hayan de usarse, determinación del proceso constructivo y orden de ejecución de los trabajos. Tal es lo que se manifiesta en el Proyecto de Obra al que acompaña este Estudio de Seguridad y Salud.

Sobre la base de lo establecido en este estudio, se elaborará el correspondiente Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo (art. 7 del citado R.D.) por el Contratista en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en este estudio, en función de su propio sistema de ejecución de la obra o realización de las instalaciones a que se refiere este Proyecto. En dicho plan se recogerán las propuestas de medidas de prevención alternativas que el contratista crea oportunas siempre que se justifiquen técnicamente y que tales cambios no impliquen la disminución de los niveles de prevención previstos. Dicho plan deberá ser aprobado por el Coordinador de Seguridad y Salud en fase de ejecución de las obras (o por la Dirección Facultativa sino fuere precisa la Coordinación citada).

A tales personas compete la comprobación, a pie de obra, de los siguientes aspectos técnicos previos:

Revisión de los planos de la obra o proyecto de instalaciones

Replanteo

Maquinaria y herramientas adecuadas

Medios de transporte adecuados al proyecto

Elementos auxiliares precisos Materiales,

fuentes de energía a utilizar Protecciones

colectivas necesarias, etc.

6.5. DIRECTRICES GENERALES PARA LA PREVENCIÓN DE RIESGOS DORSOLUMBARES

En la aplicación de lo dispuesto en el anexo del R.D. 487/97 se tendrán en cuenta, en su caso, los métodos o criterios a que se refiere el apartado 3 del artículo 5 del Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.

1. Características de la carga.

La manipulación manual de una carga puede presentar un riesgo, en particular dorsolumbar, en los casos siguientes:

Cuando la carga es demasiado pesada o demasiado grande.

Cuando es voluminosa o difícil de sujetar.

Cuando está en equilibrio inestable o su contenido corre el riesgo de desplazarse. Cuando está colocada de tal modo que debe sostenerse o manipularse a distancia del tronco o con torsión o inclinación del mismo.

Cuando la carga, debido a su aspecto exterior o a su consistencia, puede ocasionar lesiones al trabajador, en particular en caso de golpe.

2. Esfuerzo físico necesario.

Un esfuerzo físico puede entrañar un riesgo, en particular dorsolumbar, en los casos siguientes:

Cuando es demasiado importante.

Cuando no puede realizarse más que por un movimiento de torsión o de flexión del tronco.

Cuando puede acarrear un movimiento brusco de la carga.

Cuando se realiza mientras el cuerpo está en posición inestable.

Cuando se trate de alzar o descender la carga con necesidad de modificar el agarre.

3. Características del medio de trabajo.

Las características del medio de trabajo pueden aumentar el riesgo, en particular dorsolumbar en los casos siguientes:

Cuando el espacio libre, especialmente vertical, resulta insuficiente para el ejercicio de la actividad de que se trate.

Cuando el suelo es irregular y, por tanto, puede dar lugar a tropiezos o bien es resbaladizo para el calzado que lleve el trabajador.

Cuando la situación o el medio de trabajo no permite al trabajador la manipulación manual de cargas a una altura segura y en una postura correcta.

Cuando el suelo o el plano de trabajo presentan desniveles que implican la manipulación de la carga en niveles diferentes.

Cuando el suelo o el punto de apoyo son inestables.

Cuando la temperatura, humedad o circulación del aire son inadecuadas.

Cuando la iluminación no sea adecuada.

Cuando exista exposición a vibraciones.

4. Exigencias de la actividad.

La actividad puede entrañar riesgo, en particular dorsolumbar, cuando implique una o varias de las exigencias siguientes:

Esfuerzos físicos demasiado frecuentes o prolongados en los que intervenga en particular la columna vertebral.

Período insuficiente de reposo fisiológico o de recuperación.

Distancias demasiado grandes de elevación, descenso o transporte.

Ritmo impuesto por un proceso que el trabajador no pueda modular.

5. Factores individuales de riesgo.

Constituyen factores individuales de riesgo:

La falta de aptitud física para realizar las tareas en cuestión.

La inadecuación de las ropas, el calzado u otros efectos personales que lleve el trabajador.

La insuficiencia o inadaptación de los conocimientos o de la formación. La existencia previa de patología dorsolumbar.

6.6 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

- Vías de circulación y zonas peligrosas:

a) Las vías de circulación, incluidas las escaleras, las escaleras fijas y los muelles y rampas de carga deberán estar calculados, situados, acondicionado y preparados para su uso de manera que se puedan utilizar fácilmente, con toda seguridad y conforme al uso al que se les haya destinado y de forma que los trabajadores empleados en las proximidades de estas vías de circulación no corran riesgo alguno.

b) Las dimensiones de las vías destinadas a la circulación de personas o de mercancías, incluidas aquellas en las que se realicen operaciones de carga y descarga, se calcularán de acuerdo con el número de personas que puedan utilizarlas y con el tipo de actividad.

Cuando se utilicen medios de transporte en las vías de circulación, se deberá prever una distancia de seguridad suficiente o medios de protección adecuados para las demás personas que puedan estar presentes en el recinto.

Se señalarán claramente las vías y se procederá regularmente a su control y mantenimiento.

c) Las vías de circulación destinada a los vehículos deberán estar situadas a una distancia suficiente de las puertas, portones, pasos de peatones, corredores y escaleras.

d) Si en la obra hubiera zonas de acceso limitado, dichas zonas deberán estar equipadas con dispositivos que eviten que los trabajadores no autorizados puedan penetrar en ellas. Se deberán tomar todas las medidas adecuadas para proteger a los trabajadores que estén autorizados a penetrar en las zonas de peligro. Estas zonas deberán estar señalizadas de modo claramente visible.

- Mantenimiento de la maquinaria y equipos:

Colocar la máquina en terreno llano.

Bloquear las ruedas o las cadenas.

Apoyar en el terreno el equipo articulado. Si por causa de fuerza mayor ha de mantenerse levantado, deberá inmovilizarse adecuadamente.

Desconectar la batería para impedir un arranque súbito de la máquina.

No permanecer entre las ruedas, sobre las cadenas, bajo la cuchara o el brazo.

No colocar nunca una pieza metálica encima de los bornes de la batería.

No utilizar nunca un mechero o cerillas para iluminar el interior del motor.

Disponer en buen estado de funcionamiento y conocer el manejo del extintor.

Conservar la máquina en un estado de limpieza aceptable.

Mantenimiento de la maquinaria en el taller de obra :

Antes de empezar las reparaciones, es conveniente limpiar la zona a reparar.

No limpiar nunca las piezas con gasolina, salvo en local muy ventilado. No fumar.

Antes de empezar las reparaciones, quitar la llave de contacto, bloquear la máquina y colocar letreros indicando que no se manipulen los mecanismos.

Si son varios los mecánicos que deban trabajar en la misma máquina, sus trabajos deberán ser coordinados y conocidos entre ellos. Dejar enfriar el motor antes de retirar el tapón del radiador.

Bajar la presión del circuito hidráulico antes de quitar el tapón de vaciado, así mismo cuando se realice el vaciado del aceite, comprobar que su temperatura no sea elevada. Si se tiene que dejar elevado el brazo del equipo, se procederá a su inmovilización mediante tacos, cuñas o cualquier otro sistema eficaz, antes de empezar el trabajo. Tomar las medidas de conducción forzada para realizar la evacuación de los gases del tubo de escape, directamente al exterior del local.

Cuando deba trabajarse sobre elementos móviles o articulados del motor (p.e. tensión de las correas), éste estará parado.

Antes de arrancar el motor, comprobar que no ha quedado ninguna herramienta, trapo o tapón encima del mismo.

Utilizar guantes que permitan un buen tacto y calzado de seguridad con piso antideslizante.

- Mantenimiento de los neumáticos

Para cambiar una rueda, colocar los estabilizadores.

No utilizar nunca la pluma o la cuchara para levantar la máquina.

Utilizar siempre una caja de inflado, cuando la rueda esté separada de la máquina.

Cuando se esté inflando una rueda no permanecer enfrente de la misma sino en el lateral junto a la banda de rodadura, en previsión de proyección del aro por sobrepresión.

No cortar ni soldar encima de una llanta con el neumático inflado.

En caso de transmisión hidráulica se revisarán frecuentemente los depósitos de aceite hidráulico y las válvulas indicadas por el fabricante. El aceite a emplear será el indicado por el fabricante.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO GENERAL

Mantenimiento preventivo:

El articulado y Anexos del R.D. 1215/97 de 18 de Julio indica la obligatoriedad por parte del empresario de adoptar las medidas preventivas necesarias para que los equipos de trabajo que se pongan a disposición de los trabajadores sean adecuados al trabajo que deba realizarse y convenientemente adaptados al mismo, de forma que garanticen la seguridad y salud de los trabajadores al utilizarlos.

Si esto no fuera posible, el empresario adoptará las medidas adecuadas para disminuir esos riesgos al mínimo.

Como mínimo, sólo deberán ser utilizados equipos que satisfagan las disposiciones legales o reglamentarias que les sean de aplicación y las condiciones generales previstas en el Anexo I.

Cuando el equipo requiera una utilización de manera o forma determinada se adoptarán las medidas adecuadas que reserven el uso a los trabajadores especialmente designados para ello.

El empresario adoptará las medidas necesarias para que mediante un mantenimiento adecuado, los equipos de trabajo se conserven durante todo el tiempo de utilización en condiciones tales que satisfagan lo exigido por ambas normas citadas.

Son obligatorias las comprobaciones previas al uso, las previas a la reutilización tras cada montaje, tras el mantenimiento o reparación, tras exposiciones a influencias susceptibles de producir deterioros y tras acontecimientos excepcionales.

Todos los equipos, de acuerdo con el artículo 41 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales (Ley 31/95), estarán acompañados de instrucciones adecuadas de

funcionamiento y condiciones para las cuales tal funcionamiento es seguro para los trabajadores.

Los artículos 18 y 19 de la citada Ley indican la información y formación adecuadas que los trabajadores deben recibir previamente a la utilización de tales equipos.

El constructor, justificará que todas las máquinas, herramientas, máquinas herramientas y medios auxiliares, tienen su correspondiente certificación -CE- y que el mantenimiento preventivo, correctivo y la reposición de aquellos elementos que por deterioro o desgaste normal de uso, haga desaconsejarse su utilización sea efectivo en todo momento.

Los elementos de señalización se mantendrán en buenas condiciones de visibilidad y en los casos que se considere necesario, se regarán las superficies de tránsito para eliminar los ambientes pulvígenos, y con ello la suciedad acumulada sobre tales elementos.

La instalación eléctrica provisional de obra se revisará periódicamente, por parte de un electricista, se comprobarán las protecciones diferenciales, magnetotérmicos, toma de tierra y los defectos de aislamiento.

En las máquinas eléctricas portátiles, el usuario revisará diariamente los cables de alimentación y conexiones; así como el correcto funcionamiento de sus protecciones.

Las instalaciones, máquinas y equipos, incluidas las de mano, deberán:

- 1) Estar bien proyectados y contruidos teniendo en cuenta los principios de la ergonomía.
- 2) Mantenerse en buen estado de funcionamiento.
- 3) Utilizarse exclusivamente para los trabajos que hayan sido diseñados.
- 4) Ser manejados por trabajadores que hayan sido formados adecuadamente. Las herramientas manuales serán revisadas diariamente por su usuario, reparándose o sustituyéndose según proceda, cuando su estado denote un mal funcionamiento o represente un peligro para su usuario. (mangos agrietados o astillados).

6.7 INSTALACIONES GENERALES DE HIGIENE EN LA OBRA

Servicios higiénicos:

- a) Cuando los trabajadores tengan que llevar ropa especial de trabajo deberán tener a su disposición vestuarios adecuados.

Los vestuarios deberán ser de fácil acceso, tener las dimensiones suficientes y disponer de asientos e instalaciones que permitan a cada trabajador poner a secar, si fuera necesario, su ropa de trabajo.

Cuando las circunstancias lo exijan (por ejemplo, sustancias peligrosas, humedad, suciedad), la ropa de trabajo deberá guardarse separada de la ropa de calle y de los efectos personales.

Cuando los vestuarios no sean necesarios, en el sentido del párrafo primero de este apartado, cada trabajador deberá poder disponer de un espacio para colocar su ropa y sus objetos personales bajo llave.

- b) Cuando el tipo de actividad o la salubridad lo requieran, lo requieran, se deberán poner a disposición de los trabajadores duchas apropiadas y en número suficientes. Las duchas deberán tener dimensiones suficientes para permitir que cualquier trabajador se asee sin obstáculos y en adecuadas condiciones de higiene.

Las duchas deberán disponer de agua corriente, caliente y fría. Cuando, con arreglo al párrafo primero de este apartado, no sean necesarias duchas, deberán tener lavabos suficientes y apropiados con agua corriente, caliente si fuese necesario cerca de los puestos de trabajo y de los vestuarios.

Si las duchas o los lavabos y los vestuarios estuvieren separados, la comunicación entre uno y otros deberá ser fácil

- c) Los trabajadores deberán disponer en las proximidades de sus puestos de trabajo de los locales de descanso, de los vestuarios y de las duchas o lavabos, de locales especiales equipados con un núm. suficiente de retretes y de lavabos.
- d) Los vestuarios, duchas, lavabos y retretes estarán separados para hombres y mujeres, o deberán preverse una utilización por separado de los mismos.

6.8 VIGILANCIA DE LA SALUD Y PRIMEROS AUXILIOS EN LA OBRA

VIGILANCIA DE LA SALUD

Indica la Ley de Prevención de Riesgos Laborales (ley 31/95 de 8 de Noviembre), en su art. 22 que el Empresario deberá garantizar a los trabajadores a su servicio la vigilancia periódica de su estado de salud en función de los riesgos inherentes a su trabajo. Esta vigilancia solo podrá llevarse a efecto con el consentimiento del trabajador exceptuándose, previo informe de los representantes de los trabajadores, los supuestos en los que la realización de los reconocimientos sea imprescindible para evaluar los efectos de las condiciones de trabajo sobre la salud de los trabajadores o para verificar si el estado de la salud de un trabajador puede constituir un peligro para si mismo, para los demás trabajadores o para otras personas relacionadas con la empresa o cuando esté establecido en una disposición legal en relación con la protección de riesgos específicos y actividades de especial peligrosidad.

En todo caso se optará por aquellas pruebas y reconocimientos que produzcan las mínimas molestias al trabajador y que sean proporcionadas al riesgo.

Las medidas de vigilancia de la salud de los trabajadores se llevarán a cabo respetando siempre el derecho a la intimidad y a la dignidad de la persona del trabajador y la confidencialidad de toda la información relacionada con su estado de salud. Los resultados de tales reconocimientos serán puestos en conocimiento de los trabajadores afectados y nunca podrán ser utilizados con fines discriminatorios ni en perjuicio del trabajador.

El acceso a la información médica de carácter personal se limitará al personal médico y a las autoridades sanitarias que lleven a cabo la vigilancia de la salud de los trabajadores, sin que pueda facilitarse al empresario o a otras personas sin conocimiento expreso del trabajador.

No obstante lo anterior, el empresario y las personas u órganos con responsabilidades en materia de prevención serán informados de las conclusiones que se deriven de los reconocimientos efectuados en relación con la aptitud del trabajador para el desempeño del puesto de trabajo o con la necesidad de introducir o mejorar las medidas de prevención y protección, a fin de que puedan desarrollar correctamente sus funciones en materias preventivas.

En los supuestos en que la naturaleza de los riesgos inherentes al trabajo lo haga necesario, el derecho de los trabajadores a la vigilancia periódica de su estado de salud deberá ser prolongado más allá de la finalización de la relación laboral, en los términos que legalmente se determinen.

Las medidas de vigilancia y control de la salud de los trabajadores se llevarán a cabo por personal sanitario con competencia técnica, formación y capacidad acreditada. El R.D. 39/97 de 17 de Enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, establece en su art. 37.3 que los servicios que desarrollen funciones de vigilancia y control de la salud de los trabajadores deberán contar con un médico especialista en Medicina del Trabajo o Medicina de Empresa y un ATS/DUE de empresa, sin perjuicio de la participación de otros profesionales sanitarios con competencia técnica, formación y capacidad acreditada.

La actividad a desarrollar deberá abarcar:

Evaluación inicial de la salud de los trabajadores después de la incorporación al trabajo o después de la asignación de tareas específicas con nuevos riesgos para la salud. Evaluación de la salud de los trabajadores que reanuden el trabajo tras una ausencia prolongada por motivos de salud, con la finalidad de descubrir sus eventuales orígenes profesionales y recomendar una acción apropiada para proteger a los trabajadores. Y, finalmente, una vigilancia de la salud a intervalos periódicos.

La vigilancia de la salud estará sometida a protocolos específicos u otros medios existentes con respecto a los factores de riesgo a los que esté sometido el trabajador. La periodicidad y contenido de los mismos se establecerá por la Administración oídas las sociedades científicas correspondientes. En cualquier caso incluirán historia clínicolaboral, descripción detallada del puesto de trabajo, tiempo de permanencia en el mismo y riesgos detectados y medidas preventivas adoptadas. Deberá contener, igualmente, descripción de los anteriores puestos de trabajo, riesgos presentes en los mismos y tiempo de permanencia en cada uno de ellos.

El personal sanitario del servicio de prevención deberá conocer las enfermedades que se produzcan entre los trabajadores y las ausencias al trabajo por motivos de salud para poder identificar cualquier posible relación entre la causa y los riesgos para la salud que puedan presentarse en los lugares de trabajo.

Este personal prestará los primeros auxilios y la atención de urgencia a los trabajadores víctimas de accidentes o alteraciones en el lugar de trabajo.

El art. 14 del Anexo IV A del R.D. 1627/97 de 24 de Octubre de 1.997 por el que se establecen las condiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, indica las características que debe reunir el lugar adecuado para la práctica de los primeros auxilios que habrán de instalarse en aquellas obras en las que por su tamaño o tipo de actividad así lo requieran.

6.9. OBLIGACIONES DEL EMPRESARIO EN MATERIA FORMATIVA ANTES DE INICIAR LOS TRABAJOS

Formación de los trabajadores:

El artículo 19 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales (Ley 31/95 de 8 de Noviembre) exige que el empresario, en cumplimiento del deber de protección, deberá garantizar que cada trabajador reciba una formación teórica y práctica, suficiente y adecuada, en materia preventiva, a la contratación, y cuando ocurran cambios en los equipos, tecnologías o funciones que desempeñe.

Tal formación estará centrada específicamente en su puesto o función y deberá adaptarse a la evolución de los riesgos y a la aparición de otros nuevos. Incluso deberá repetirse si se considera necesario.

La formación referenciada deberá impartirse, siempre que sea posible, dentro de la jornada de trabajo, o en su defecto, en otras horas pero con descuento en aquella del tiempo invertido en la misma. Puede impartirla la empresa con sus medios propios o con otros concertados, pero su coste nunca recaerá en los trabajadores.

Si se trata de personas que van a desarrollar en la Empresa funciones preventivas de los niveles básico, intermedio o superior, el R.D. 39/97 por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención indica, en sus Anexos III al VI, los contenidos mínimos de los programas formativos a los que habrá de referirse la formación en materia preventiva.

7. LEGISLACION, NORMATIVAS Y CONVENIOS DE APLICACIÓN AL PRESENTE ESTUDIO:

- LEGISLACIÓN:

LEY DE PREVENCIÓN DE RIESGOS LABORALES (LEY 31/95 DE 8/11/95).
REGLAMENTO DE LOS SERVICIOS DE PREVENCIÓN (R.D. 39/97 DE 7/1/97).
ORDEN DE DESARROLLO DEL R.S.P. (27/6/97).
DISPOSICIONES MÍNIMAS EN MATERIA DE SEÑALIZACIÓN DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO (R.D.485/97 DE 14/4/97).
DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD EN LOS LUGARES DE TRABAJO (R.D. 486/97 DE 14/4/97).
DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD RELATIVAS A LA MANIPULACIÓN DE CARGAS QUE ENTRAÑEN RIESGOS, EN PARTICULAR DORSOLUMBARES, PARA LOS TRABAJADORES (R.D. 487/97 DE 14/4/97).
PROTECCIÓN DE LOS TRABAJADORES CONTRA LOS RIESGOS RELACIONADOS CON LA EXPOSICIÓN A AGENTES BIOLÓGICOS DURANTE EL TRABAJO (R.D. 664/97 DE 12/5/97).
EXPOSICIÓN A AGENTES CANCERÍGENOS DURANTE EL TRABAJO (R.D. 665/97 DE 12/5/97).
DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD RELATIVAS A LA UTILIZACIÓN POR LOS TRABAJADORES DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL (R.D. 773/97 DE 30/5/97).
DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD PARA LA UTILIZACIÓN POR LOS TRABAJADORES DE LOS EQUIPOS DE TRABAJO (R.D. 1215/97 DE 18/7/97).
DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD EN LAS OBRAS DE CONSTRUCCIÓN (RD. 1627/97 de 24/10/97).
ORDENANZA LABORAL DE LA CONSTRUCCIÓN VIDRIO Y CERÁMICA (O.M. de 28/8/70).
ORDENANZA GENERAL DE HIGIENE Y SEGURIDAD EN EL TRABAJO (O.M. DE 9/3/71) Exclusivamente su Capítulo VI, y art. 24 y 75 del Capítulo VII.
REGLAMENTO GENERAL DE SEGURIDAD E HIGIENE EN EL TRABAJO (OM de 31/1/40) Exclusivamente su Capítulo VII.
REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO PARA BAJA TENSIÓN (R.D. 2413 de 20/9/71).
O.M. 9/4/86 SOBRE RIESGOS DEL PLOMO.
R. MINISTERIO DE TRABAJO 11/3/77 SOBRE EL BENCENO.
O.M. 26/7/93 SOBRE EL AMIANTO.
R.D. 1316/89 SOBRE EL RUIDO.
R.D. 53/92 SOBRE RADIACIONES IONIZANTES.

- NORMATIVAS:

NORMA BÁSICA DE LA EDIFICACIÓN:

Norma NTE ISA/1973 Alcantarillado

ISB/1973 Basuras

ISH/1974 Humos y gases

ISS/1974 Saneamiento

Norma UNE 81 707 85 Escaleras portátiles de aluminio simples y de extensión.

Norma UNE 81 002 85 Protectores auditivos. Tipos y definiciones.

Norma UNE 81 101 85 Equipos de protección de la visión. Terminología. Clasificación y uso.

Norma UNE 81 200 77 Equipos de protección personal de las vías respiratorias. Definición y clasificación.

Norma UNE 81 208 77 Filtros mecánicos. Clasificación. Características y requisitos.

Norma UNE 81 250 80 Guantes de protección. Definiciones y clasificación.

Norma UNE 81 304 83 Calzado de seguridad. Ensayos de resistencia a la perforación de la suela.

Norma UNE 81 353 80 Cinturones de seguridad. Clase A: Cinturón de sujeción.

Características y ensayos.

Norma UNE 81 650 80 Redes de seguridad. Características y ensayos.

- CONVENIOS:

CONVENIOS DE LA OIT RATIFICADOS POR ESPAÑA:

Convenio nº 62 de la OIT de 23/6/37 relativo a prescripciones de seguridad en la industria de la edificación. Ratificado por Instrumento de 12/6/58. (BOE de 20/8/59). Convenio nº 167 de la OIT de 20/6/88 sobre seguridad y salud en la industria de la construcción.

Convenio nº 119 de la OIT de 25/6/63 sobre protección de maquinaria. Ratificado por Instrucción de 26/11/71.(BOE de 30/11/72).

Convenio nº 155 de la OIT de 22/6/81 sobre seguridad y salud de los trabajadores y medio ambiente de trabajo. Ratificado por Instrumento publicado en el BOE de 11/11/85.

Convenio nº 127 de la OIT de 29/6/67 sobre peso máximo de carga transportada por un trabajador. (BOE de 15/10/70).

CONCLUSIÓN:

El facultativo firmante autor del presente Estudio Básico de Seguridad y Salud declara que en la confección del documento ha tenido en consideración la información recibida por parte del promotor, del contratista y del conocimiento in situ del local y sus condiciones particulares.

Barcelona, julio 2021

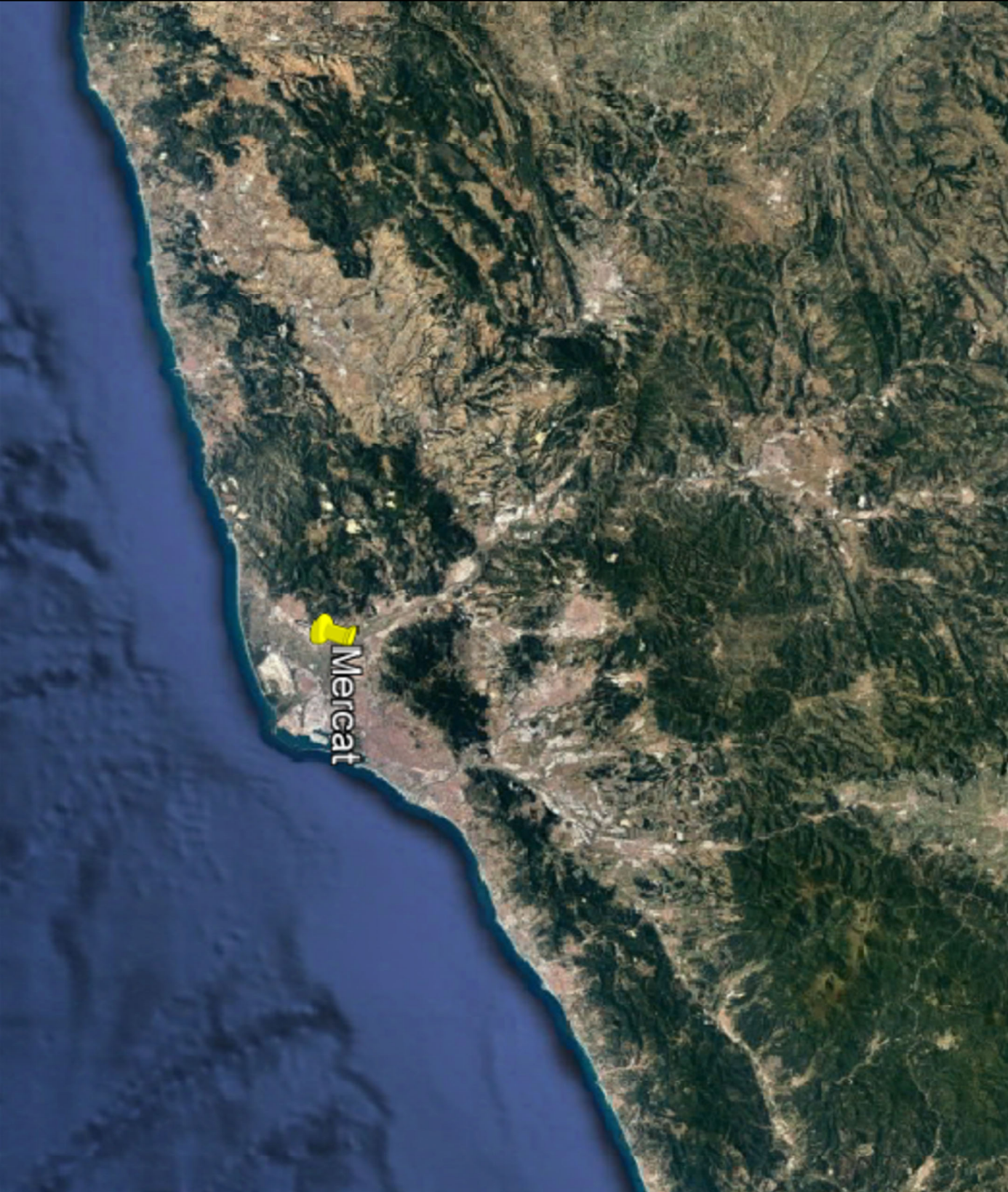
EL FACULTATIVO

Benjamín Vera Viñals

Ingeniero técnico Industrial nº
Colegiado 19.453

DOCUMENTO 15

PLANOS



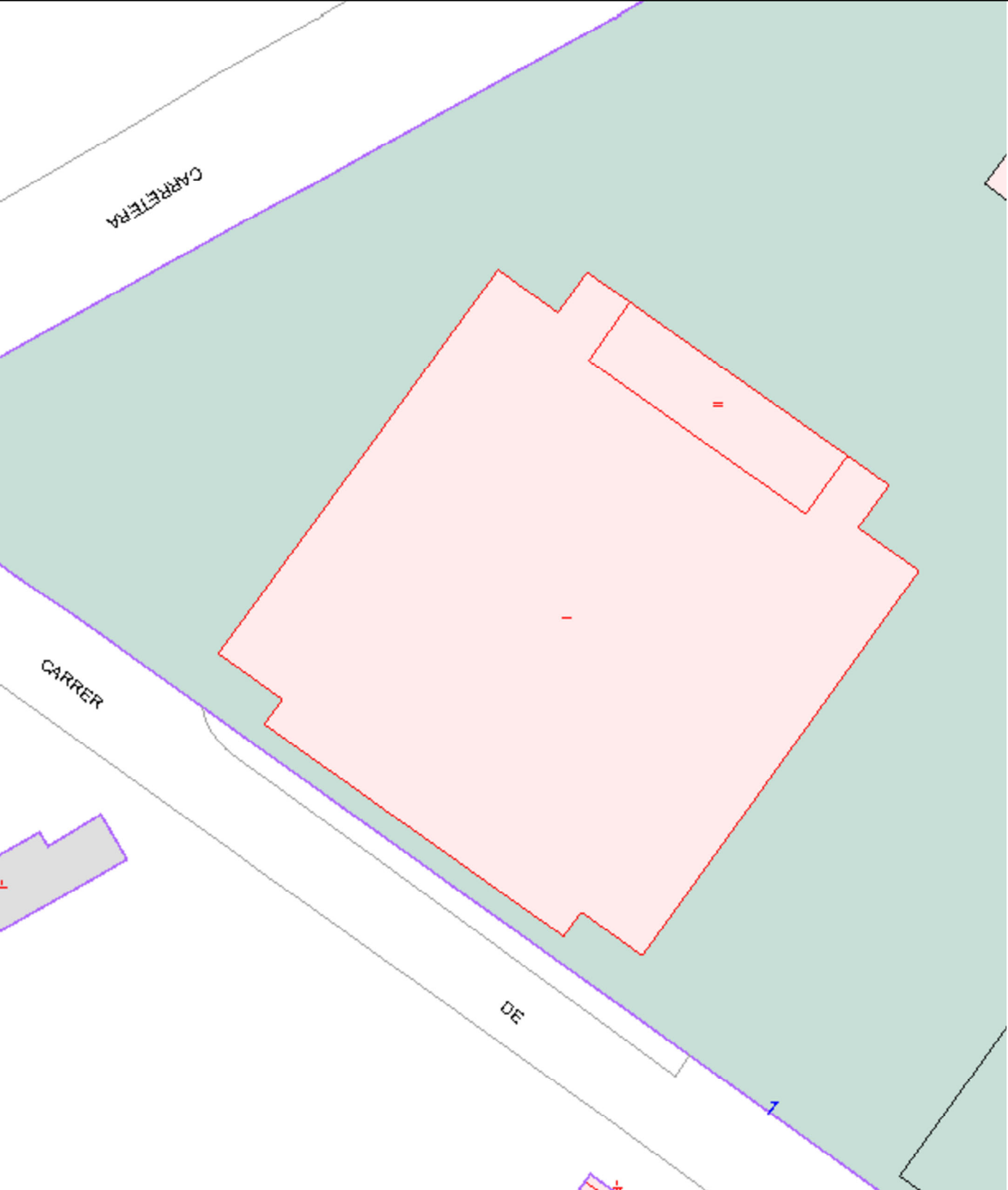
Instalación Fotovoltaica para Mercado Municipal Plaça Europa
41°18'56.40" N 2° 01'24.09" E 9 msnm
Ref Catastral: 8245102DF1784C0001MK

Instalación Fotovoltaica para Mercado Municipal Plaça Europa		El propietario:
Emplazamiento: Plaça d'Europa S/N		-Aj Viladecans-
Plano:	Emplazamiento 1	Escala: s/e
NÚMERO:	El Graduado en Ingeniería:	Fecha:
1	Benjamin Vera Viñals nº colegiado: 19483 (CETIB)	Julio - 2021



Instalación Fotovoltaica para Mercado Municipal Plaça Europa
41°18'56.40" N 2° 01'24.09" E 9 msm
Ref Catastral: 8245102DF1784C0001MK

Instalación Fotovoltaica para Mercado Municipal Plaça Europa		El propietario:
Emplazamiento: Plaça d'Europa S/N		-Aj Viladecans-
Plano:	Emplazamiento 2	Escala: s/e
NÚMERO:	El Graduado en Ingeniería:	Fecha:
2	Benjamin Vera Viñals nº colegiado: 19483 (CETIB)	Julio - 2021



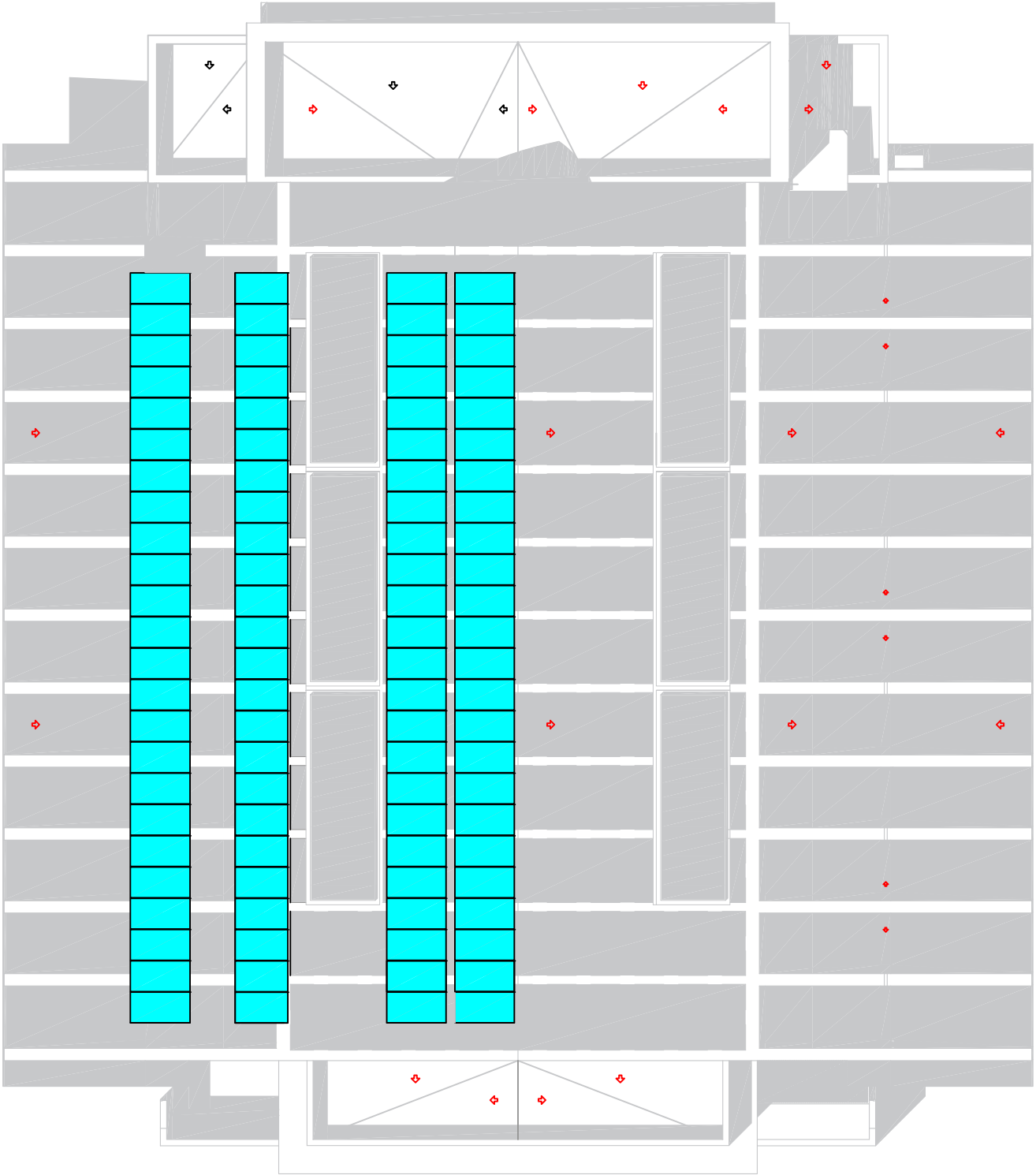
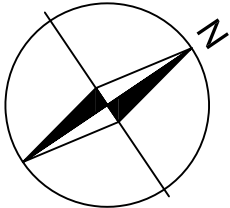
UBICACIÓN EN PARCELA CATASTRAL



CUBIERTA UTILIZABLE ZONA SUR . AZIMUT 34º SUR-OESTE

Instalación Fotovoltaica para Mercado Municipal Plaça Europa			El propietario:
Emplazamiento: Plaça d'Europa S/N			-Aj Viladecans-
Plano:	Emplazamiento 3		Escala: s/e
NÚMERO:	El Graduado en Ingeniería:		Fecha:
3	Benjamin Vera Viñals nº colegiado: 19483 (CETIB)		Julio - 2021

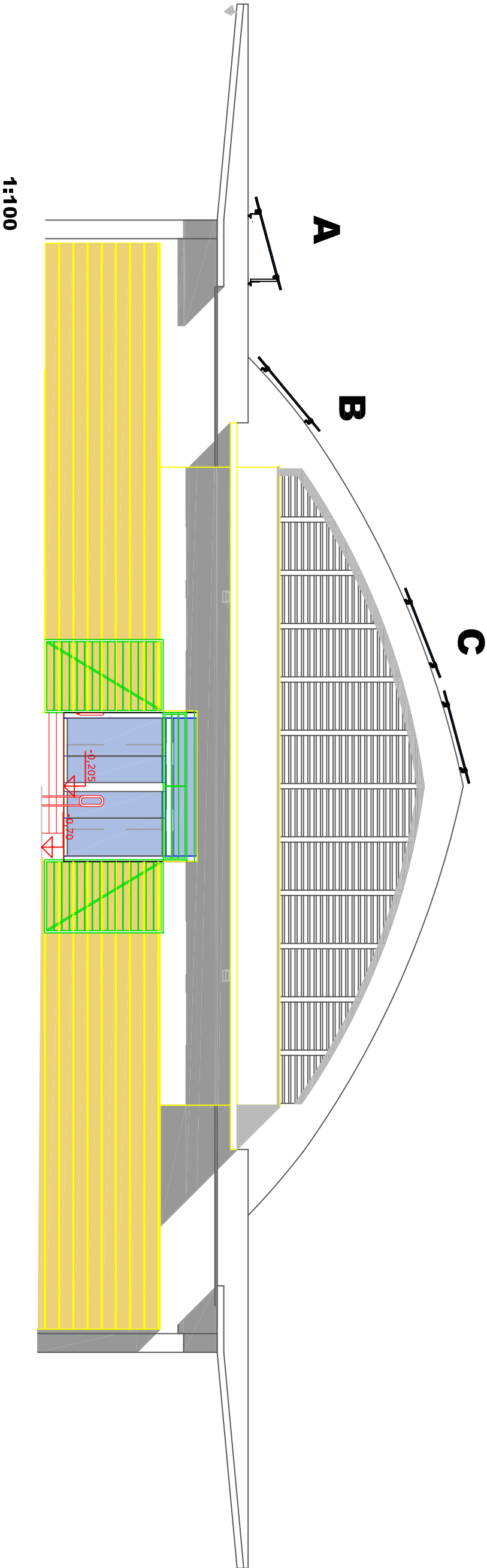
Instalación Fotovoltaica para Mercado Municipal Plaça Europa
41º18'56.40" N 2º 01'24.09" E 9 msnm
Ref Catastral: 8245102DF1784C0001MK



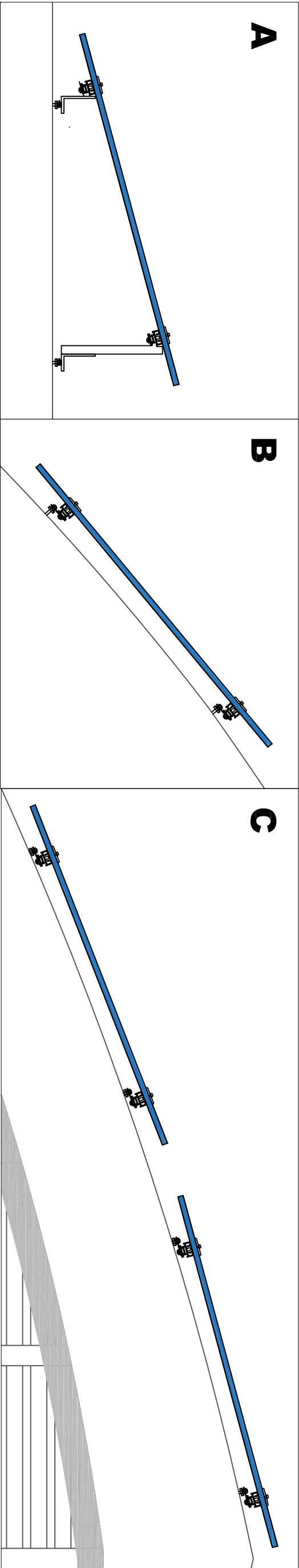
Instalación Fotovoltaica para Mercado Municipal Plaça Europa			El propietario: -Aj Viladecans-	
Emplazamiento: Plaça d'Europa S/N				
Plano: Layout			Escala: 1/200	
NÚMERO:	El Graduado en Ingeniería:		Fecha:	
4	Benjamin Vera Viñals nº colegiado: 19483 (CETIB)		Julio - 2021	



Instalación Fotovoltaica para Mercado Municipal Plaça Europa
41°18'56.40" N 2° 01'24.09" E 9 msnm
Ref Catastral: 8245102DF1784C0001MK



1:100



1:25

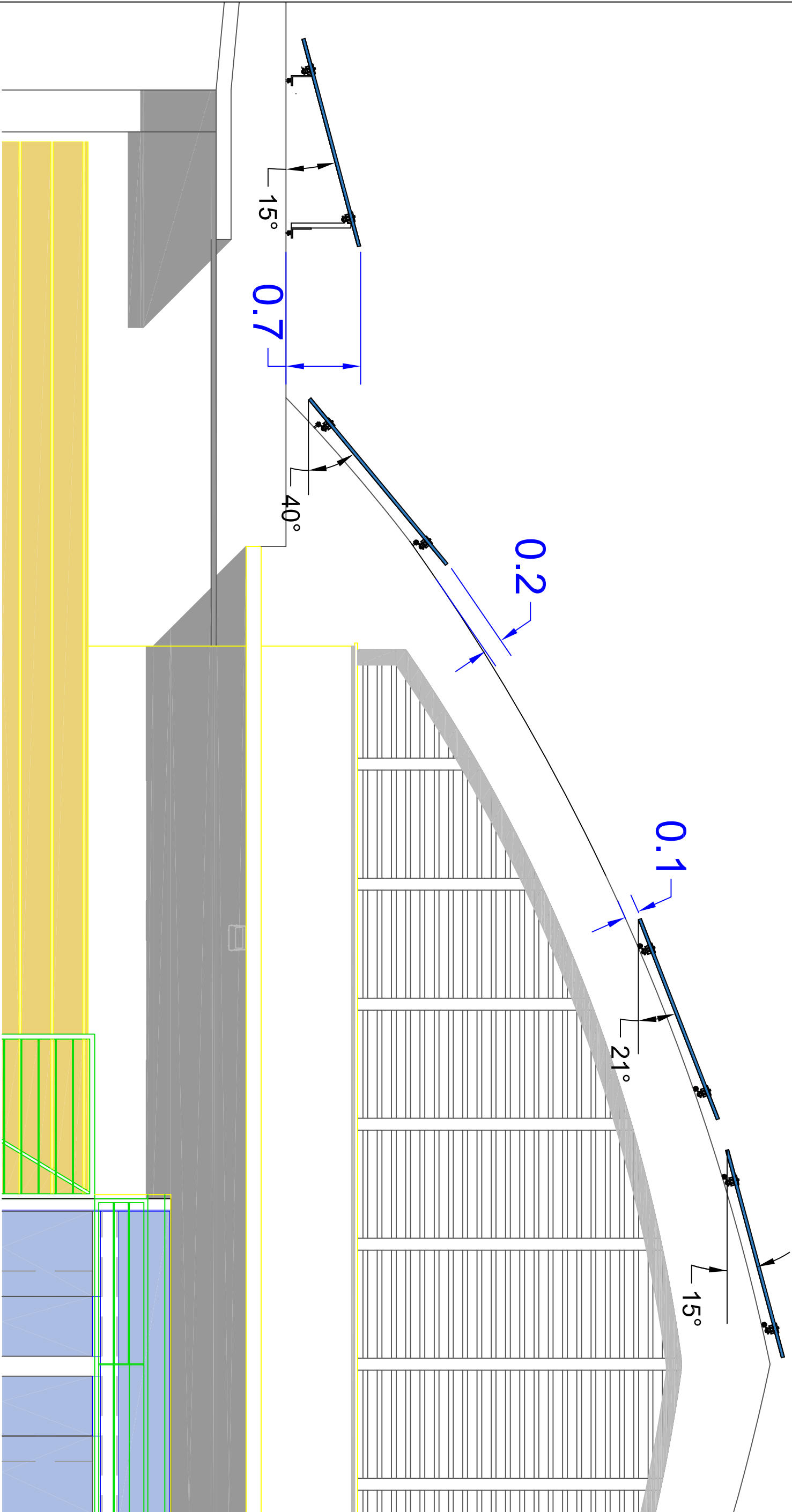
1:25

1:25

Instalación Fotovoltaica para Mercado Municipal Plaça Europa			El propietario:	
Emplazamiento:			Plaça d'Europa S/N	
Plano:			Perfil	
NÚMERO:			El Graduado en Ingeniería:	
5			Benjamin Vera Vials nº colegiado: 19483 (CERTIB)	
			Escala: 1:100/ 1:25	
			Fecha: Julio - 2021	

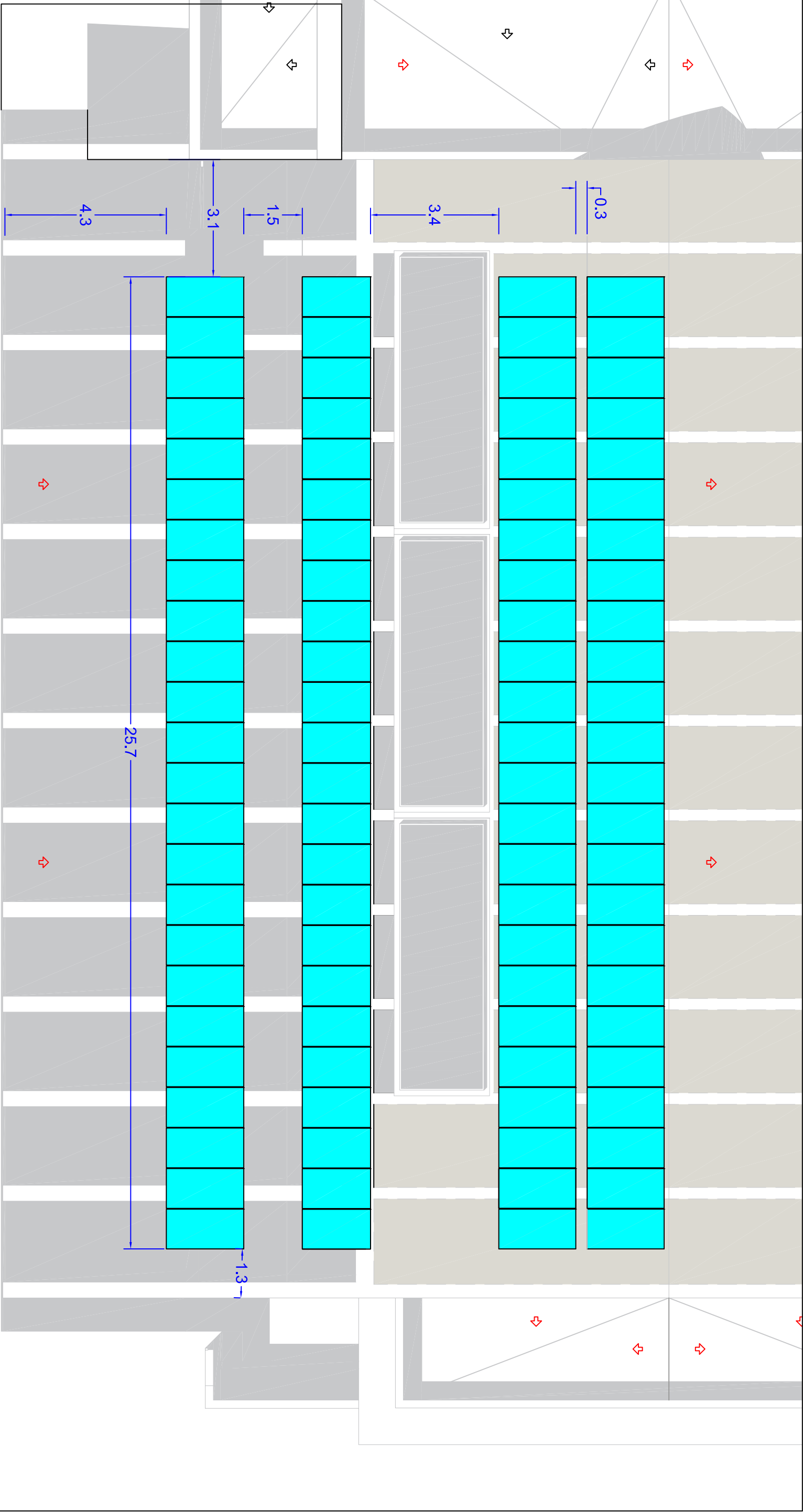
Instalación Fotovoltaica para Mercado Municipal Plaça Europa
41°18'56.40" N 2° 01'24.09" E 9 msnm
Ref Catastral: 8245102DF1784C0001MK





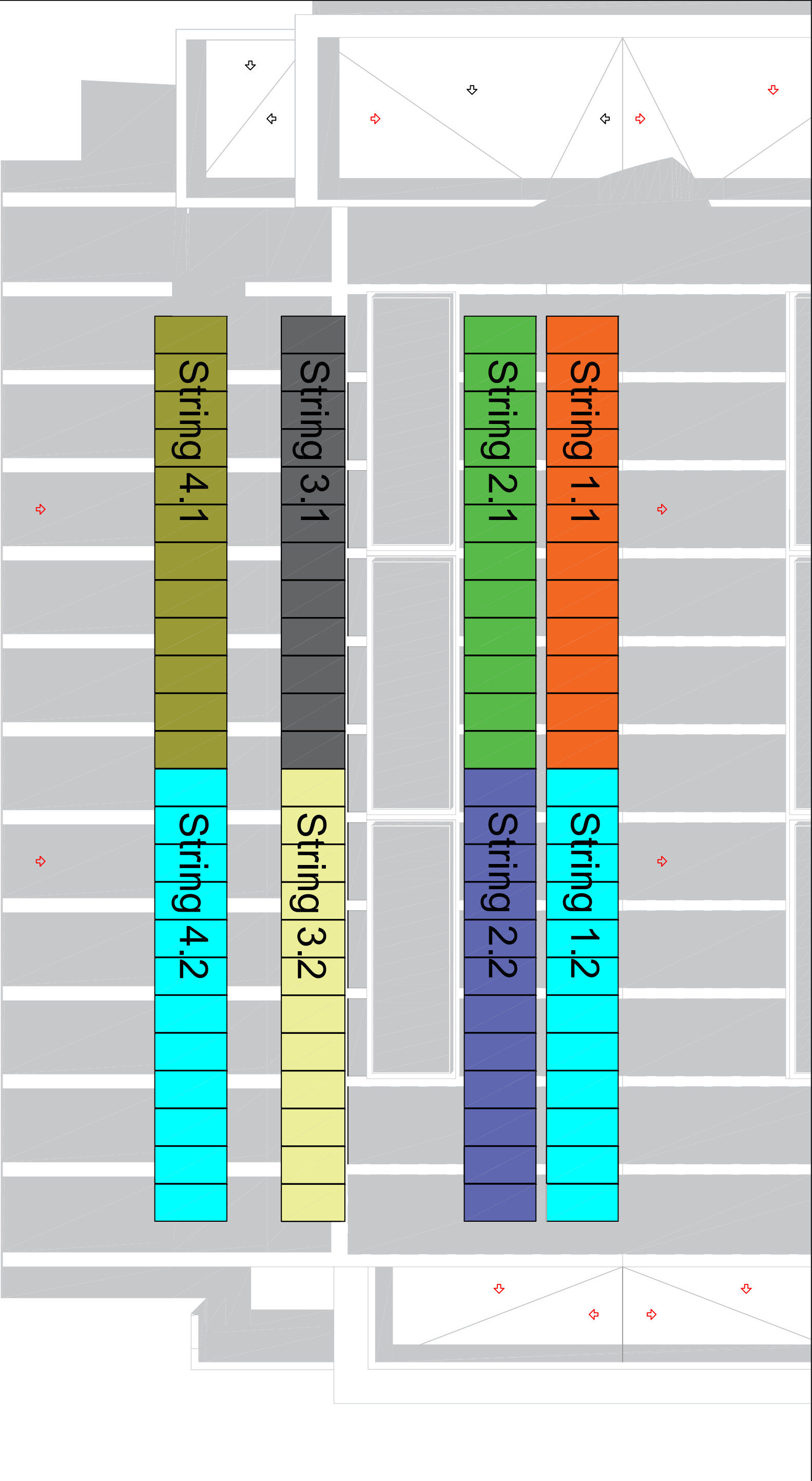
Instalación Fotovoltaica para Mercado Municipal Plaça Europa		El propietario: -Aj Viladecans-
Emplazamiento: Plaça d'Europa S/N		
Plano: Cotas Perfil		
NÚMERO: 6	El Graduado en Ingeniería: Benjamín Vera Viñals nº colegiado: 19483 (CETIE)	Escala: s/e
		
Fecha: Julio - 2021		

Instalación Fotovoltaica para Mercado Municipal Plaça Europa
41°18'56.40" N 2° 01'24.09" E 9 msnm
Ref Catastral: 8245102DF1784C0001MK



Instalación Fotovoltaica para Mercado Municipal Plaça Europa			El propietario: -Aj Viladecans-	
Emplazamiento: Plaça d'Europa S/N				
Plano: Cotes Planta			Escala: 1:100/ 1:25	
NÚMERO:	El Graduado en Ingenieríai		Fecha:	
7	Benjamin Vera Viñals nº colegiado: 19483 (CETIB)		Julio - 2021	

Instalación Fotovoltaica para Mercado Municipal Plaça Europa
41°18'56.40" N 2° 01'24.09" E 9 msnm
Ref Catastral: 8245102DF1784C0001MK



Instalación Fotovoltaica para Mercado Municipal Plaça Europa			El propietario: -Aj Viladecans-	
Emplazamiento: Plaça d'Europa S/N				
Plano: Strings				
NÚMERO: 8	El Graduado en Ingeniería: Benjamín Vera Viñals nº colegiado: 19483 (CETIB)		Fecha: Julio - 2021	



Estimvi & Eficiencia Energética

Instalación Fotovoltaica para Mercado Municipal Plaça Europa
41°18'56.40" N 2° 01'24.09" E 9 msnm
Ref Catastral: 8245102DF1784C0001MK





Recorrido rejiband exterior de 60 x200

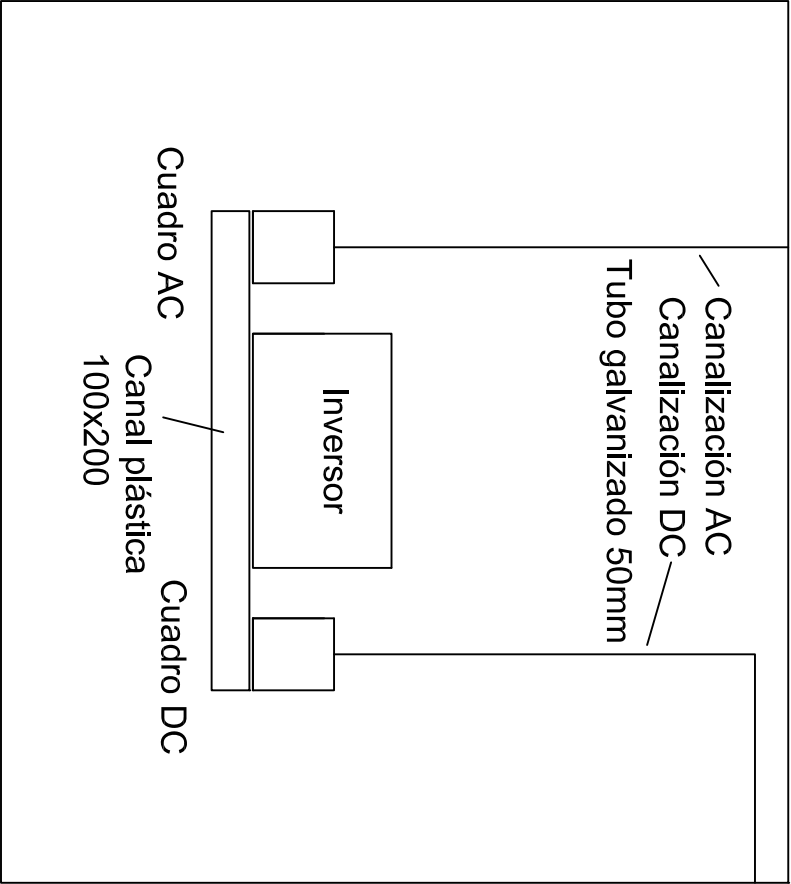
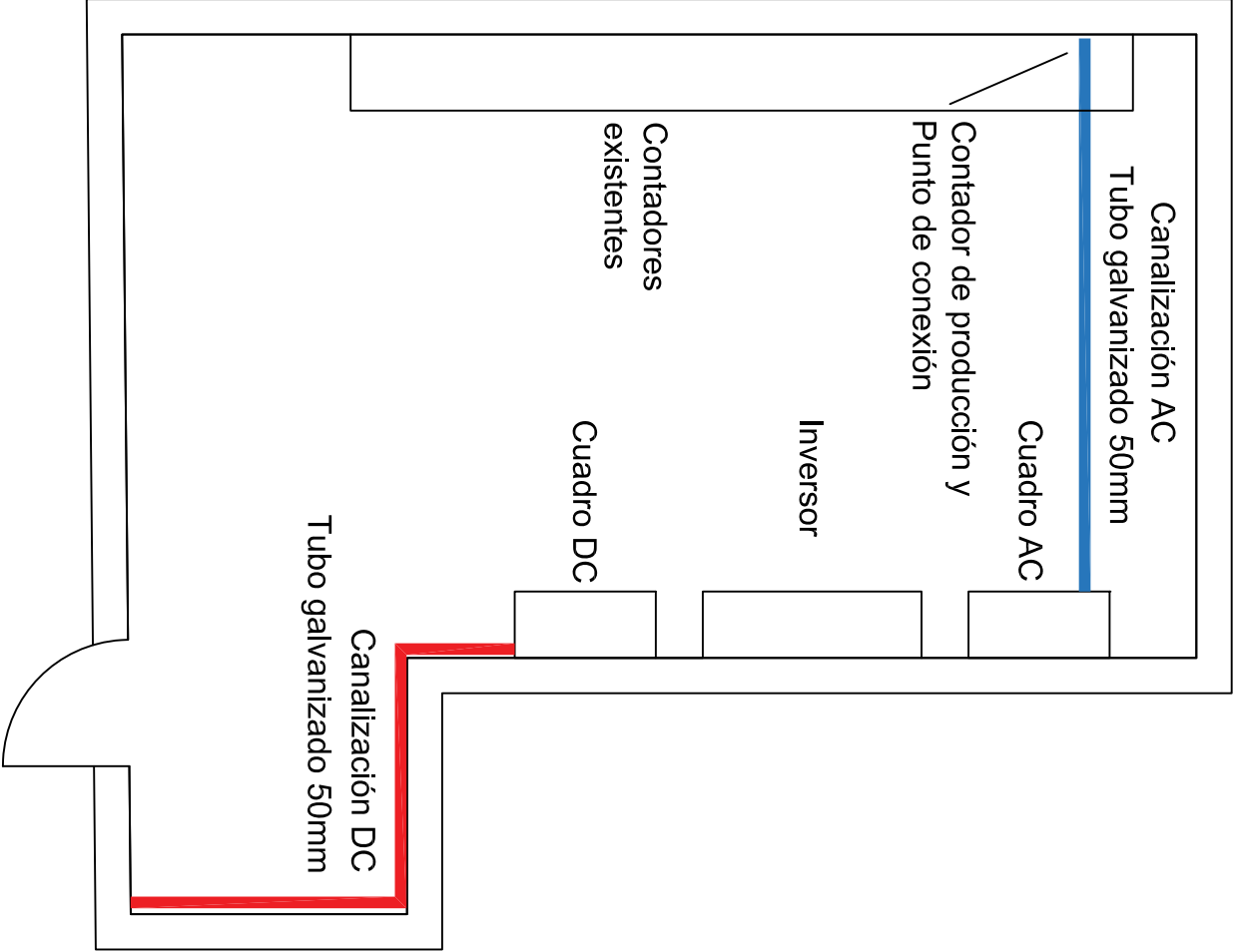


Tubo galvanizado de 50 mm

Pasamuro y entrada a cuarto contadores

Instalación Fotovoltaica para Mercado Municipal Plaça Europa
41°18'56.40" N 2° 01'24.09" E 9 msnm
Ref Catastral: 8245102DF1784C0001MK

Instalación Fotovoltaica para Mercado Municipal Plaça Europa			El propietario:
Emplazamiento:			Plaça d'Europa S/N
Plano:			Canalización DC
NÚMERO:	El Graduado en Ingeniería:		Escala: 1:100/ 1:25
9	Benjamin Vera Viñals nº colegiado: 19483 (CETIB)		Fecha: Julio - 2021



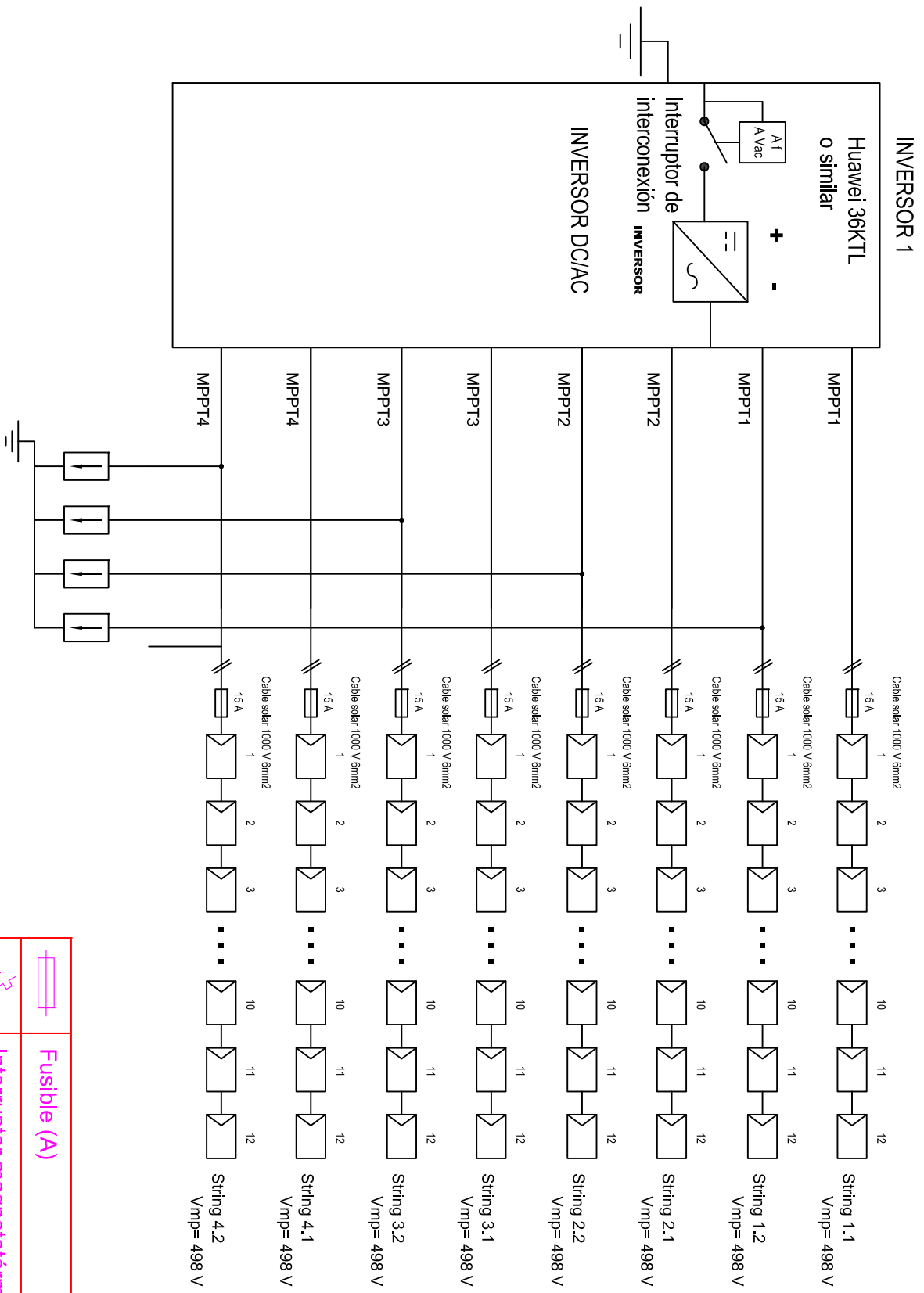
Instalación Fotovoltaica para Mercado Municipal Plaça Europa			El propietario:
Emplazamiento:			-Aj Viladecans-
Plano:			Escala: 1:100/ 1:25
NÚMERO:	El Graduado en Ingeniería:		Fecha:
10	Benjamín Vera Viñals nº colegiado: 19483 (CETIB)		Julio - 2021



LOS CONDUCTORES DE PROTECCIÓN SE UNIRÁN AL EMBARRADO GENERAL DE TIERRAS EXISTENTE DEL EDIFICIO.

Instalación Fotovoltaica para Mercado Municipal Plaça Europa			El propietario:
Emplazamiento: Plaça d'Europa S/N			-Aj Viladecans-
Plano:	Distribución de tierras		Escala: 1:200
NÚMERO:	El Graduado en Ingeniería:		Fecha:
11	Benjamin Vera Viñals nº colegiado: 19483 (CETIB)		Julio - 2021

Instalación Fotovoltaica para Mercado Municipal Plaça Europa
41°18'56.40" N 2° 01'24.09" E 9 msnm
Ref Catastral: 8245102DF1784C0001MK

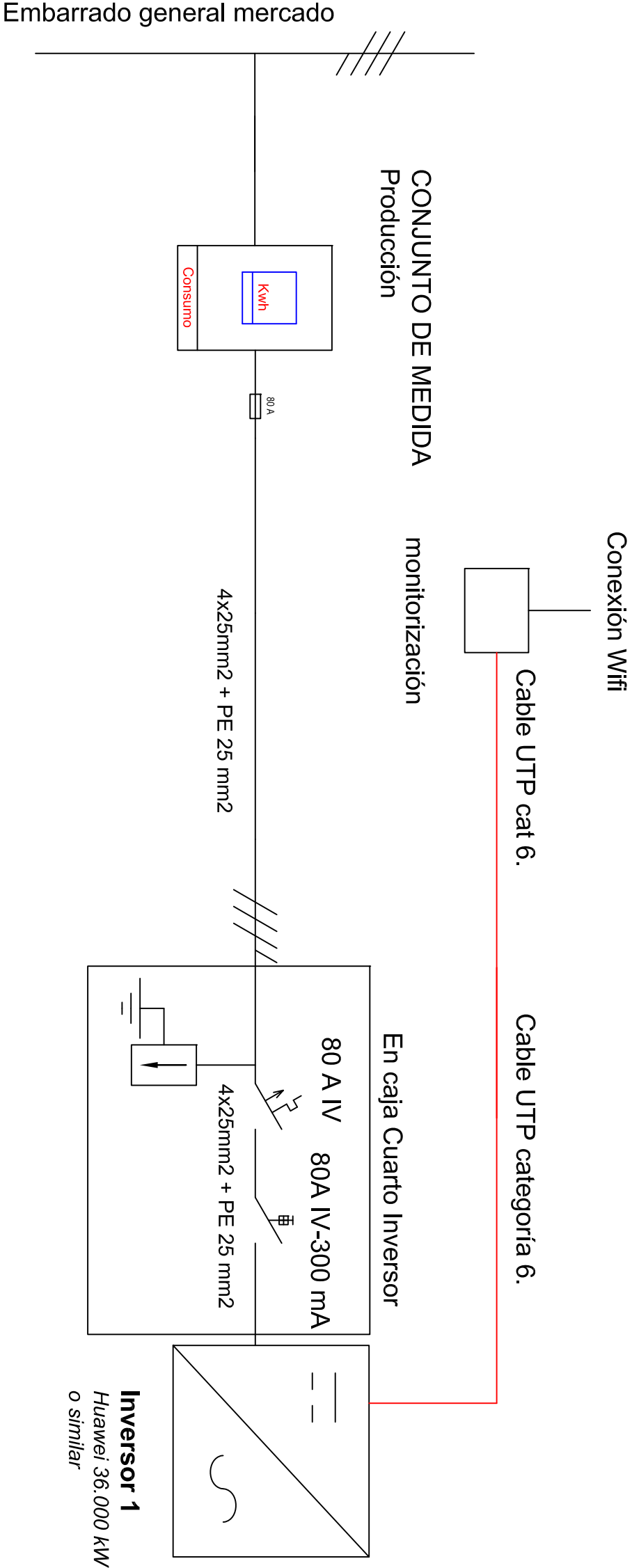


	Fusible (A)
	Interruptor magnetotérmico. Intensidad (A)/ nº polos
	Interruptor diferencial. nº polos/Intensidad (A)/ sensibilidad (mA)
	Embarrado
	Toma de tierra

Instalación Fotovoltaica para Mercado Municipal Plaça Europa			El propietario:
Emplazamiento:			-Aj Viladecans-
Plano:			Escala: 1:200
NÚMERO:		El Graduado en Ingeniería:	Fecha:
12		Benjamín Vera Viñals nº colegiado: 19483 (CETIB)	Julio - 2021



Instalación Fotovoltaica para Mercado Municipal Plaça Europa
41°18'56.40" N 2° 01'24.09" E 9 msnm
Ref Catastral: 8245102DF1784C0001MK



	Fusible (A)
	Interruptor magnetotérmico. Intensidad (A)/ nº polos
	Interruptor diferencial. nº polos/Intensidad (A)/ sensibilidad (mA)
	Embarrado
	Toma de tierra

Instalación Fotovoltaica para Mercado Municipal Praça Europa		El propietario:
Emplazamiento:		-Aj Viladecans-
Plano:		Escala:
Unifilar AC		s/e
NÚMERO:	El Graduado en Ingeniería	Fecha:
13	Benjamín Vera Viñals nº colegiado: 19483 (CETIB)	Julio - 2021

Instalación Fotovoltaica para Mercado Municipal Praça Europa
41°18'56.40" N 2° 01'24.09" E 9 msnm
Ref Catastral: 8245102DF1784C0001MK



Instalación Fotovoltaica para Mercado Municipal Plaça Europa			El propietario:	
Emplazamiento:			Plaça d'Europa S/N	
Plano:			Seguridad y salud	
NÚMERO:		El Graduado en Ingeniería:		Fecha:
14		Benjamín Vera Viñals nº colegiado: 19483 (CETIB)		Julio - 2021

Instalación Fotovoltaica para Mercado Municipal Plaça Europa
41°18'56.40" N 2°01'24.09" E 9 msnm
Ref Catastral: 8245102DF-1784C0001MK