



**UNIVERSITAT  
JAUME·I**

ESCUELA SUPERIOR DE TECNOLOGÍA Y CIENCIAS  
EXPERIMENTALES

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

**PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN  
FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO  
DE 65,52 kW<sub>p</sub> EN UNA PLANTA DE  
DEPURACIÓN DE AGUAS**

TRABAJO FINAL DE GRADO

**Autor:**

Carlos Font Alcántara

**Director:**

Emilio Pérez Soler

Castellón de la Plana, Julio 2020



# ÍNDICE GENERAL

Memoria.....	5
Anexos.....	93
Pliego de condiciones.....	164
Presupuesto.....	174
Planos.....	183



# MEMORIA



## ÍNDICE MEMORIA

<b>1. Introducción</b>	9
<b>2. Antecedentes</b>	10
2.1. Definición de energía solar fotovoltaica	10
2.1.1. Principio de funcionamiento	10
2.1.2. Conceptos de irradiación e irradiancia solar	12
2.1.3. Concepto de Hora Solar Pico	14
2.1.4. Conceptos sobre la posición solar	15
2.2. Características de los módulos fotovoltaicos	17
2.2.1. Curvas características	17
2.2.2. Seguidor de punto de máxima potencia (MPPT)	19
2.2.3. Dispositivos de protección	20
2.3. Tipos de instalaciones fotovoltaicas	23
2.3.1. Instalaciones aisladas	23
2.3.2. Instalaciones con conexión a red	24
2.3.2.1. Instalaciones para autoconsumo	24
2.3.2.2. Instalaciones para producción y venta de energía	25
<b>3. Análisis normativo y normativas aplicadas</b>	26
3.1. Tipos de autoconsumo	27
3.2. Servicios auxiliares de producción	27
3.3. Procedimiento de conexión y acceso al autoconsumo	28
3.4. Compensación simplificada de excedentes	28
3.5. Registro de autoconsumo	28
<b>4. Requisitos de diseño</b>	30
4.1. Características del emplazamiento, situación inicial	30
4.2. Datos meteorológicos	33
4.3. Estudio de las sombras	34
4.4. Análisis de consumos	40
<b>5. Análisis de alternativas tecnológicas</b>	43
5.1. Tipos de paneles solares	44
5.1.1. Paneles monocristalinos de silicio	44
5.1.2. Paneles policristalinos de silicio	45
5.1.3. Paneles de capa fina	46
5.1.4. Paneles solares híbridos	46
5.2. Tipos de inversores	48
5.2.1. Inversor centralizado	48
5.2.2. Inversor de cadena	49

5.2.3. Inversor multcadena.....	49
5.3. Selección de la tecnología a emplear.....	50
<b>6. Análisis y propuesta de instalación.....</b>	<b>51</b>
6.1. Generador fotovoltaico.....	51
6.1.1. Distribución de paneles.....	51
6.1.2. Aporte energético de cada configuración.....	53
6.1.3. Selección final de la configuración .....	55
6.2. Paneles fotovoltaicos.....	56
6.3. Inversor.....	58
6.4. Cableado.....	60
6.5. Estructura soporte.....	61
6.5.1. Estructura soporte del almacén.....	61
6.5.2. Estructura soporte de la parcela adyacente.....	63
6.6. Canalizaciones .....	66
6.6.1. Canalizaciones para los circuitos de DC.....	66
6.6.2. Canalizaciones para los circuitos de AC.....	68
6.7. Protecciones para la instalación fotovoltaica.....	68
6.7.1. Protección contra sobrecorrientes.....	70
6.7.2. Protección contra sobrecargas y cortocircuitos.....	71
6.7.3. Protección contra contactos directos.....	73
6.7.4. Protección contra contacto indirectos.....	74
6.7.5. Puesta a tierra.....	75
6.8. Cuadros eléctricos.....	77
<b>7. Estudio de repercusión ambiental.....</b>	<b>79</b>
<b>8. Balance energético de la propuesta.....</b>	<b>80</b>
<b>9. Planificación.....</b>	<b>83</b>
<b>10. Estudio de viabilidad económica.....</b>	<b>85</b>
10.1. Inversión inicial.....	85
10.2. Gastos .....	85
10.3. Ingresos.....	86
10.4. Evolución económica.....	87
10.5. Rentabilidad económica.....	89
<b>11. Conclusiones.....</b>	<b>90</b>
<b>12. Programas de diseño y cálculo.....</b>	<b>91</b>
<b>13. Bibliografía y webgrafía.....</b>	<b>92</b>

## 1 – Introducción

---

### Objeto y alcance del proyecto

El presente proyecto se basa en la realización del diseño y dimensionado de un sistema fotovoltaico de autoconsumo con conexión a red en una Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR).

Al tratarse de un proyecto técnico, se pretende recoger toda la documentación e información necesaria para la realización del mismo con el fin de diseñar, dimensionar y ejecutar una instalación fotovoltaica de autoconsumo de 65,52 kWp realizándose el conexionado del sistema de generación en el interior de la planta. Con el presente objetivo se presentarán las características técnicas y económicas necesarias dentro del marco legal administrativo, haciendo un estudio de selección de los distintos elementos que conforman la instalación.

Como objetivos generales dentro del proyecto se encuentran:

- Reducir el importe de la factura eléctrica del promotor, ya que en este tipo de empresas los grupos que intervienen en esta funcionan de forma continua durante largas jornadas diarias.
- Reducir las emisiones contaminantes que se lanzan a la atmósfera debido a la demanda de energía que se requiere, reduciendo los gases contaminantes y los gases de efecto invernadero que perjudican a la salud de la población y del medio ambiente.
- Mejorar la reputación externa del promotor, mostrando la inquietud de seguir caminando hacia la transición energética con un modelo más sostenible y ecológico y sensibilizándose con el cuidado del medio que le rodea.

Los objetivos específicos, los cuales toman mayor importancia para la ejecución de la instalación son:

- Estudio de las características que se disponen en el emplazamiento, así como el análisis de las sombras que afectan al rendimiento de la instalación.
- Estudio de la curva de carga de la planta para obtener y estimar el consumo y la demanda de energía.
- Determinar la orientación, inclinación, posición, número de paneles y distribución óptimas para el aprovechamiento del recinto.
- Diseñar la instalación para que sea segura para los operarios y que no altere las actividades que se realizan en la planta.
- Realizar un estudio económico para determinar la rentabilidad del proyecto.

Como complemento a la parte técnica se pueden alcanzar otros objetivos ya que, debido al estudio de tramitación y legalización que se refleja en el caso de estudio, el proyecto se podría aprovechar para estudiar dichos conceptos o aspectos legales que podrían ser de utilidad a la hora de obtener licencias de obras, permisos para el punto de conexión etc. en caso de querer implementar la solución propuesta en el presente proyecto.

## 2 – Antecedentes

---

En este apartado se pretende exponer los principios básicos que competen al sector fotovoltaico, tales como el principio de funcionamiento de este tipo de energía para el aprovechamiento de la radiación solar, los conceptos básicos y más importantes que lo engloba y la situación actual que se vive en España, exponiendo las directrices legales más actuales que se imponen para la realización de un proyecto con estas características.

El objetivo principal de este apartado no es entrar en detalle sobre los elementos que intervienen en el proceso de creación de este proyecto, sino más bien dar una visión general de cómo funcionan estos elementos para entender qué lógica física siguen para la obtención del recurso solar fotovoltaico.

### 2.1 Definición de energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es aquella que aprovecha la luz solar para convertirla en energía empleando una tecnología basada en el efecto fotoeléctrico conocida como célula fotovoltaica, que es un semiconductor que se encuentra dentro de los paneles solares.

Este tipo de energía se considera una fuente renovable y limpia ya que no genera ningún tipo de polución al medio ambiente durante su funcionamiento como productor de electricidad.

Los paneles fotovoltaicos están formados por un conjunto de células, que son dispositivos semiconductores que pueden ser de silicio monocristalino, cristalino, amorfo o bien de otro tipo de materiales semiconductores, cuyo funcionamiento se basa en crear una diferencia de potencial al incidir, en sus dos o más capas, los fotones de luz. Esta diferencia de potencial crea determinado voltaje que se recoge por medio de una carga que se conecta a los dos terminales de la placa creando un circuito cerrado en el que circula la corriente eléctrica, este concepto se define más en detalle a continuación.

#### 2.1.1 Principio de funcionamiento

El principio de funcionamiento básico de los paneles fotovoltaicos es el conocido como efecto fotovoltaico que se define como la conversión de la radiación solar en electricidad, mediante materiales semiconductores que tienen la propiedad de absorber fotones y emitir electrones.

La materia está compuesta por átomos, los cuales se encuentran conformados por dos partes que son los electrones y el núcleo con carga eléctrica negativa y positiva respectivamente, formando de esta manera un conjunto estable y eléctricamente neutro.

En cuanto a energía eléctrica, los materiales se pueden dividir principalmente en tres tipos:

- **Conductores:** Los electrones están poco ligados y pueden moverse dentro de su red cristalina de forma libre aplicando poca energía externa.

- **Semiconductores:** Los electrones están más ligados y por tanto se requiere de más energía para crear la movilidad de los electrones dentro de la estructura.
- **Aislantes:** Tienen la configuración más estable y sus electrones están muy ligados, requiriendo mucha más cantidad de energía para crear movilidad electrónica.

Como bien se ha comentado en el anterior apartado, los materiales idóneos para la fabricación de células fotovoltaicas son los semiconductores, ya que la energía que une a los electrones de valencia con el núcleo es similar a la energía de los fotones de los rayos solares. En el momento en que los fotones de la radiación solar inciden sobre un material semiconductor, los enlaces entre los electrones de valencia y su núcleo se rompen, quedando libres para circular por el semiconductor.

El material más empleado en la fabricación de los paneles fotovoltaicos es el silicio, que al tener una estructura atómica covalente funciona como aislante y no permite la circulación de la corriente, es por esto que se suele emplear el fósforo y silicio para incorporarlo en la red y crear así un material con exceso de electrones de carga negativa, creando un material semiconductor.

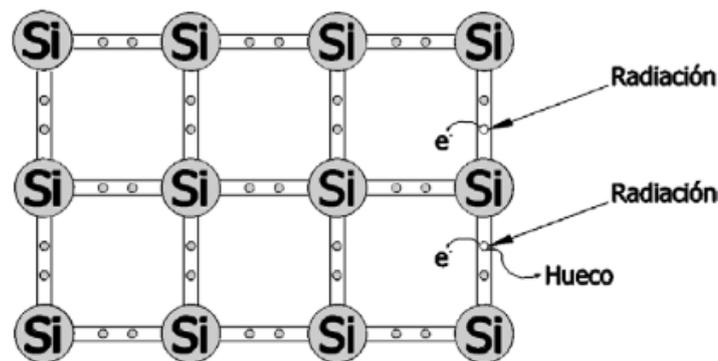


Figura 1: Efecto de la radiación solar sobre un semiconductor. (Areatecnologica)

Como se observa en la imagen, al incidir la radiación solar sobre un semiconductor se crean huecos producidos por la liberación de los electrones, estos disponen de carga eléctrica positiva de la misma magnitud pero con signo contrario a los electrones que se encontraban de forma inicial en la estructura.

Llegados a este punto se produce el primer problema, que consiste en que los electrones libres pasan a ocupar huecos dejados por otros produciendo la circulación de estos en la misma dirección, reestableciéndose y enlazándose entre ellos sin producir ningún tipo de corriente eléctrica. Con tal de evitar esto se genera un campo eléctrico en el interior del semiconductor para que los electrones giren en sentido contrario y produzcan así corriente eléctrica.

Este material está formado por dos regiones (p y n) y para generar la corriente eléctrica necesaria, se trata químicamente una de las regiones. En este punto es donde interviene el fósforo, se sustituyen algunos átomos de silicio por los del fósforo, que posee 5 electrones de valencia y provoca que se quede un electrón libre dentro de la estructura.

Por su parte, en la otra región se sustituyen los átomos de silicio por los del boro, que al poseer 3 electrones de valencia crea un hueco disponible logrando así que los electrones fluyan desde la región tratada con fósforo hacia la zona tratada con boro, fluyendo en sentido contrario y produciéndose la unión conocida como p-n.

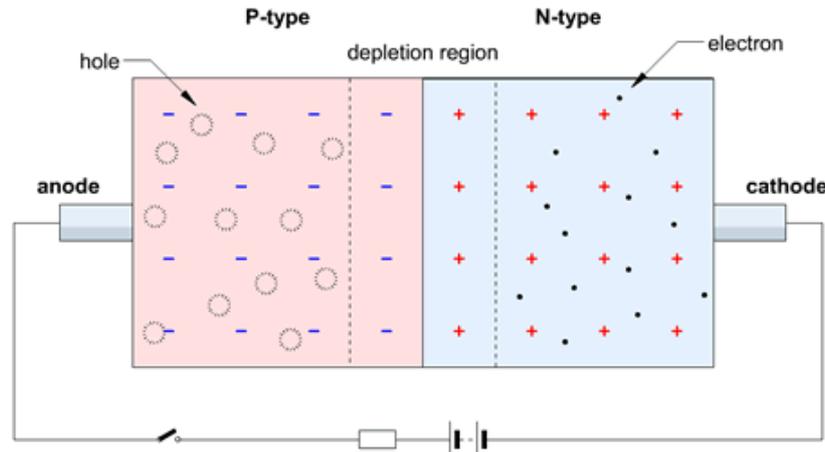


Figura 2: Unión p-n. (Areatecnologica)

Hay que tener en consideración que para crear este efecto conocido como electrón-hueco se requiere cierta energía externa, que se suele denominar "ancho de banda prohibida" y cuyo valor es de 1,5 electronvoltios.

Con la evolución e innovación que ha sufrido este tipo de tecnología a lo largo de los años se tienen capas de la región n más fina que la p, aumentando el rendimiento de las celdas debido a que al incidir la luz solar sobre la celda se excitan mayor cantidad de electrón-hueco favoreciendo la generación de electricidad.

### 2.1.2 Conceptos de irradiación e irradiancia solar

El principio básico de funcionamiento, como bien se ha explicado en el anterior apartado, es la radiación solar incidente que proviene del sol, esta radiación es la transferencia de energía por ondas electromagnéticas. Estas ondas no se consiguen concentrar en una sola frecuencia, sino que se distribuyen en un espectro de luz visible amplio y no uniforme. Debido a esto los paneles fotovoltaicos no son capaces de captar toda la energía que proviene del sol, es decir, que no tienen una total eficiencia en la captación de este haz de luz.

Es importante conocer cuáles son los condicionantes para conseguir la máxima eficiencia de captación. Estos son principalmente la intensidad de la radiación recibida por el sol y la trayectoria de los rayos que inciden sobre un objeto, en este caso un panel fotovoltaico.

Dentro del concepto de la radiación solar encontramos dos principales conceptos que van a tener una directa relación sobre el rendimiento de los paneles, estos son la irradiación y la irradiancia solar.

- **Irradiación solar (G):** La irradiación solar es la magnitud que mide la energía de la radiación solar sobre una superficie y tiempo específicos. Se mide en Wh/m<sup>2</sup>

- **Irradiancia solar (E):** La irradiancia solar es la magnitud que mide la potencia incidente por unidad de superficie. Se mide en W/m<sup>2</sup>

Ambos conceptos dependen principalmente de la situación climatológica del lugar, es por esto que se puede encontrar en un mismo día con variaciones notables de irradiancia durante las horas del día como se muestra en la figura 3.

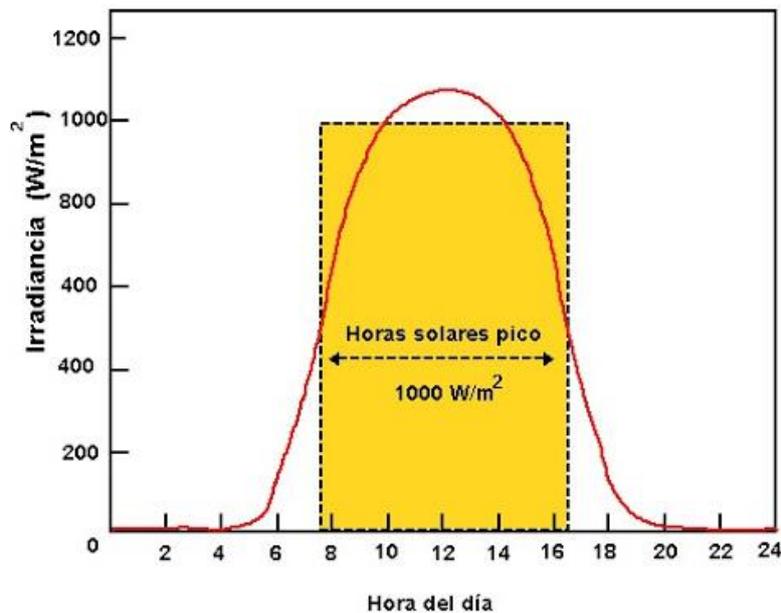


Figura 3: Irradiancia solar en función de la hora del día. (Aulafacil)

Como se muestra en la figura 3, la incidencia de los rayos solares sobre los paneles fotovoltaicos es variante, llegando a su punto de máximo de captación en las conocidas como Horas Solares Pico (HSP), concepto que se define a continuación.

Debido a esto es de vital importancia realizar una correcta selección del emplazamiento donde van a ser instalados los paneles, teniendo en cuenta las zonas climáticas en la que se encuentran para conocer el grado de incidencia solar sobre el objeto, en este caso, los paneles fotovoltaicos.

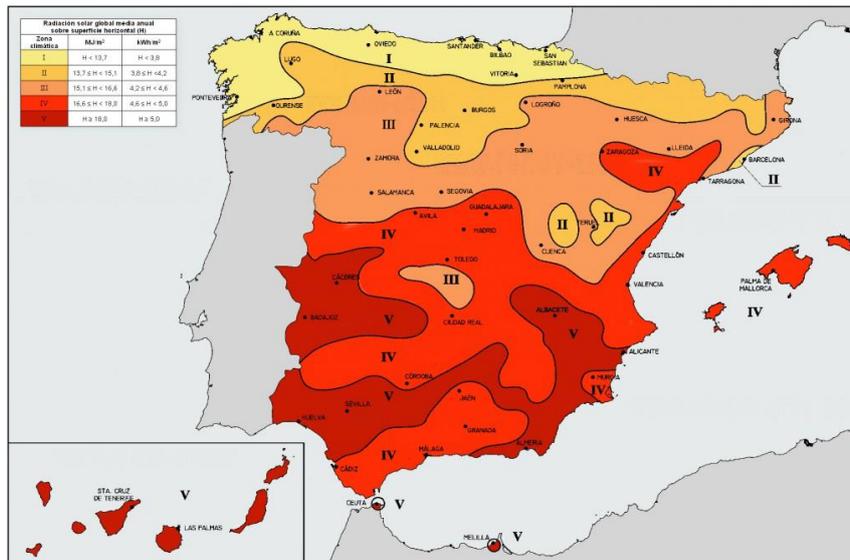


Figura 4: Radiación Solar en el territorio español dividido por zonas climáticas. (Solar-energía)

**Tabla 4.4. Radiación solar global media diaria anual**

Zona climática	MJ/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>
I	H < 13,7	H < 3,8
II	13,7 ≤ H < 15,1	3,8 ≤ H < 4,2
III	15,1 ≤ H < 16,6	4,2 ≤ H < 4,6
IV	16,6 ≤ H < 18,0	4,6 ≤ H < 5,0
V	H ≥ 18,0	H ≥ 5,0

Figura 5: Zonas climáticas del territorio español. (Solar-energía)

### 2.1.3 Concepto de Hora Solar Pico (HSP)

Las Horas Solares Pico son uno de los principales datos que se deben conocer sobre la superficie a proyectar para realizar los cálculos fotovoltaicos. Estas se definen como la cantidad de energía que se recibe por metro cuadrado en la superficie. Con tal de facilitar este cálculo se establece convenientemente que la irradiación que llega del sol a la tierra es de  $1000 \text{ W/m}^2$  (véase figura 3), teniendo en cuenta las pérdidas que se pueden suceder por medio de la reflexión, absorción y dispersión que provoca la atmósfera a los rayos incidentes y que de alguna manera limita la irradiancia que llega al suelo terrestre.

En el caso de tener una zona climática favorable en la que se pudiera alcanzar 5 HSP transmitiendo según convenio a  $1000 \text{ W/m}^2$ , equivaldría a recibir un total de  $5000 \text{ Wh/m}^2$  en la superficie del objeto.

Para calcular el valor de las horas solares pico de la zona de estudio existen varias aplicaciones web y software dedicado para dicha tarea los cuales toman en consideración todos los aspectos anteriormente mencionados.

Estos basan su cálculo en dividir el valor de la irradiación entre el valor de la potencia con la que incide sobre el panel, es decir, dividir ese valor entre  $1000 \text{ W/m}^2$  para obtener finalmente las HSP.

### 2.1.4 Conceptos sobre la posición solar

Otro concepto importante es la disposición que deben de tener los paneles fotovoltaicos, también conocido como **geometría solar**. Para esto se tienen que tener en cuenta cuatro aspectos fundamentales:

- Los cambios de estación.
- La posición del sol a cada hora.
- La posición del sol al incidir sobre el objeto.
- El ángulo de incidencia de la luz solar.

La posición del sol se define mediante dos ángulos, los cuales toman mucha relevancia a la hora de fijarlos para la proyección del estudio:

- **Ángulo azimut ( $\alpha$ ):** Ángulo entre la normal y el sur geográfico que define la orientación del panel.

Este ángulo típicamente se establece dependiendo del hemisferio en el que se encuentre la instalación, orientándose hacia el Sur en el hemisferio Norte y orientándose en el Norte para el hemisferio Sur.

Esto no solo depende del hemisferio en el que se encuentre la instalación, ya que hay muchos otros factores particulares que se encuentran en la propia instalación que pueden afectar a este ángulo haciéndolo variar en función de la necesidad específica de donde se vayan a instalar los receptores solares, estas variaciones pueden ser tales como sombras, edificios u objetos que puedan obstaculizar la incidencia solar sobre la superficie específica.

- **Ángulo de altitud o elevación ( $\theta$ ):** Es el ángulo que define la inclinación entre la superficie terrestre con la horizontal, es por esto que también se le define con el nombre de ángulo de inclinación.

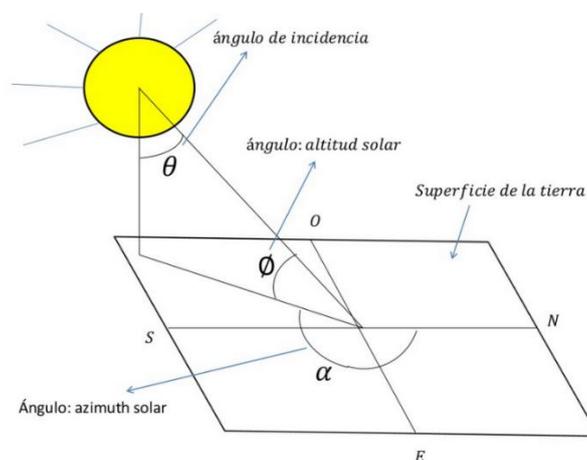


Figura 6: Geometría solar. (Slideshare)

Este ángulo de inclinación se ve afectado principalmente por la estacionalidad. Es importante conocer el uso que se le va a proporcionar a la instalación ya que dependiendo de si esta va a ser utilizada durante el invierno, verano, primavera u otoño se tendrá que tomar en consideración la inclinación más óptima para determinada estación del año y priorizar la inclinación en función del uso.

Este ángulo también se ve influido con el ciclo diario de este debido a que la rotación solar no es completamente circular sino elíptica, provocando de esta forma variaciones importantes como se aprecia en la figura 7.

El método más efectivo y extendido para paliar con esto es el de incorporar dispositivos de seguimiento para ambos ejes consiguiendo así mantener ambos ángulos en los grados más óptimos para cada momento del día.

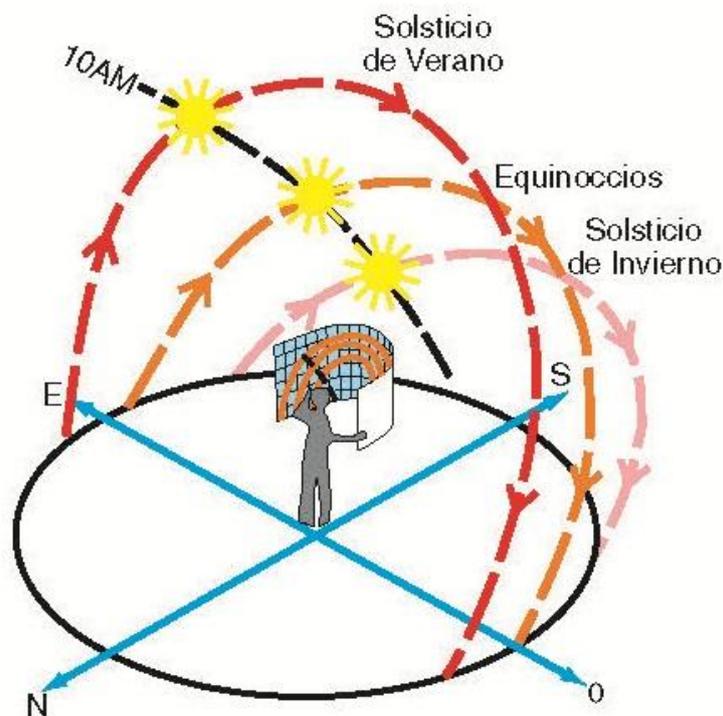


Figura 7: Trayectoria solar anual y diaria. (Slideshare)

El ángulo de incidencia no define la posición del sol de por sí, este se considera más bien como una medida de la cantidad de radiación incidente sobre la superficie y está directamente relacionado con la altitud solar siguiendo la expresión:

$$\theta = 90^\circ - \phi$$

Estos dos ángulos son los que relacionan directamente la orientación de la luz solar con la incidencia de estos sobre una superficie, es por esto que los paneles solares por norma general deben instalarse de forma que no sobrepasen los 20 grados de cada lado perpendicular al sol para maximizar su rendimiento.

## 2.2 Características de los módulos fotovoltaicos

Una vez definidas las generalidades sobre cómo puede llegar a afectar la geometría solar en un panel fotovoltaico, se procede a explicar cuáles son los mecanismos y tecnologías que intervienen en estos para la obtención de la energía solar.

### 2.2.1 Curvas características

Todo panel fotovoltaico tiene dos curvas características, conocidas como curvas de intensidad voltaje (I-V) y la curva de potencia-voltaje (P-V).

La curva I-V representa los valores de tensión y corriente medidos de forma experimental sobre un panel fotovoltaico a condiciones constantes de insolación y temperatura, también conocidas como condiciones estándar de medida (STC) siguiendo un convenio internacional de irradiancia solar de 1000 W/m<sup>2</sup> y de temperatura de la célula de 25° C.

Esta curva expresa cómo de eficiente es la célula solar para convertir fotones de luz solar en energía solar por medio del efecto fotovoltaico.

Las condiciones para optimizar dicha curva son las comentadas anteriormente y siguen las siguientes reglas:

- La generación de corriente efectiva para la transformación energética solar-eléctrica depende de la irradiancia solar que incide en la superficie de la célula, por tanto, cuanto mayor sea esta también sufrirá un aumento la intensidad de corriente.
- La curva variará en cada lugar y momento del día solar debido entre otros factores a la temperatura, por lo que la curva I-V es dinámica y particular para cada zona horaria y módulo fotovoltaico.
- Debido a la condición anterior la curva se representa en las horas de alto promedio (HSP).
- Se desprecian las condiciones extraordinarias tales como sombras o desviación de los rayos solares debidas a objetos externos al panel, asumiéndolas como nulas para el cálculo de esta curva.

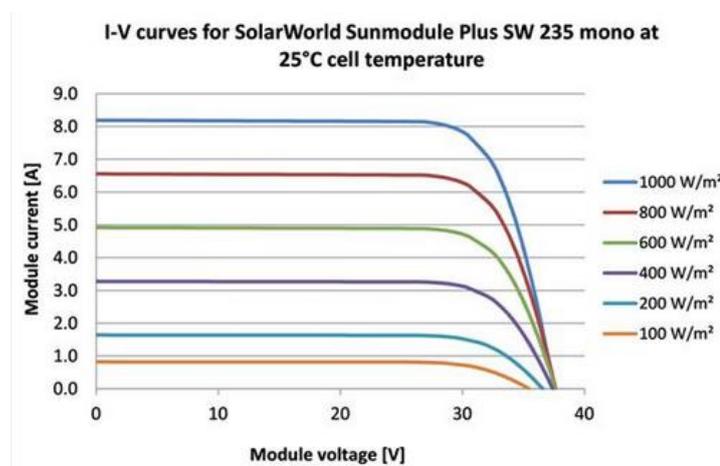


Figura 8: Ejemplo de Curva I-V que muestra la dinámica de la curva en función de la irradiancia y temperatura para el caso particular de un panel SolarWorld. (Solarworld)

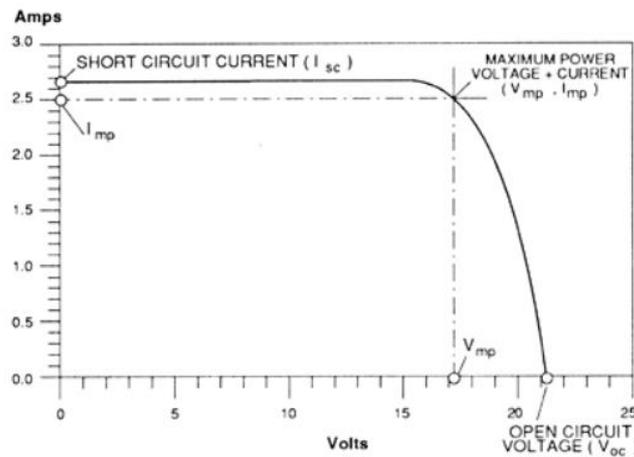


Figura 9: Curva I-V. (Solarworld)

En la figura 9 se muestra un ejemplo de curva I-V para condiciones estándar de medida (STC), representando la corriente (I) en el eje de coordenadas vertical y la tensión (V) en el eje de abscisas horizontal.

Los valores característicos de esta curva son los siguientes:

- **Voc (Open circuit voltage):** Conocida también como tensión en circuito abierto o tensión de vacío, indica el momento de máxima tensión.
- **Vmp (Maximum power voltage):** Es el punto de intersección con la máxima intensidad de corriente, también se le conoce como tensión en el punto de su máxima potencia y cuyo valor siempre será menor que Voc.
- **Imp (Maximum power current):** Es la intensidad de máxima potencia, punto de intersección con el Vmp, su valor tiene que ser inferior al I<sub>sc</sub>.
- **Isc (Intensity short circuit):** Esta es la intensidad de cortocircuito y es el punto en donde la célula produce la corriente máxima porque no hay resistencia eléctrica dentro del circuito.
- **PMP o MPP (Maximum power point):** Donde se produce la intersección entre el I<sub>mp</sub> y el V<sub>mp</sub>. Estas al multiplicarse entre ellas se obtiene el punto de potencia máxima de salida del sistema fotovoltaico.

Por tanto, a partir de esta curva se obtiene la curva P-V, mostrada en la figura 10 como rayas discontinuas azules y teniendo su punto de máxima potencia en la intersección entre la I<sub>mp</sub> y la V<sub>mp</sub>. Esta curva fluctúa con las variaciones externas que presenta la curva I-V, como bien se ha comentado anteriormente y es por esto que se emplean métodos para situar el panel solar en el punto de máxima potencia variando sus condiciones de carga como se explica a continuación.

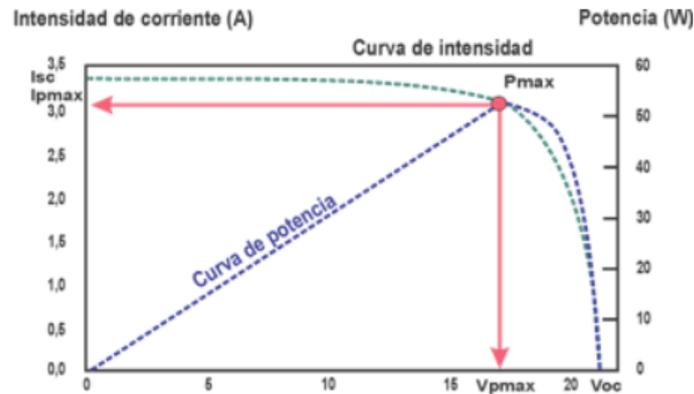


Figura 10: Curva P-V. (Solarworld)

### 2.2.2 Seguidor del punto de máxima potencia (MPPT)

Como se ha venido comentando en el anterior apartado, la curva característica que presentan los paneles solares es variante en función de la radiación solar y la temperatura, los dispositivos de seguimiento del punto de máxima potencia son los encargados de lidiar con este problema analizando y variando la curva del panel para que entregue de forma más prolongada posible la potencia máxima.

Con tal de conseguir esto se modifica la carga de alimentación del panel por medio del teorema del punto de máxima potencia, de ahí que la denominación a este tipo de seguidores sea MPPT (Maximum Power Point Tracking).

El método empleado para modificar la carga del panel es el convertidor Cc-Cc siguiendo el siguiente esquema:

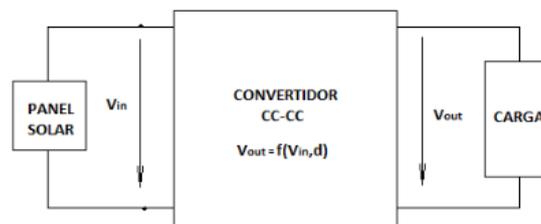


Figura 11: Convertidor Cc-Cc. (Autosolar)

Estos convertidores de potencia basan su funcionamiento en variar su ciclo de trabajo en función de las tensiones de entrada y salida por ciclo, variando sus impedancias y por tanto modificando la relación de impedancias, lo que implica una variación en la carga de forma que así se consigue control sobre la potencia del circuito.

Dentro de este tipo de convertidor encontramos varias formas de hacerlo trabajar para conseguir el objetivo de controlar la curva I-V, lo que se conoce como algoritmos:

**-Carga fija:** Este método consiste en obligar al panel a trabajar a unas condiciones predeterminadas y fijas. Con esto se consigue que el módulo esté siempre situado en las cercanías del punto de máxima potencia.

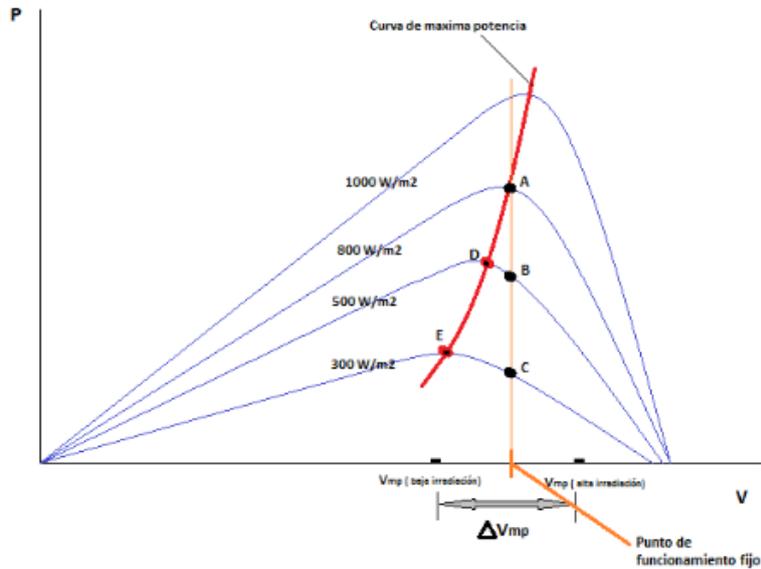


Figura 12: Algoritmo de carga fija. (Autosolar)

Como se observa en la imagen 12, al fijar el punto de funcionamiento del panel solo se obtiene el punto de máxima potencia cuando tenemos unas condiciones en las que la irradiancia es de 800 W/m<sup>2</sup>. Si el panel se situara en otros puntos que no fueran estos ya se entraría en zonas de menor potencia perdiendo efectividad.

A pesar de ser un algoritmo con el que no se consiguen grandes rendimientos, este es el más empleado en instalaciones de bajas potencias.

**-Perturbación-observación:** Este algoritmo consiste en iterar las mediciones de la corriente y el voltaje en un instante inicial para luego modificar el voltaje de funcionamiento. Este ligero cambio es el que se emplea para comparar la potencia inicial con la potencia final, funcionando de tal forma que si la variación de potencia final es mayor que la variación de potencia inicial comienza a variar el punto de funcionamiento en una dirección y si es a la inversa lo hace en sentido contrario.

**-Hill Climbing:** Este algoritmo es similar al anterior solo que su funcionamiento se basa en variar el ciclo de trabajo, no el voltaje.

Es un algoritmo que presenta una mayor simplicidad a la hora de su implementación, pero responde de forma más ineficaz y lenta a las condiciones exteriores.

**-Conductancia incremental:** Consiste en calcular la pendiente de la curva P-V de tal forma que la MPP se encuentra cuando la pendiente es nula, aumentando o disminuyendo la tensión en función del resultado y manteniéndola constante una vez esté estabilizada.

### 2.2.3 Dispositivos de protección

Durante la vida útil de un panel solar se va a encontrar con agentes externos y elementos internos que en algún momento pueden fallar y entorpecer el rendimiento de este, es por esto que para que un panel tenga una buena vida útil y sus componentes se conserven de forma correcta pese a las adversidades, es necesario emplear dispositivos de protección. Estos elementos son los conocidos como diodos de protección y dentro de los componentes del panel encontramos dos tipos de estos.

- **Diodos de paso (Bypass):** Estos diodos son los encargados de mitigar los efectos de las sombras que se pueden producir a causa de elementos externos tales como aves, sombras de edificios, pájaros, piedras u hojas.

Su funcionamiento consiste en que cuando suceden estos efectos de sombras en parte o la totalidad de un panel estos diodos abren el circuito en esa parte del panel sin anular la intensidad de todas las celdas, en caso de que el panel esté parcialmente sombreado o estropeado. El objetivo final de este diodo es que si existe algún problema en parte del panel este no quede totalmente anulado e inservible, dejando la parte del panel que sí se encuentra en óptimas condiciones siga funcionando.

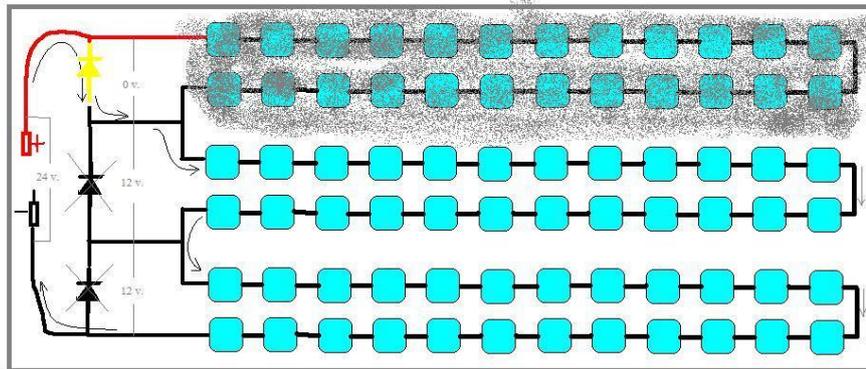


Figura 13: Funcionamiento diodos de paso. (yubasolar)

En la figura 13 se muestra un ejemplo de cómo actúan los diodos de paso. Como se puede observar los diodos suelen ir agrupados por líneas de celdas en serie.

La mancha negra simula el efecto de una posible sombra que está afectando a dos series de células del panel (dibujadas como cuadros azules). El diodo de paso que regula esta línea de células abre el circuito evitando así que pase por esta rama la corriente y desviándola hacia la siguiente rama del circuito del panel consiguiendo que no se anule la corriente en las sucesivas ramas del panel y evitando también que la producción de los siguientes paneles en serie tampoco se vea anulada.

Cabe destacar la relevancia que tiene el tamaño del objeto que infiere en el panel ya que, a más volumen de este, más células quedarán sombreadas y por tanto se verán afectadas un mayor número de ramas de los paneles que componen la instalación completa. Debido al sombreado que se puede producir en los paneles también se encuentra otro problema importante, el sobrecalentamiento.

Las células que componen los paneles están preparadas y diseñadas para ser productoras de energía, cuando estas no reciben radiación cambian su funcionamiento a resistencias consumidoras de energía generando calor. Este fenómeno se da porque al impedir el diodo que pase la corriente en esa dirección hace que esta sea derivada a la resistencia interna que ofrece la célula en la rama.

El diodo de paso se encarga de mitigar este problema, pero hay ocasiones en las que se encuentran sombras parciales de formas peculiares que pueden causar que el diodo no se active en la rama que debe, causando así este fenómeno de sobrecalentamiento. Debido a lo explicado anteriormente se entiende que la limpieza y el cuidado a la hora de colocar los paneles para evitar

las posibles sombras que pueden incidir en este juegan un papel fundamental a la hora de conseguir la máxima producción posible de energía eléctrica, así como conseguir la máxima vida útil posible para el panel.

- **Diodos de bloqueo:** Los diodos de bloqueo son necesarios para las instalaciones que requieren varios paneles conformados en paralelo con varias ramas, la función de estos es evitar lo que se conoce como flujo de corriente invertida. La inversión de corriente se produce cuando uno o varios paneles se encuentran ensombrecidos, lo que provoca una baja de tensión en dichos paneles.

Estos diodos de bloqueo son los encargados de que este fenómeno no se produzca, ya que pasaría como en el apartado anterior que los paneles que no están generando energía debido a sombras pasen a ser consumidores de energía provocando posibles averías.

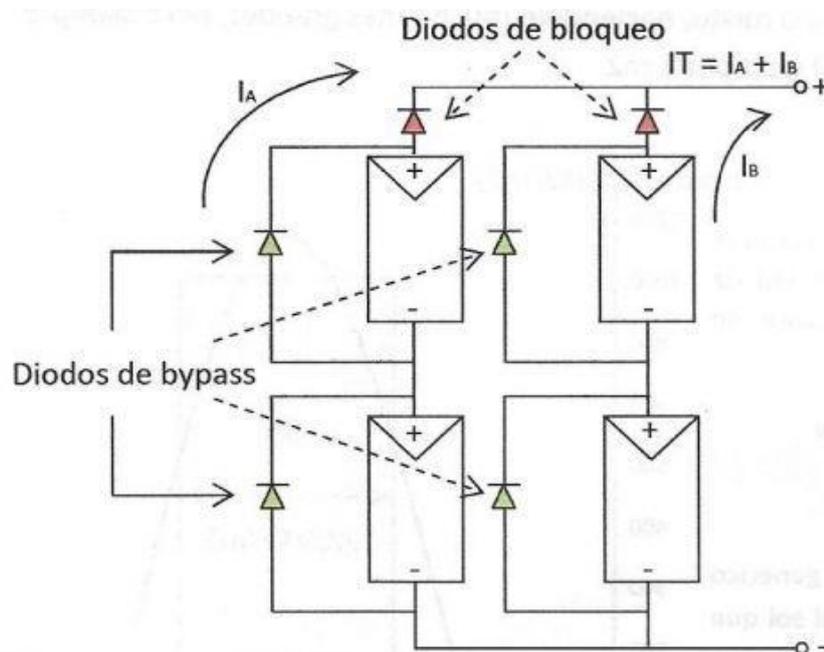


Figura 14: Esquema de posición de los diodos de bloqueo y diodos de bypass (yubasolar)

Como se observa en la imagen 14 los diodos de bloqueo se conectan a la salida de cada rama en serie de paneles, agrupando las ramas en serie para conseguir una conexión en paralelo. Este sistema ayuda a proteger la instalación de calentamientos a su vez que evita que en instalaciones que presentan baterías de carga no se descarguen en los paneles ensombrecidos.

## 2.3 Tipos de instalaciones fotovoltaicas

Existen varios tipos y usos que se le pueden dar a un sistema solar fotovoltaico pero los más extendidos, en cuanto al uso se refiere, son dos: las instalaciones aisladas y las instalaciones con conexión a red.

### 2.3.1 Instalaciones aisladas

Este tipo de instalación se encuentra en zonas donde el suministro eléctrico no está garantizado, ya sean viviendas, naves o cualquier otro tipo de instalación que requiera energía eléctrica y no pueda acceder a ella debido a que no existe una infraestructura proporcionada por la red eléctrica ya sea por la lejanía de la zona o cualquier otro motivo.

Este tipo de instalación engloba a todo tipo de aplicaciones que se requiera un suministro eléctrico sin necesidad de contar con un contrato eléctrico, tales como carteles publicitarios, señalización de carreteras, alumbrado público o estaciones meteorológicas de poco tamaño entre otra larga lista de aplicaciones.



Figura 15: Esquema de una instalación FV aislada típica. (GlobalElectricity)

En la figura 15 se muestra un ejemplo típico de instalación fotovoltaica aislada con los diferentes elementos que intervienen en esta, los cuales se entrará más en detalle en futuros apartados. Dentro de los elementos que se pueden encontrar en este tipo de instalaciones encontramos algunos que son los más destacables e importantes, se trata del uso de baterías y otros posibles elementos como generadores externos de combustible fósil con el objetivo de garantizar cierta autonomía.

Estos elementos son de suma importancia en las instalaciones aisladas de la red porque si no podemos almacenar la energía de alguna forma en el caso de darse épocas del año de baja radiación solar y pocas horas de sol no tendríamos un suministro energético asegurado, siendo este el principal inconveniente o limitación de este tipo de sistemas.

### 2.3.2 Instalaciones con conexión a red

Las instalaciones con conexión a red son aquellas donde el suministro eléctrico sí está garantizado por la compañía eléctrica. Existen dos subtipos dentro de estas, que son las destinadas al autoconsumo de viviendas o naves y las instalaciones destinadas a la producción y venta de energía.

#### 2.3.2.1 Instalaciones para autoconsumo

Las instalaciones para autoconsumo con conexión a red son las típicamente empleadas por empresas o viviendas para reducir el consumo eléctrico y así conseguir una disminución en la factura eléctrica mensual y anual. Se trata de combinar cierto aporte energético que pueden proporcionar los paneles fotovoltaicos para autoabastecer ciertos consumos junto con la conexión a la red, para garantizar así el suministro continuo de energía eléctrica.

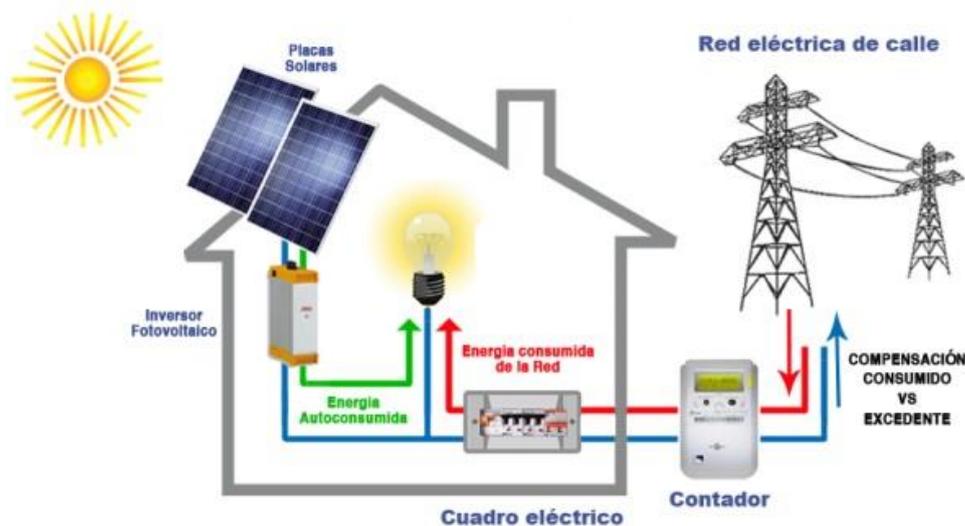


Figura 16: Ilustración de una instalación FV de autoconsumo con conexión a red. (GranadaSolar)

De la figura 16 se muestra cómo trabajan estas dos fuentes de energías juntas para el abastecimiento eléctrico. Se observa que los elementos referentes al almacenamiento eléctrico como las baterías desaparecen. Estas siguen pudiéndose instalar, pero el objetivo principal de estas instalaciones es de reducir la energía consumida y no el de abastecer totalmente la planta o vivienda de energía ya que se cuenta con el apoyo de la red eléctrica que va a asegurar el suministro constante sin interrupciones.

Esta modalidad es la que atañe al presente proyecto y se entrará más en detalle de sus características y elementos en futuros apartados.

### 2.3.2.2 Instalaciones para producción y venta de energía

Este tipo de instalaciones son las que emplean la tecnología fotovoltaica como generación eléctrica para la venta de esta como negocio. Se trata de sistemas de generación que vierten la energía a la red para que otros consumidores sean quienes la utilicen como abastecimiento, es decir, no se trata de una instalación para abastecimiento propio sino para el de los demás consumidores.

A estas instalaciones de producción eléctrica a gran escala se les denominan centrales solares fotovoltaicas. Este tipo de centrales se han extendido en los últimos años por los propietarios de campos extensos en zonas rurales llegando al punto de eliminar sus cultivos o plantaciones para introducirse en esta modalidad de generación eléctrica.

También es típico encontrarse con infraestructuras compartidas entre varios terratenientes como si fuese una cooperativa empresarial con tal de reducir los costes que implicaría el crear y mantener una instalación de estas magnitudes para un solo propietario.

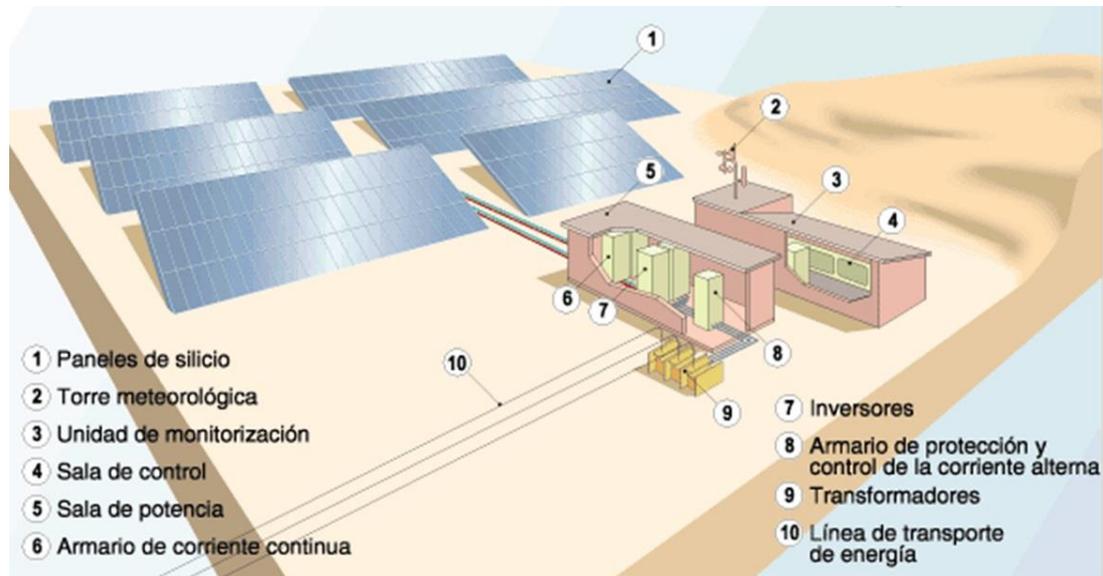


Figura 17: Ilustración de una instalación FV de producción eléctrica. (GranadaSolar)

Dentro de esta modalidad no solo encontramos grandes centrales generadoras situadas en terrenos amplios y normalmente alejadas del medio urbano, sino que también las podemos encontrar, en una escala obviamente más reducida en cuanto a potencia y dimensiones, dentro del medio urbano.

Estas centrales de generación energética de dimensiones más modestas se pueden encontrar también sobre cubiertas de grandes naves que usan parte de su sistema para abastecerse y parte para verterlo a red.

### 3 – Análisis normativo y normativas aplicadas

---

Durante los últimos años España ha visto como la evolución hacia una transición energética por medio de la energía solar fotovoltaica se ha visto frenada debido a las normativas que se impusieron desde la primavera de 2012 con el Real Decreto-Ley 900/2015 en el que se conoció por primera vez el conocido como impuesto al sol.

Este real decreto consiguió entorpecer el desarrollo de las instalaciones de autoconsumo por medio de impuestos y enrevesadas condiciones técnicas y legales que hacían de este tipo de instalaciones inviables para los pequeños y medianos consumidores que no podían beneficiarse de las ventajas que puede aportar las instalaciones de autoconsumo.

El cambio hacia un nuevo rumbo comenzó el 5 de octubre de 2018 con la aprobación del Real Decreto-Ley 15/2018 que establecía medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores y continuó con la aprobación del Real Decreto 244/2019, aprobado el 5 de abril del pasado año en que se regulaban las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

La aprobación de este último Real Decreto trajo consigo una ambiciosa nueva era para las instalaciones de autoconsumo que al fin han sido dotadas de una legislación benevolente para su implementación.

El resumen de los aspectos más relevantes en torno a este nuevo RD es:

- Aparición de tres modalidades de autoconsumo: sin excedentes, con excedentes acogidos a compensación y con excedentes no acogidos a compensación.
- La potencia instalada de las instalaciones FV será la potencia máxima del inversor.
- Se simplifican los trámites para las instalaciones sin o con excedentes que presentan una potencia de hasta 15 kilovatios (kW) al no necesitar permisos de acceso ni conexión.
- Para las instalaciones de hasta 100 kW conectadas a baja tensión, el contrato de acceso se podrá realizar de oficio por la empresa distribuidora.
- Reglamentación del autoconsumo colectivo.
- Se permite que el propietario y el consumidor de la instalación no sean la misma persona.
- Inscripción automática en el Registro de autoconsumo en algunos casos.

Con este Real Decreto se establecen los equipos de medida necesarios a instalar, tales como:

- Solo un equipo de medida en el punto frontera como generalidad.
- Para los autoconsumos colectivos o con excedentes no acogidos a compensación con varios contratos de suministro serán necesarios dos, uno para consumo y otro para la generación.

También se establecen varias posibilidades en cuanto al régimen económico para los autoconsumos:

- Los autoconsumos con excedentes no acogidos a compensación deben vender los excedentes al mercado eléctrico.
- Los autoconsumos con excedentes acogidos a compensación pueden vender energía al pool o compensar estos mensualmente mediante la compensación simplificada que valora la energía horaria excedida y nunca pudiendo ser el importe a compensar mayor que la valoración mensual de la energía horaria consumida.

A continuación, se entra más en detalle sobre los puntos antes mencionados.

### 3.1 Tipos de autoconsumo

- **Autoconsumo sin excedentes:** Son aquellas instalaciones que no pueden verter los excedentes a red, deben instalar un sistema de anti vertido y el consumidor tiene que ser el titular de la instalación.
- **Autoconsumo con excedentes vertidos a red:** Pueden verter los excedentes a red en función del tratamiento que se les proporcione. El consumidor y el productor no necesariamente deben ser la misma persona.
  - **Autoconsumo con excedentes acogida a compensación:** Esta opción solo es posible acogerse a ella siempre que la potencia instalada para la producción sea menor de 100kW, no haya un régimen retribuido adicional, se acoja al contrato de compensación excedentes de autoconsumo y tener un contrato conjunto cuando sea necesario realizarlo para los servicios auxiliares de producción.
  - **Autoconsumo con excedentes no acogida a compensación:** Cuando se acogen a esta modalidad ya sea por decisión personal o por no cumplir con los criterios anteriores se recibirá una compensación económica, como se ha comentado en el anterior apartado.

Las instalaciones de autoconsumo a su vez se pueden clasificar en dos categorías:

- **Autoconsumo individual:** Un único consumidor está asociado a una instalación.
- **Autoconsumo colectivo:** En el caso de que haya varios consumidores que estén asociados a una misma instalación estos deben permanecer en la misma modalidad de autoconsumo, comunicándolo así a la empresa distribuidora, firmando un contrato conjunto que recoja los criterios de reparto.

### 3.2 Servicios auxiliares de producción

Los S.A.P o servicios auxiliares de producción no serán necesarios siempre y cuando la instalación cumpla con los siguientes requisitos:

- Las instalaciones de producción estén conectadas en el interior de la red del consumidor.
- El consumidor y los titulares de las instalaciones de producción sean la misma persona física o jurídica.
- La potencia de la instalación no supere los 100 kW
- La energía consumida de los servicios auxiliares de producción sea menor al 1% de la energía neta generada.

### 3.3 Procedimiento de conexión y acceso al autoconsumo

- **Autoconsumo con excedentes:** Las instalaciones con potencias menores a 15 kW solo necesitan permiso de conexión y acceso para las instalaciones destinadas a consumo. Las instalaciones con más de 15 kW de potencia instalada deben tener un permiso de acceso y conexión para la instalación de consumo y tantos otros para cada instalación de producción asociada a la de consumo.
- **Autoconsumo sin excedentes:** Solo se necesita un permiso para el acceso y conexión de su instalación.

### 3.4 Compensación simplificada de excedentes

Esta compensación se realizará en términos económicos de energía consumida, calculada como el déficit de consumo entre los excedentes que se producen en el mes.

El valor del precio de la energía dependerá de si la comercializadora estipula un contrato de suministro libre o de referencia, en cuyo caso se debe suscribir un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo que se deberá remitir a la empresa distribuidora.

### 3.5 Registro de autoconsumo

Este registro debe ser telemático, declarativo, público y de acceso gratuito, en el cual se encontrarán dos secciones, una para el autoconsumo con excedentes y otra para el autoconsumo sin excedentes.

Para los consumidores conectados a red de baja tensión tanto en consumo como en producción con potencias menores de 100 kW la inscripción para las comunidades autónomas será de oficio. Las comunidades autónomas serán las encargadas de comunicar a la Dirección General de Políticas y Minas las altas y bajas que se produzcan de forma mensual en su comunidad.

La entrada en vigor de este nuevo Real Decreto impone una serie de medidas interesantes para los pequeños y medianos consumidores, sobre todo para las instalaciones de autoconsumo que son las protagonistas en este caso de estudio.

La creación de este proyecto no solo se va a basar en este último Real Decreto que, aunque es el más interesante y el que ha promovido la creación de este, no es la única normativa a aplicar.

Este Real Decreto, a pesar de tener una gran importancia para la realización del proyecto, no es la única normativa a tener en cuenta.

A continuación, se muestra un listado de las normativas y reglamentos en las que se va a basar este proyecto:

- 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.
- 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 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los servicios de prevención.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- UNE- EN 61173 1998 Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos productores de energía.
- UNE- EN 61194 1997 Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos autónomos.
- UNE- EN 61215 2006 Módulos fotovoltaicos de silicio cristalino. Cualificación del diseño y aprobación del tipo.
- UNE- EN 61277 2000 Sistemas fotovoltaicos terrestres generadores de potencia.
- UNE- EN 61683 2001 Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia.
- Reglamento de Alta Tensión RD 223, 2008 de 15 de enero.
- Real Decreto Legislativo 2/2008, de 20 de junio, por el que se aprueba el texto refundido de la ley de suelo.
- Ley 4/2009, de 14 de mayo, de Protección Ambiental Integrada.
- Decreto 48/1998 de protección del medio ambiente frente al ruido.

## 4 – Requisitos de diseño

---

Para el presente trabajo se procede a realizar un análisis de la situación inicial, previa al diseño final de la instalación, con el fin de conocer las características que presenta el emplazamiento de forma que se tenga una idea general de su casuística y evitar un posible sobredimensionado o minimización de la instalación fotovoltaica.

### 4.1 Características del emplazamiento, situación inicial

El objeto de estudio de este trabajo se centra en la proyección de un sistema de aprovechamiento eléctrico por medio de paneles fotovoltaicos en una EDAR propiedad de la empresa FACSA. La EDAR se sitúa en la calle Concordia de Alcora, municipio de la Comunidad Valenciana, al sureste de la provincia de Castellón y cuyas referencias catastrales y coordenadas se muestran a continuación:

#### -Datos de la estación depuradora:

- Latitud: 40º 4' 1.1" N
- Longitud: 0º 12' 8" W
- Coordenada X: 738600.5
- Coordenada Y: 4438943
- Huso: 30 (Norte)
- Referencia catastral: 12005A01900062

#### -Datos parcela adyacente:

- Latitud: 40º 3' 59" N
- Longitud: 0º 12' 6.9" W
- Coordenada X: 738629.35
- Coordenada Y: 4438878.28
- Huso: 30 (Norte)
- Referencia catastral: 12005A01900065

En las siguientes figuras se muestran la localización de la EDAR así como la de la parcela adyacente. En los planos del presente proyecto se muestra la información detallada de la ubicación.



Figura 18: Vista de la localización de la depuradora. (Google Earth)



Figura 19: Vista satélite de la estación depuradora. (Google Earth)



Figura 20: Delimitación del espacio disponible para la instalación. (Creación propia en base a los datos del Google Earth)

En las figuras 19 y 20 se muestra una vista satélite de la instalación en la que se distinguen dos aguas.

En primer lugar, en la zona Este, se encuentra una parcela propiedad de la empresa que por el momento no tiene ningún uso ya que esta se adquirió hace un año para la implantación de un sistema solar fotovoltaico, se muestra en la figura 20 como el recuadro rojo rectangular más grande.

En segundo lugar, en la figura 20 se muestra un rectángulo rojo de menores dimensiones que hace referencia al techo del almacén donde se encuentran las herramientas y equipos que se emplean en la empresa.

Ambas zonas se encuentran con grados de inclinación con respecto al suelo nulos y al tratarse de una estación depuradora situada a las afueras del suelo urbanístico de la ciudad no se presentan obstáculos que puedan causar sombras sobre los paneles, salvo el propio almacén que puede generar zonas de sombra sobre el ala Sureste, como se explica a continuación en el apartado del estudio de las sombras.



Figura 21: Vista 3D de la estación depuradora. (Google Earth)

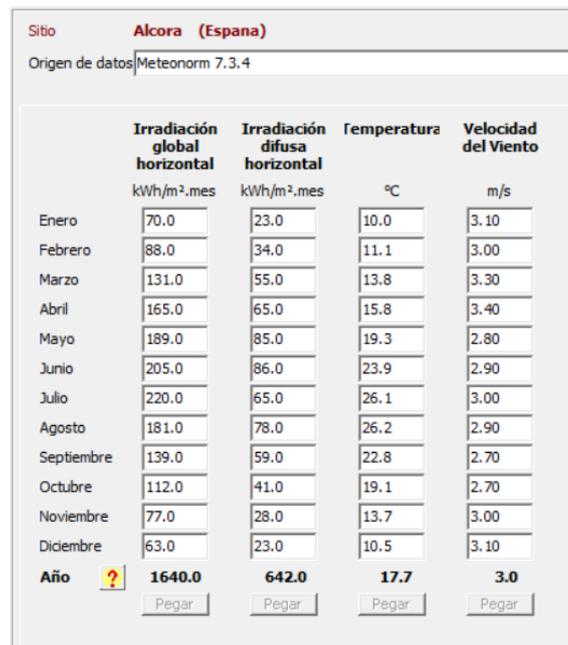
## 4.2 Datos meteorológicos

Para realizar el diseño del caso de estudio es importante conocer ciertos datos de utilidad sobre la zona climática en la que se encuentra la instalación.

Los datos meteorológicos más relevantes son:

- **Temperatura ambiente:** Son importantes de conocer las temperaturas que presenta la zona de proyección ya que estas influyen directamente sobre el rendimiento de las células.
- **Irradiación solar:** Otro aspecto relevante es la irradiación que presenta el lugar, tanto global como difusa, que arroja información relevante sobre el grado de insolación que muestra la zona.
- **Velocidad del viento:** La velocidad del viento es importante para conocer el grado de ventilación que van a tener los paneles y si estos van a sufrir calentamientos. También arroja información útil para la instalación de los anclajes al terreno, ya que si se encuentra en una zona con rachas de viento elevadas será necesario tener esto en cuenta para preservar la estabilidad de la estructura.

Para extraer estos datos de la zona de estudio se ha empleado la base de datos de Meteonorm junto con el programa Pvsyst que arroja información sobre estos datos meteorológicos.



	Irradiación global horizontal kWh/m <sup>2</sup> .mes	Irradiación difusa horizontal kWh/m <sup>2</sup> .mes	Temperatura °C	Velocidad del Viento m/s
Enero	70.0	23.0	10.0	3.10
Febrero	88.0	34.0	11.1	3.00
Marzo	131.0	55.0	13.8	3.30
Abril	165.0	65.0	15.8	3.40
Mayo	189.0	85.0	19.3	2.80
Junio	205.0	86.0	23.9	2.90
Julio	220.0	65.0	26.1	3.00
Agosto	181.0	78.0	26.2	2.90
Septiembre	139.0	59.0	22.8	2.70
Octubre	112.0	41.0	19.1	2.70
Noviembre	77.0	28.0	13.7	3.00
Diciembre	63.0	23.0	10.5	3.10
<b>Año</b>	<b>1640.0</b>	<b>642.0</b>	<b>17.7</b>	<b>3.0</b>

Figura 22: Datos meteorológicos de la estación depuradora. (Pvsyst)

### 4.3 Estudio de las sombras

Uno de los estudios más importantes a la hora de diseñar una instalación fotovoltaica es analizar las sombras que se pueden dar en la instalación. El objetivo de este estudio es comprender la trayectoria que sigue el sol sobre la instalación para delimitar el espacio en el que irán situados los paneles solares.

En este análisis se pretende recoger información sobre las sombras que puede causar el almacén situado al lado de la parcela Este de la planta, ya que esta al estar situada en una zona alejada de la ciudad y de otros edificios no va a tener ningún otro objeto que pueda arrojar sombra a los paneles de la parcela Este.

En cuanto a los posibles paneles a instalar sobre el techo del almacén no se va a hacer ningún tipo de estudio ya que es el edificio más elevado de la zona y no se van a producir sombras sobre este.

Para proceder con el análisis se va a emplear una calculadora de sombras que encuentra la sombra producida por un objeto vertical para un día específico y coordenadas geográficas siguiendo un algoritmo de posicionamiento solar para encontrar la altitud de este.

Este algoritmo utiliza la siguiente fórmula para calcular la longitud de la sombra:

$$L = h / \tan (\alpha)$$

Siendo:

- L: Longitud de la sombra
- H: Altura del objeto
- $\alpha$ : Ángulo entre el sol y el horizonte

Cabe destacar que este software web tiene en cuenta para calcular la distancia de la sombra la altura del objeto (en este caso el almacén) y las coordenadas del lugar, así como la fecha y hora en el momento del análisis.

Como bien se ha explicado en los apartados a cerca de la geometría solar, el posicionamiento del sol se ve influenciado por varios factores, es por esto que este análisis se va a basar en todos los factores antes mencionados sin tener en cuenta otros como las ligeras variaciones que se pueden producir debido a los movimientos de rotación y translación de la Tierra respecto al Sol en los solsticios de verano y/o invierno, ya que el algoritmo empleado tiene ciertas limitaciones que no permiten contemplar con exactitud estos fenómenos.

Siguiendo con el estudio a continuación se muestran tres casos en los que se calculan los valores de longitud de la sombra que puede producir el almacén sobre la parcela adyacente en función de la hora del día, teniendo en cuenta que este mide 4 metros de alto, y aproximadamente 15 metros de ancho y está ligeramente ladeado hacia el Noreste, concretamente 5° con respecto al Norte.

Las figuras y gráficos siguientes muestran la evolución de la sombra en tres días tipo para otoño, verano e invierno con el objetivo de conocer cuando se producirá el cambio de orientación de la sombra, así como su longitud para hacer una estimación del grado de impacto que se puede producir en la parcela adyacente y calcular la cantidad de horas de sombra que se tendrán y donde se proyectará, como se explica a continuación.

- **Caso 1:** Simulación de sombras para un 7 de agosto.

Hora	Longitud de la sombra (m)
6	39,78
7	18,9
8	11,76
9	8,17
10	6,02
11	4,63
12	3,74
13	3,3
14	3,31
15	3,78
16	4,69
17	6,11
18	8,32
19	12,02
20	19,47
21	42,05

Tabla 1: Evolución de la longitud de la sombra para un 7 de agosto. (Creación propia en base a los datos de Calculation Solar)

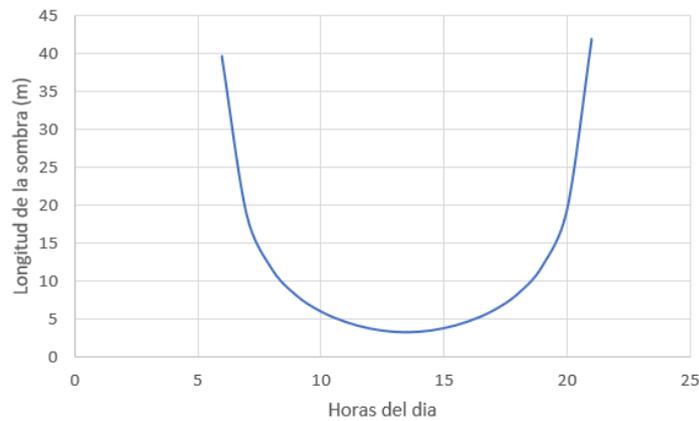


Figura 23: Evolución de la longitud de la sombra durante las horas de un día de agosto. (Creación propia en base a los datos de Calculation Solar)

- **Caso 2:** Simulación de sombras para un 7 de enero.

Hora	Longitud de la sombra (m)
6	55,78
7	38,62
8	30,87
9	26,82
10	24,78
11	23,98
12	24,33
13	25,89
14	27,18
15	28,36
16	30,54
17	34,8
18	37,3
19	45,26
20	58,63
21	77,8

Tabla 2: Evolución de la longitud de la sombra para un 7 de enero. (Creación propia en base a los datos de Calculation Solar)

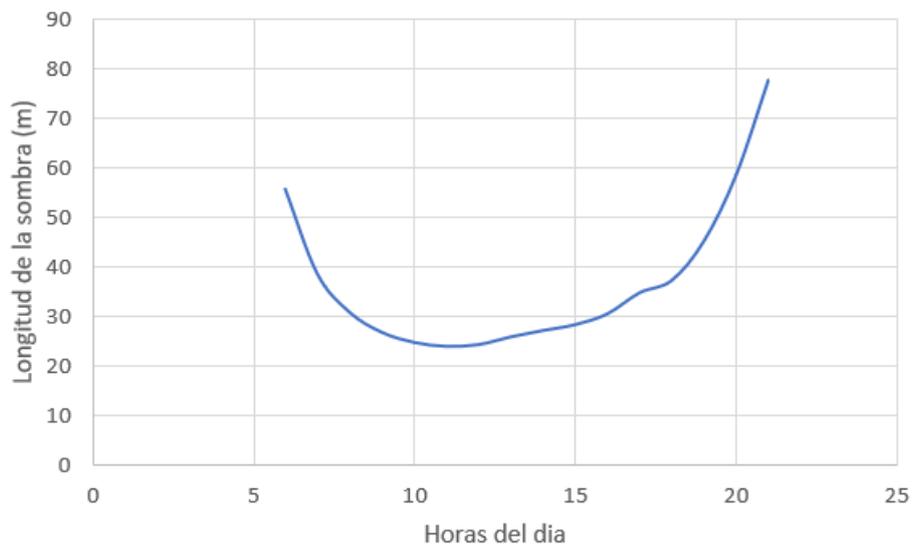


Figura 24: Evolución de la longitud de la sombra durante las horas de un día de enero. (Creación propia en base a los datos de Calculation Solar)

- **Caso 3:** Simulación de sombras para un 7 de diciembre.

Hora	Longitud de la sombra (m)
6	55,78
7	45,33
8	42,18
9	38,62
10	35,24
11	30,87
12	27,65
13	26,82
14	24,74
15	23,88
16	21,18
17	25,32
18	34,24
19	40,57
20	46,38
21	70,32

Tabla 3: Evolución de la longitud de la sombra para un 7 de diciembre. (Creación propia en base a los datos de Calculation Solar)

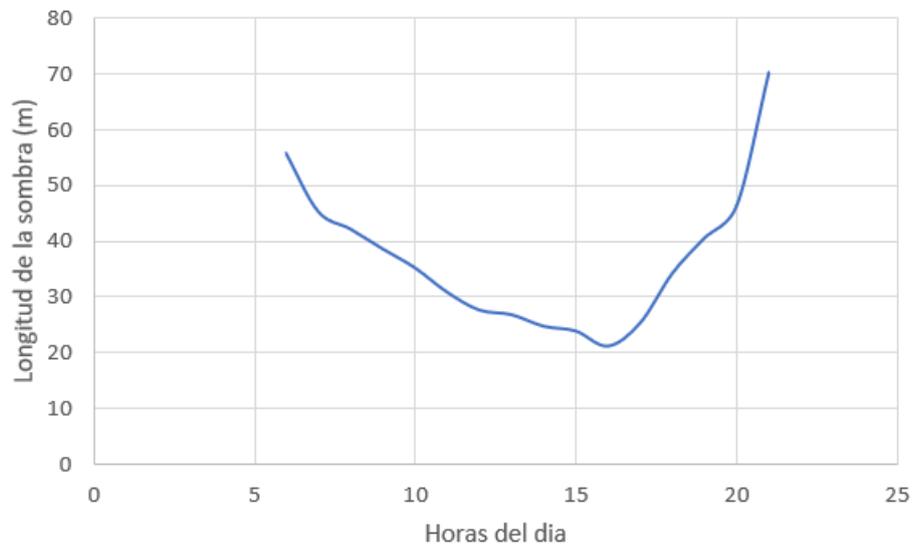


Figura 25: Evolución de la longitud de la sombra durante las horas de un día de diciembre. (Creación propia en base a los datos de Calculation Solar)

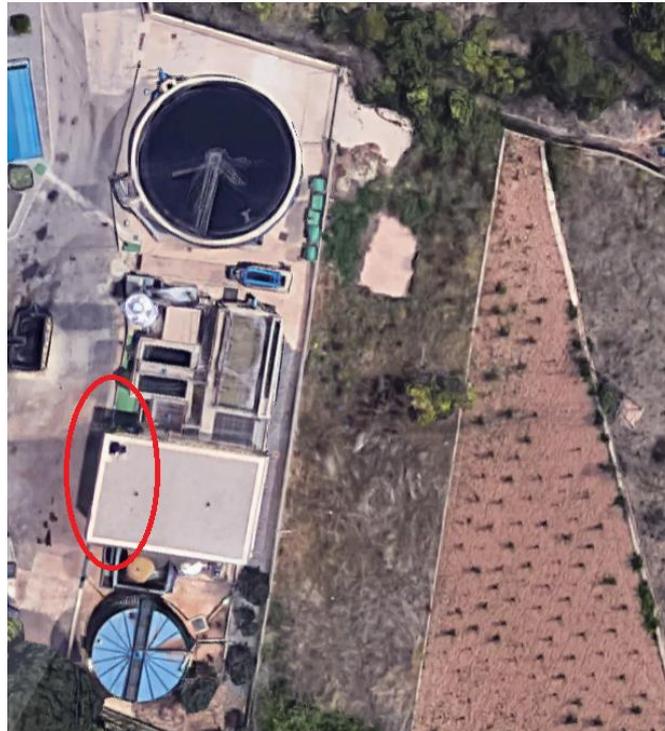
La longitud de las sombras en las últimas horas del día podrían no ser un reflejo realista de la situación de la parcela, ya que dependiendo del mes o del periodo estivo podrían variar, como se ha comentado anteriormente, pero con las figuras y gráficos anteriores se pretende mostrar sobre todo el cambio de dirección de la sombra y en que hora del día se produce.

De los datos que arrojan las gráficas de los 3 casos se pueden extraer algunas conclusiones referentes a la instalación del estudio.

En primer lugar, se encuentran en estas gráficas un patrón en forma de “U” que, aunque oscila el tamaño de sombra se puede observar de forma clara. Esto es debido a que la salida del sol se produce en el este y la puesta del sol cae en el oeste, aumentando la sombra en función del grado de inclinación del sol con el que incide sobre el objeto, produciéndose las sombras de mayor longitud en la puesta y salida del sol al tener mayor ángulo y encontrando las mínimas longitudes de sombra cuando el sol está incidiendo justo encima del objeto (almacén), al tener inclinaciones solares de menor ángulo.

La planta, como se ha comentado con anterioridad, tiene una orientación casi norte pese a tener cierto grado de inclinación hacia el noreste, esto produce que las sombras tengan un patrón bastante similar en todas las épocas del año, teniendo que durante las primeras horas del día la sombra sea arrojada en dirección al Noroeste de la planta. En este punto el rendimiento de los paneles solares no se vería afectado ya que la parcela adyacente se encuentra entre el Sureste y el Noreste de la planta, justo al lado opuesto donde se arroja la sombra en la mañana.

El problema radica en las horas correspondientes a las tardes, empezando aproximadamente a las 15 horas en los meses de invierno y verano y algo más tempranas en los meses de otoño, aproximadamente a las 12 horas, donde debido a la posición solar la sombra cambia de dirección e incide en la cara Sureste de la parcela, donde en este caso sí encontraríamos paneles solares que se verían afectados, como se muestra en las siguientes figuras.



*Figura 26: Sombra producida por el sol durante las primeras horas del día, incidencia sobre la cara Noreste de la planta. (Creación propia en base a los datos de Google Earth)*



*Figura 27: Sombra producida por el sol durante las tardes, incidencia sobre la cara Sur-Sureste de la parcela.  
(Creación propia en base a los datos de Google Earth)*

En la figura 27, en rojo, se muestra la zona delimitada de la parcela para la instalación de paneles solares propuesta por el cliente y el triángulo negro indica la zona que se vería afectada por las sombras producidas por el almacén durante las tardes, estimado por medio del ángulo de inclinación máximo solar proporcionado por el software y teniendo en cuenta que la parcela tiene 5° de inclinación sobre el Norte real (azimut).

Con todo esto se comprueba que las sombras se producirán en la zona del triángulo negro a partir de las 15 horas durante el invierno y el verano y en las épocas de otoño a partir de las 12 horas, estimando por medio del software que se tendrán más de 1800 horas de sombra en esa parte de la instalación y llegando a la conclusión de que instalar paneles en esa zona podría afectar negativamente al correcto funcionamiento del inversor y de los paneles.

Tras la información proporcionada anteriormente, se encuentra la necesidad de reducir parte del espacio de la parcela adyacente que en un principio se consideraba aprovechable, ya que esta zona no es óptima para la instalación de paneles fotovoltaicos.

El triángulo mostrado en la figura 27 muestra la zona de la parcela que se puede considerar como no aprovechable o descartable, la cual no se tomará en cuenta para el análisis de la cantidad de paneles totales a instalar y en color rojo la zona aprovechable para la instalación de paneles en la planta.

Por el tipo de configuración del generador fotovoltaico, el cual se explica en el apartado de análisis y propuesta de instalación del presente proyecto, se decide ampliar ligeramente la superficie no óptima para la instalación de paneles solares ya que, a pesar de reducir la superficie total utilizable de la parcela, no presentará una diferencia notable en cuanto a potencia instalada pero sí facilita el layout fotovoltaico y el conexionado de los módulos al inversor (ver plano 03), reduciendo también la posibilidad de tener hotspots o cualquier otro tipo de problemas derivados con las sombras incidentes en los módulos que podrían afectar a la vida útil tanto del inversor como de los propios módulos.

En la figura 28 se muestra la superficie descartada para la instalación de módulos fotovoltaicos.



Figura 28: Vista 3D de la zona descartada para la instalación de módulos FV. (Creación propia en base a los datos de Google Earth)

#### 4.4 Análisis de consumos

La EDAR de estudio se encuentra bajo una tarifa de tipo 3.1 A, dedicada a la depuración de aguas de la zona de Alcora (Castellón) con una potencia contratada de 200 kW. Dicha tarifa está acogida a tres periodos tarifarios: punta, llano y pico, los cuales tienen asignados sus respectivos precios de peajes de acceso a la energía, costes de energía y peajes de potencia.

En el caso particular de esta instalación, el promotor tiene un convenio con la empresa que garantiza el suministro de energía en el cual se establece que el coste de la energía en todos los periodos, tanto punta, llano como pico sea el mismo, de 0,10 euros/kWh.

Datos tarifarios			
Periodo	Punta (P1)	Llano (P2)	Valle (P3)
Potencia	200 kW	200 kW	200 kW
Coste de energía	0,10 €/kWh	0,10 €/kWh	0,10 €/kWh

Tabla 4: Datos tarifarios proporcionados por el cliente. (Creación propia)

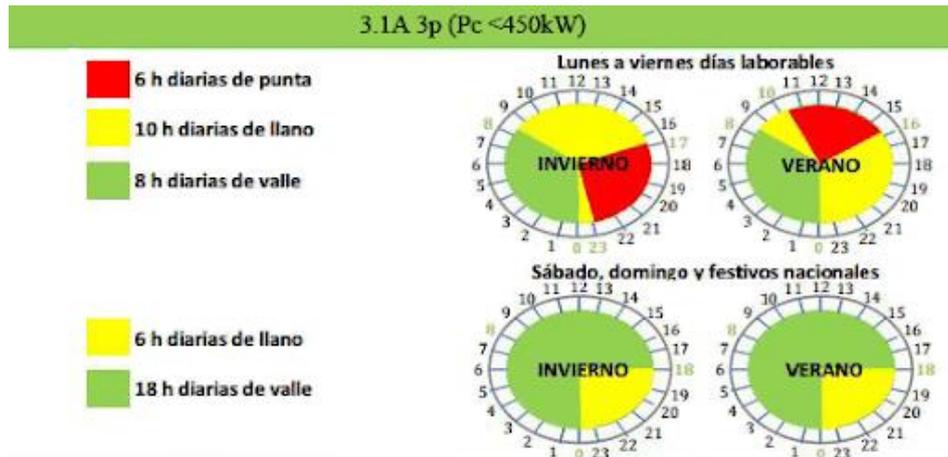


Figura 29: Distribución horaria por periodos para tarifa 3.1 A. (Facturaluz)

Siguiendo con el caso de estudio se muestra en la figura 30 una gráfica con los datos referentes a los consumos de energía del pasado año 2019 agrupados por periodos.

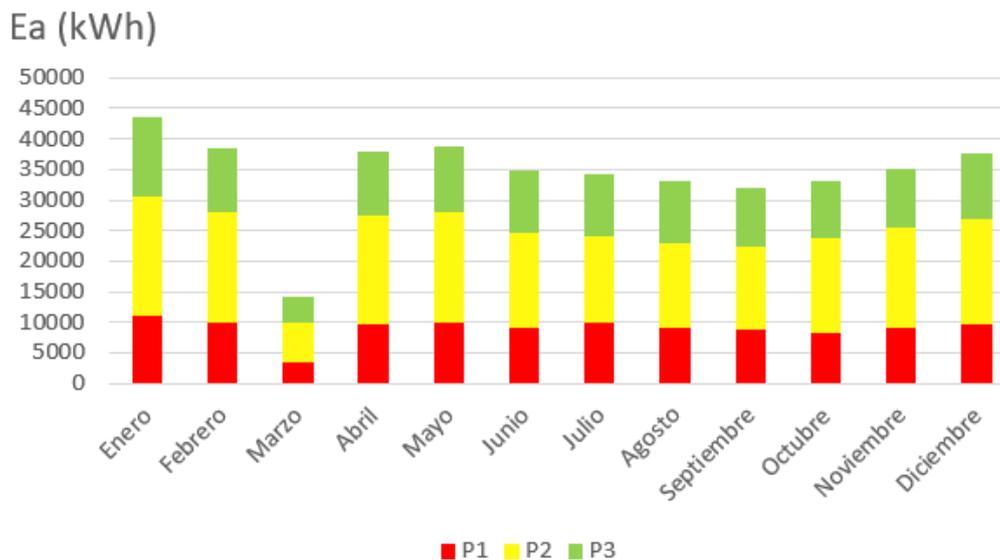


Figura 30: Consumos de energía activa mensuales. (Creación propia en base a los datos del cliente)

En la figura 31 se muestra la potencia registrada por el maxímetro, equipo requerido debido al tipo de tarifa a la que está sujeta la EDAR.

Este equipo analiza las potencias máximas que se alcanzan en la instalación a cada instante de tiempo, penalizando económicamente si se sobrepasa la potencia contratada.

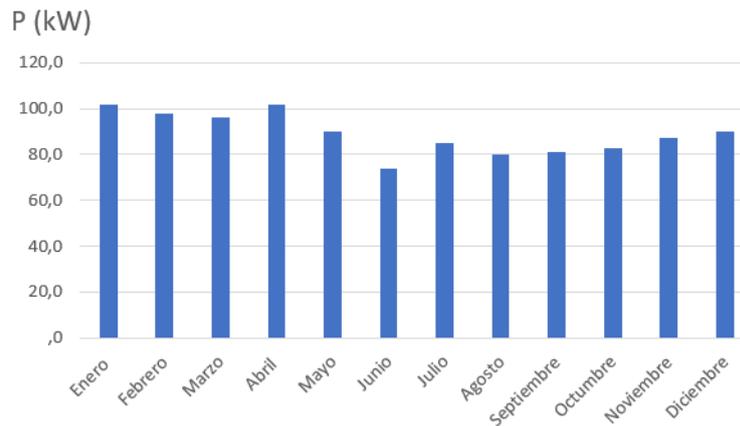


Figura 31: Lectura de la potencia registrada por el máxímetro. (Creación propia en base a los datos del cliente)

Como se puede observar la potencia máxima registrada por el máxímetro no supera los 200 kW en ningún mes, lo que implica que no se esperan sanciones económicas por parte de la empresa suministradora de energía. También cabe destacar que la potencia contratada es de 200 kW y el máxímetro no registra en ningún momento potencias de mas de 110 kW abriendo la posibilidad de reducir la potencia contratada con el consecuente ahorro económico que supondría pero, en el caso de la instalación de estudio y al tratarse de una EDAR, hay ciertos equipos duplicados considerados como equipos de emergencia o apoyo que funcionan en caso de paro o problema de algún equipo principal de la planta y que servirían para retomar la actividad de la planta en la mayor brevedad posible.

Otro elemento a comentar en este análisis es el posible recargo por reactiva, este recargo se aplica a las instalaciones que consumen grandes cantidades de energía reactiva pudiendo llegar a provocar inestabilidades en la red, en el caso de que esta se encuentre conectada a red. Para el caso de esta empresa se tienen instaladas baterías de compensación de reactiva y por tanto tampoco se espera ninguna sanción económica por este término.

En la figura 32 se muestra la curva de carga de un día del mes de agosto en base a la información proporcionada por el cliente.

La curva de carga es útil para observar la posible existencia de picos de demanda, es decir, espacios de tiempo en los que hay máxima demanda de energía dentro de la instalación.

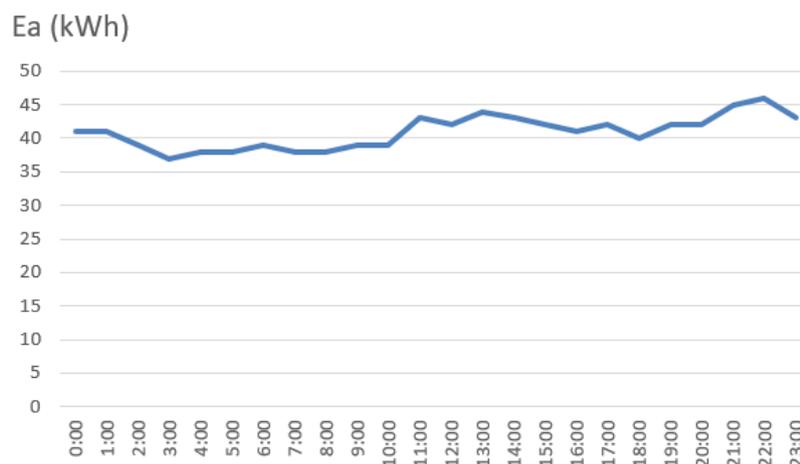


Figura 32: Curva de carga en un día del mes de agosto. (Creación propia en base a los datos del cliente)

La curva de carga se puede considerar muy fluctuante en función del día o del mes, pero en el caso de esta instalación y al tratarse de una estación de depuración de aguas, se presenta durante prácticamente todo el año una curva de carga bastante constante, como se muestra en la figura 32. Esta, a pesar de estar representada solo para un día del mes de agosto, se puede concluir en base a los datos proporcionados por el cliente que es poco fluctuante con independencia del mes o del día, por esto solo se ha representado para un día tipo con el objetivo de no sobrecargar de datos un mismo gráfico.

Esto se debe a que la instalación funciona las 24 horas del día durante todo el año, incluyendo fines de semanas, para garantizar el abastecimiento de agua.

Es por esto que en ningún momento se muestran en la gráfica valores cercanos a 0, salvo en paradas programadas por la empresa para revisiones o posibles fallos puntuales de algún equipo crítico/principal que produciría un descenso en la curva de carga momentáneo.

También se observa cómo la curva crece de forma notable a partir de las 9, esto tiene su explicación en que es una hora en la que gran parte de los vecinos de la zona retoman su actividad matinal y hacen uso del agua en sus hogares.

Con estos datos se llega a la conclusión de que la EDAR puede acogerse a varias modalidades según el RD244/2019. Estas dependen en parte de si se decide instalar baterías para seguir aprovechando energía solar durante las horas nocturnas o no.

En función de los resultados sobre la curva de carga es una opción viable la instalación de baterías, pero por petición del cliente se decide no instalarlas, debido a que es una EDAR pequeña gestionada por pocos trabajadores y no pueden realizar los mantenimientos y revisiones pertinentes o necesarias.

Es por esto que el cliente prefiere acogerse a la modalidad de autoconsumo con conexión a red.

Para concluir el apartado se presenta una tabla con los costes energéticos anuales de la planta proporcionados por el cliente.

El alquiler de los aparatos de medida y otros costes se han estimado en función de las tarifas eléctricas proporcionadas.

COSTE ENERGÉTICO ANUAL	
Coste de la energía	45.823,12 €
Coste del término de potencia	30.214,84 €
Alquiler de equipos e instrumentación	600 €
Total	76.637,96 €

Tabla 5: Coste energético anual de la planta. (Creación propia en base a los datos del cliente)

## 5 – Análisis de alternativas tecnológicas

---

Una vez conocidas las características iniciales que se dan en la planta se procede a estudiar las tecnologías actuales existentes que intervienen en la instalación fotovoltaica de estudio, haciendo una selección tecnológica de los paneles fotovoltaicos y los inversores que más se adecúen para las características que presenta la planta.

## 5.1 Tipos de paneles solares

En el mercado actual existen varios tipos de paneles solares fotovoltaicos para instalaciones de uso doméstico. Los tipos más comúnmente empleados son:

- Paneles fotovoltaicos monocristalinos de silicio.
- Paneles fotovoltaicos policristalinos de silicio.
- Paneles fotovoltaicos de capa fina.
- Paneles fotovoltaicos híbridos.

Aproximadamente el 90% de la tecnología fotovoltaica se basa en el uso del silicio como material de captación solar, siendo aún mayor el porcentaje en el caso de los paneles solares de uso doméstico.

La diferencia principal entre los tipos de paneles que se emplean en la actualidad radica en la pureza del silicio de sus celdas, cuanto más puro es el silicio mejor alineadas están sus moléculas y por tanto la conversión de energía solar en eléctrica es más eficiente.

Si bien existe una relación directa entre la pureza del silicio y la eficiencia de los paneles solares, el proceso que conlleva hacer unos paneles con alta pureza de silicio también aumenta el precio de los mismos.

### 5.1.1 Paneles monocristalinos de silicio

Este tipo de paneles, que presentan un aspecto uniforme el cual indica una alta pureza del silicio, se fabrica con bloques de silicio con forma cilíndrica, seguidamente se recortan los cuatro lados de los bloques para hacer láminas de silicio con el objetivo de reducir costes de fabricación y aumentar su rendimiento. Esta particular forma de fabricación se conoce como método Czochralski, denominada así en honor a su creador.



*Figura 33: Panel monocristalino de silicio. (Solarmat)*

### 5.1.2 Paneles policristalinos de silicio

El proceso de fabricación de este tipo de paneles solares consiste en fundir el silicio en bruto y verterlo sobre un molde cuadrado para posteriormente enfriarlo y cortarlo en láminas perfectamente cuadradas.

Este tipo de tecnología cuenta con una amplia trayectoria dentro del mercado de los paneles solares debido a que se llevan fabricando desde la década de los ochenta.

La ventaja que presenta este tipo de tecnología frente a las celdas monocristalinas es que el proceso de producción tiene menor coste, haciéndolos más asequibles económicamente.

A pesar de ser más asequibles que la tecnología monocristalina estos, por el contrario, tienen ciertas desventajas frente a sus rivales ya que los paneles policristalinos tienen tolerancias inferiores al calor y unos rendimientos que se estiman de entorno al 16% debido a la menor cantidad de silicio que incorporan sus celdas.

Otra de las diferencias básicas, que van directamente relacionadas con el rendimiento que presenta cada una de las tecnologías, es la composición que presenta el silicio en cada una de estas.

Las células monocristalinas están formadas por un único tipo de cristal de silicio debido a que durante su proceso de fabricación se ha controlado el crecimiento de los cristales para que se formen en una única dirección, mientras que en las células policristalinas no se controla el crecimiento del silicio y por tanto los cristales crecen en todas las direcciones.



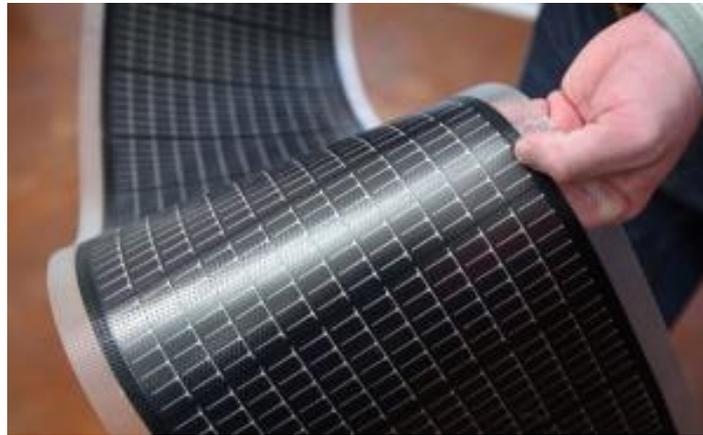
Figura 34: Panel policristalino de silicio. (Autosolar)

### 5.1.3 Paneles de capa fina

El fundamento de este tipo de tecnología se basa en depositar varias capas de material semiconductor sobre un sustrato similar al vidrio o sobre plástico en función del tipo de instalación, para conseguir rigidez estructural.

Este módulo se fabrica monolíticamente, no requiriendo de ensamblaje entre celdas y reduciendo así la cantidad de silicio necesaria para crearlos. Esto por otro lado consigue reducir costes de producción lo que conlleva, como bien se ha explicado anteriormente, a una reducción de rendimiento con respecto de sus rivales los paneles policristalinos.

Dependiendo de cuál sea el material empleado se pueden encontrar paneles de capa fina de silicio amorfo (a-Si), telururo de cadmio (CdTe), de cobre, indio, galio, selenio o células fotovoltaicas orgánicas (OPC).



*Figura 35: Panel de capa fina. (Gruposolinc)*

### 5.1.4 Paneles solares híbridos

Otra de las variantes de los paneles solares fotovoltaicos son los conocidos como paneles híbridos, ampliamente usados en los últimos años para instalaciones de autoconsumo.

Este tipo de paneles permiten obtener energía eléctrica y a su vez también obtienen agua caliente sanitaria y calefacción, todo en un mismo panel.

Estos integran en su interior una fusión entre la tecnología fotovoltaica y la térmica solar, de modo que la parte fotovoltaica se encarga de absorber radiación solar y la parte térmica se encarga de recuperar el calor mediante un intercambiador de calor.

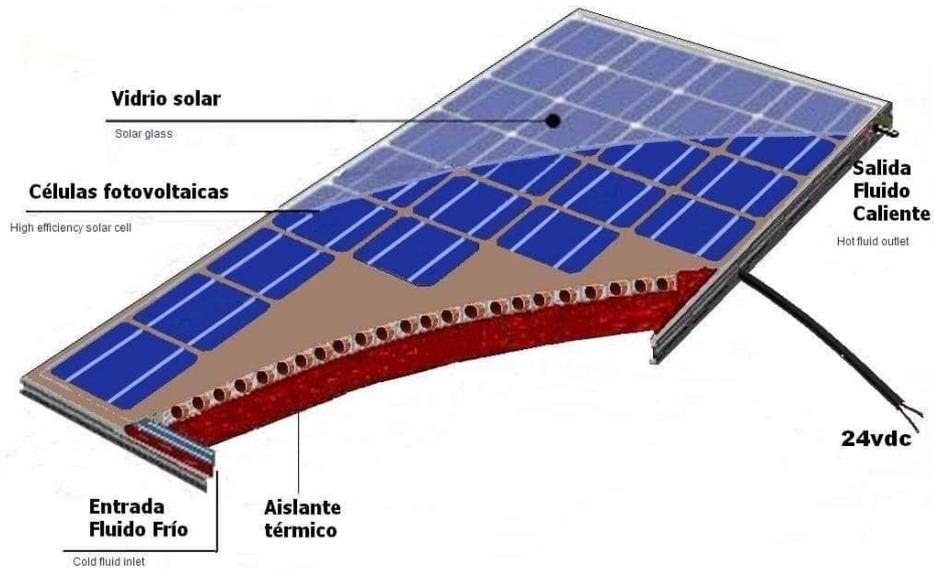


Figura 36: Panel solar híbrido. (Diariorenovables)

En la figura 37 se muestra una gráfica con la evolución, en cuanto a eficiencias, que han tenido a lo largo de los años las diferentes tecnologías de paneles solares.

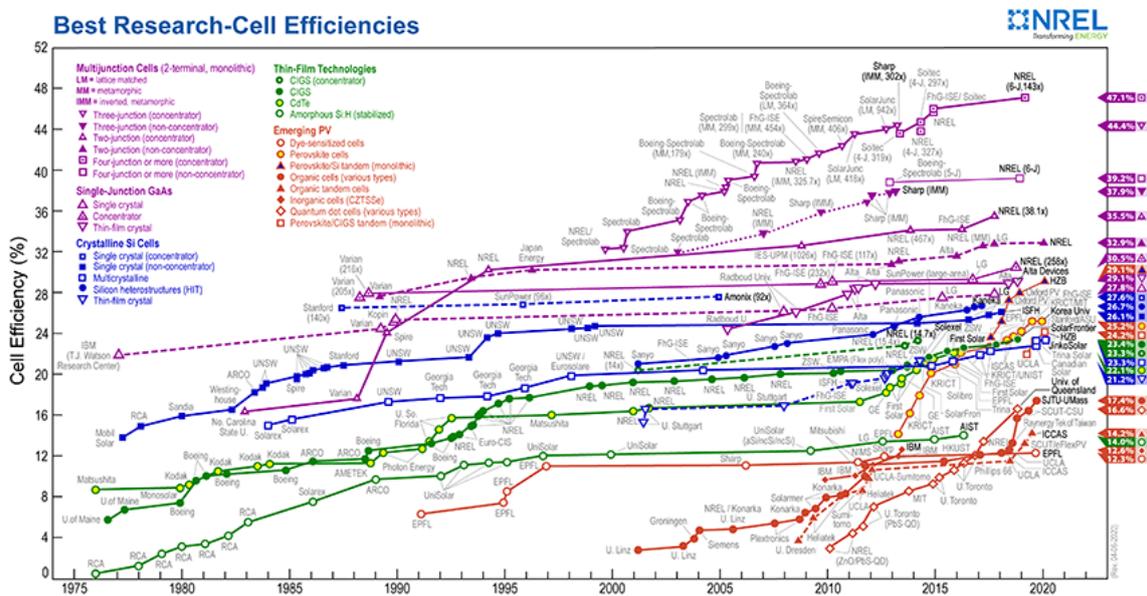


Figura 37: Evolución de la eficiencia en las tecnologías solares a lo largo del tiempo. (NREL)

## 5.2 Tipos de inversores

Los generadores fotovoltaicos funcionan bajo corriente eléctrica continua, pudiendo por tanto solo alimentar cargas que funcionan bajo este tipo de corriente, en general con tensiones de 12, 24 o 48 voltios.

En una instalación con conexión a red, como es en el caso de este trabajo de estudio, las corrientes y cargas en esta funcionan bajo corriente alterna. De este hecho nace la necesidad de transformar la corriente continua en la salida del generador FV en corriente alterna.

El dispositivo encargado de esta tarea es el inversor, el cual se encarga tanto de la conversión como de la adaptación de la tensión de salida al nivel de la tensión de la red eléctrica. También se encarga de que la corriente que se produce en el generador FV presente una onda sinusoidal y sincronizada con la frecuencia de la red.

Otro de los aspectos de los que se encargan los inversores es el de optimizar la producción de energía de la instalación en función a la radiación solar incidente por medio de la regulación MPP anteriormente explicada. Los inversores son dispositivos que deben cumplir con estas funciones independientemente del modelo o marca que los fabrica, pero en función de su tipo de conexión hacia los paneles solares, estos pueden funcionar de mejor o peor forma para el tipo de instalación que se requiera.

Es por esto que se hacen tres grandes distinciones entre estos según su tipo de configuración o conexionado:

- Inversor centralizado
- Inversor de cadena
- Inversor multicadena

### 5.2.1 Inversor centralizado

Este tipo de conexión se basa en que un único inversor controla toda la instalación. Todas las cadenas constituidas por módulos conectados en serie están reunidas en una misma configuración en paralelo.

Esto ofrece una solución económicamente buena, simplificando la instalación y reduciendo así los costes de mantenimiento. Por el contrario, esta tipología es especialmente sensible cuando se producen sombras parciales, ya que limita el aprovechamiento de energía de toda la serie de paneles cuando se ven influidas por las sombras. También presenta problemas a la hora de realizar una futura expansión debido a la dificultad de agregar nuevas cadenas de paneles.

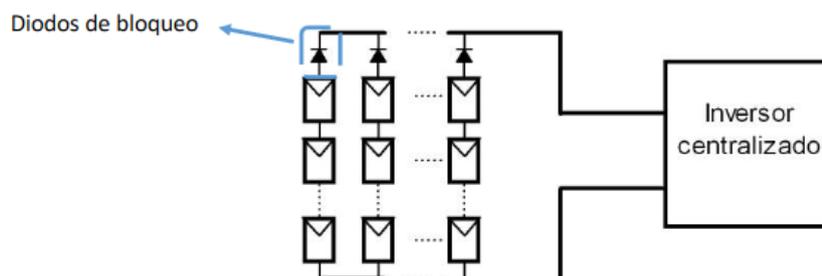


Figura 38: Esquema de un inversor centralizado. (Clustersantander)

### 5.2.2 Inversor de cadena

Cada cadena de módulos en serie tiene su propio inversor, trabajando de forma independiente los unos de los otros. Este tipo de configuración consigue mejores rendimientos que la de tipo centralizado cuando se producen sombras, debido a que cada rama puede ser controlada de forma independiente para conseguir adecuar en cada una el punto de máxima potencia (MPP) en función de las características climáticas que se producen en cada rama.

Este tipo de configuración es adecuada por ejemplo cuando la instalación presenta varias aguas con grados de inclinación diferentes o se trata de un huerto solar ampliamente distribuido geográficamente. Por contra requiere un mayor coste de inversión y mantenimiento al haber mayor cantidad de inversores.

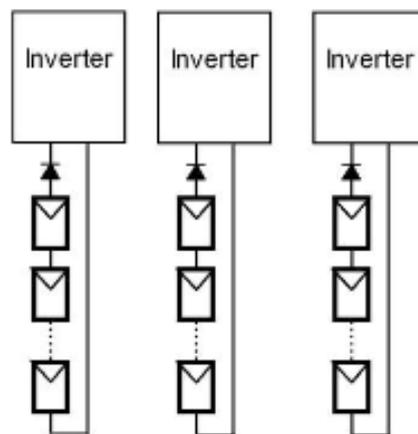


Figura 39: Esquema de un inversor de cadena. (Clustersantander)

### 5.2.3 Inversor multicadena

Esta tipología se interpone entre los inversores centralizados y los de cadena, permitiendo así la conexión de dos o tres cadenas para cada unidad con orientaciones, inclinaciones y potencias diferentes.

Las cadenas conectadas en el lado de corriente continua se pueden controlar de forma independiente por medio del MPPT, actuando como una configuración en cadena, mientras que en el lado de conexión a la red, de corriente alterna, funciona como un inversor central para optimizar el rendimiento.

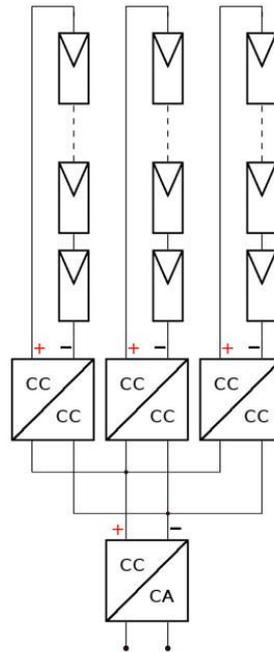


Figura 40: Esquema de un inversor multicadena. (Clustersantander)

### 5.3 Selección de la tecnología a emplear

La selección final del tipo de tecnología que se va a emplear en la EDAR se basa en todos los apartados antes descritos.

Para los paneles solares se escoge la tecnología de silicio policristalino, esta es una tecnología con buen resultado en cuanto a rendimiento-precio. Es ampliamente empleada en instalaciones que presentan altas irradiancias y climatologías cálidas como es el caso de Alcora.

En cuanto a los inversores se escoge la tipología centralizada, en la que un único inversor controla toda la instalación. Esta elección se hace en base a los estudios anteriores, teniendo en cuenta las condiciones de sombras para no generar problemas en el funcionamiento del inversor y que cause daños en los módulos, así como en el hecho de que esta configuración es ampliamente utilizada para instalaciones fotovoltaicas en la que se tienen suelos uniformes en cuanto a orientación e inclinación, como es el caso.

Se ha contemplado la posibilidad de instalar inversores con conexión en cadena, ya que se tienen dos zonas en la instalación, pero se ha llegado a la conclusión de que encarecería el coste de la instalación de forma innecesaria ya que los dos suelos se encuentran en las mismas condiciones de inclinación, radiación solar y sombras.

## 6 – Análisis y propuesta de instalación

---

### 6.1 Generador fotovoltaico

En este apartado se procede a analizar las posibles configuraciones que puede presentar el generador fotovoltaico en función de los apartados anteriormente expuestos.

En la EDAR de estudio se encuentran dos zonas para la instalación de paneles fotovoltaicos, el edificio y la parcela, ambas poseen las mismas inclinaciones y orientaciones. Es por esto que este estudio se va a basar en encontrar el ángulo de inclinación del plano y el acimut óptimos de ambas zonas para aprovechar la radiación solar lo máximo posible para conseguir un rendimiento óptimo.

El objetivo es aprovechar al máximo la superficie disponible para la instalación de paneles y sin exceder los 100 kW de potencia total instalada para poder acogerse a la modalidad de compensación de excedentes si se diese el caso, a petición del cliente.

Para el análisis se va a emplear el software Pvsyst, realizando la simulación con un panel de 315W de potencia, que es el que se va a emplear para la proyección de la instalación final.

#### 6.1.1 Distribución de paneles

**Configuración 1:** Todos los paneles coplanares. Número de paneles: 208.



Figura 41: Distribución de paneles para la configuración 1. (Creación propia con Autocad)

**Configuración 2:** Todos los paneles con inclinación de 30°. Número de paneles: 120

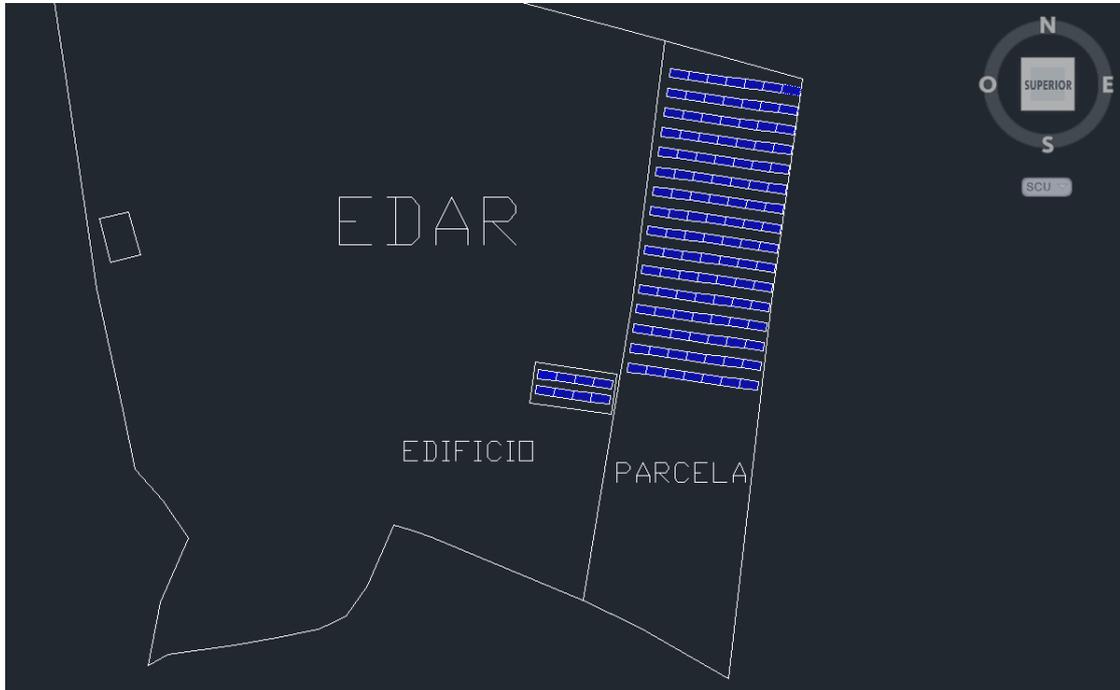


Figura 42: Distribución de paneles para la configuración 2. (Creación propia con Autocad)

**Configuración 3:** Paneles del edificio coplanares paneles de la parcela a 30°. Número de paneles: 128



Figura 43: Distribución de paneles para la configuración 3. (Creación propia con Autocad)

Para la configuración 2 se ha estudiado el caso en el que todos los módulos se encontrarían con una inclinación de 30° ya que es realmente la inclinación óptima teórica para las coordenadas de la EDAR. En las configuraciones 1 y 3 se ha tratado de analizar el cambio que supondría, en cuanto a superficie aprovechada y generación eléctrica se refiere, el colocar todos o parte de los módulos en configuración coplanar, análisis que se muestra a continuación.

### 6.1.2 Aporte energético de cada configuración

A continuación, se muestra la energía que genera cada configuración teniendo en cuenta todos los apartados anteriores. La simulación se realiza por medio del Pvsyst, el cual muestra la evolución de la generación a lo largo de los meses de cada una de las configuraciones.

Para la configuración 3, que muestra diferentes grados de inclinación del módulo según la zona de instalación, se ha realizado la simulación de forma personalizada para cada zona y posteriormente se ha sumado la energía que generaban en su conjunto.

**Configuración 1:** Ángulo de inclinación del sistema 0°, Azimut 5°.

Mes	Energía generada (kWh)
Enero	4.156
Febrero	5.331
Marzo	7.799
Abril	9.734
Mayo	10.364
Junio	11.213
Julio	11.824
Agosto	10.217
Septiembre	7.834
Octubre	6.366
Noviembre	4.561
Diciembre	3.664
Total	93.063

Tabla 6: Energía generada en cada mes por la configuración 1. (Creación propia en base a los datos del Pvsyst)

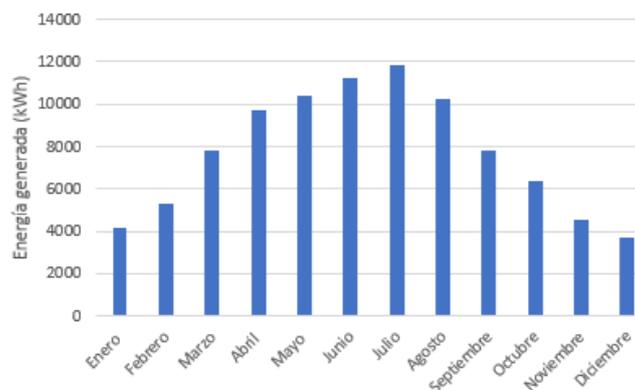


Figura 44: Gráfico de la energía generada en cada mes por la configuración 1. (Creación propia en base a los datos del Pvsyst)

**Configuración 2:** Ángulo de inclinación del sistema 30°, Azimut 5°.

Mes	Energía generada (kWh)
Enero	2.015
Febrero	3.331
Marzo	5.799
Abril	7.734
Mayo	8.107
Junio	9.902
Julio	10.010
Agosto	9.217
Septiembre	6.834
Octubre	4.366
Noviembre	3.561
Diciembre	1.964
Total	70.831

Tabla 7: Energía generada en cada mes por la configuración 2. (Creación propia en base a los datos del Pvsyst)

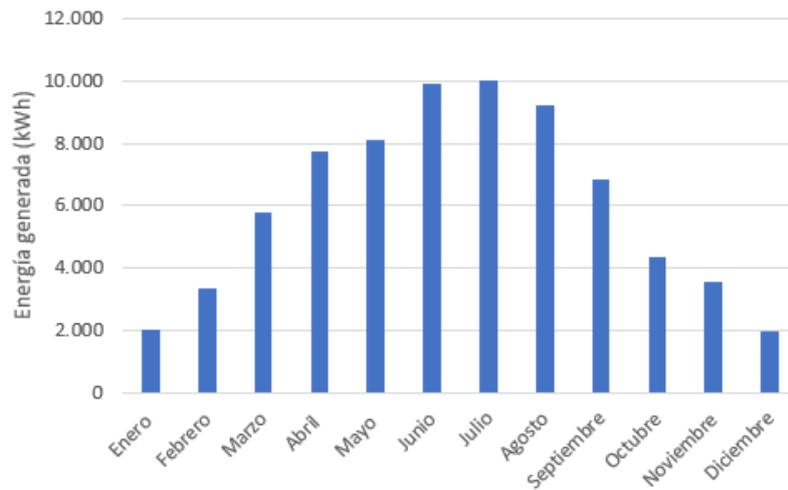


Figura 45: Gráfico de la energía generada en cada mes por la configuración 2. (Creación propia en base a los datos del Pvsyst)

**Configuración 3:** Ángulo de inclinación de los paneles del edificio coplanar y los paneles de la parcela a 30°, Azimut 5°.

Mes	Energía generada (kWh)
Enero	1.908
Febrero	2.738
Marzo	4.832
Abril	6.458
Mayo	7.762
Junio	8.856
Julio	9.374
Agosto	8.206
Septiembre	6.345
Octubre	3.564
Noviembre	2.964
Diciembre	2.030
Total	65.037

Tabla 8: Energía generada en cada mes por la configuración 3. (Creación propia en base a los datos del Pvsyst)

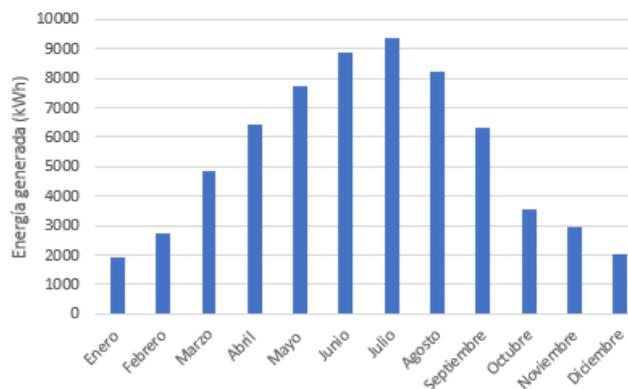


Figura 45: Gráfico de la energía generada en cada mes por la configuración 3. (Creación propia en base a los datos del Pvsyst)

### 6.1.3 Selección final de la configuración del generador fotovoltaico

En base al estudio de generación y superficie cubierta, se observa como la configuración 1 es la que más energía produce debido a que tiene más superficie ocupada y también mayor número de paneles.

En las configuraciones 2 y 3 se observa que no hay demasiada diferencia entre energía generada y superficie de ocupación, ya que las dos se diferencian en 8 paneles. La configuración 2, a pesar de tener menos paneles genera más energía que la 3, esto es debido a que según la zona geográfica el ángulo de inclinación más óptimo para la instalación de paneles es 30°.

A pesar de que la configuración 1 no es la más óptima en cuanto a inclinación de paneles se refiere, esta puede cubrir mucha más superficie que las otras configuraciones debido a que no se requiere de separación entre paneles para lidiar con las sombras que se pueden producir entre las columnas, esto abre por tanto la posibilidad de instalar más paneles solares en la misma superficie. En base a todo el estudio anterior se considera que la **configuración 1** es la que mejor se adapta a las necesidades de la planta.

A continuación, se muestra un resumen de la configuración escogida.

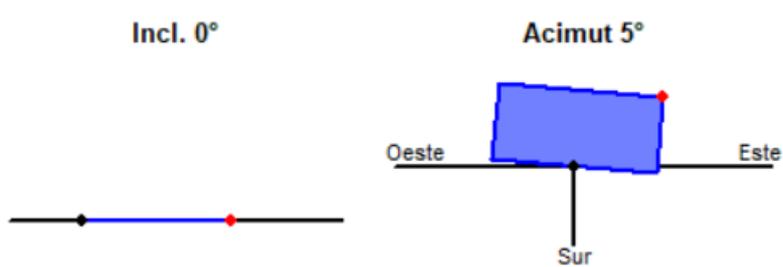


Figura 46: Orientación del generador fotovoltaico. (Pvsyst)

Inclinación	Azimut	Nº módulos	Pot. Total (kWp)	Pot. Módulo (Wp)	E. generada (kWh)
0°	5°	208	65,52	315	93.063

Tabla 9: Resumen de la configuración final del generador. (Creación propia en base a los datos del Pvsyst)

## 6.2 Paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos empleados serán del fabricante Jinko Solar, modelo JKM315P-72, con 72 células y 315 kWp de potencia pico por panel.

El material de fabricación de las células es el silicio policristalino de alta eficiencia, con un cristal templado de 4mm de espesor y alta transmisión de los rayos solares que lo protege de cargas del viento de hasta 244,8 kg y de cargas por nieve de hasta 550,8 kg.

Posee un cuadro de aleación de aluminio anodizado resistente a la corrosión medioambiental, testado por estudios independientes para asegurar una buena vida útil del módulo, que en conjunto con el cristal templado proporcionan una protección grado IP67 tanto para las células como para las cajas de conexionado de los módulos.

La eficiencia del módulo es de hasta el 16,23% con una garantía de efectividad de 25 años y una garantía del producto de 10 años.

En la propia caja de conexionado del panel se encuentran los diodos de bypass que evitan posibles averías en caso de climatología adversa o por sombras parciales con conexionado MC-4 típicamente empleados en este tipo de paneles.

Las características técnicas detalladas del módulo se presentan en el Anexo IV del presente proyecto. A continuación, en las figuras siguientes se muestra un resumen de las características principales del módulo extraídas del catálogo del fabricante.



Figura 47: Vista del módulo fotovoltaico. (Catálogo Jinko Solar)

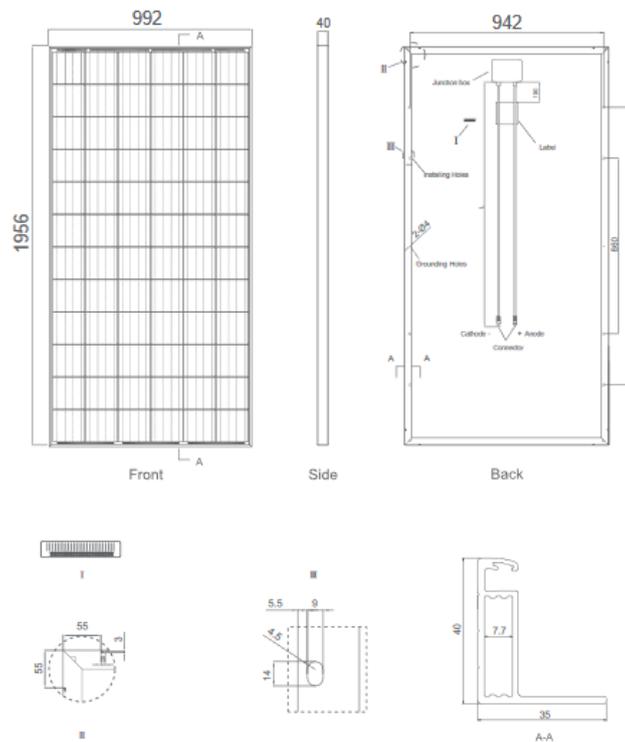


Figura 48: Características físicas del módulo fotovoltaico a emplear. (Catálogo Jinko Solar)

Características eléctricas del módulo	
Potencia pico (Pmax)	315 Wp
Corriente en el punto de máxima potencia (Imp)	8,48 A
Corriente de cortocircuito (Isc)	9,01 A
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmp)	37,2 V
Tensión en circuito abierto (Voc)	46,2 V

Tabla 10: Características eléctricas del módulo fotovoltaico. (Creación propia en base a los datos del catálogo de Jinko Solar)

Estas medidas están basadas en condiciones estándar (STC), es decir:

- **Irradiancia:** 1000 W/m<sup>2</sup>
- **Temperatura de la célula:** 25°C
- **Espectro:** 1,5 AM

### 6.3 Inversor

El inversor empleado será del fabricante Delta, el modelo M70A de 70 kW de potencia nominal.

Estos actúan como una fuente sincronizada con la red conectando el lado de DC la parte de los módulos fotovoltaicos y al lado AC la propia red de suministro energético de la planta. Disponen además de sistemas de comunicación RS485 o por medio de WIFI y microprocesadores integrados de control.

El sistema de monitorización wifi integrado en el inversor actúa como una interfaz de dinámica entre la situación que se presenta en cada momento en la instalación y el operador que controla dicha instalación.

Por medio de la aplicación móvil o web desde el ordenador se puede monitorizar completamente el estado del inversor, el consumo de la instalación en tiempo real, las curvas de potencia, limitar la potencia, voltaje o frecuencia según convenga por el tipo de conexión a red, etc.

El inversor posee una etapa de conversión de potencia que crea un aislamiento galvánico propio entre los dos lados de corriente alterna y continua. Además, los microcontroladores se encargan de garantizar una curva senoidal constante para minimizar la distorsión de frecuencias que se puedan producir por la red de suministro.

Como sistema de control se tiene un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPP) y sistema de derivación de energía cuando la instalación se encuentre en reposo nocturno. A esto se le añade un dispositivo de conexión y desconexión automático del generador fotovoltaico en caso de sobrecargas de tensión o variaciones excesivas de frecuencia que puedan crear problemas en la instalación, evitando que el sistema funcione en isla y garantizar la funcionalidad y seguridad del conjunto.

El inversor Delta contará con monitorización inteligente para los 13 strings de entrada que requiere la configuración del generador fotovoltaico, contando también con 6 entradas MPPT y diagnóstico y seguimiento de las curvas I-V de forma independiente para cada módulo.

En el Anexo I de los cálculos detallados del presente proyecto se detalla la justificación del uso de este inversor, tanto su potencia como la configuración de strings para que la instalación quede adecuadamente equilibrada y respetando los márgenes de intensidad y voltaje que admite el inversor bajo trabajo.

En la tabla 11 se muestra un resumen de las características más importantes de este inversor extraídas del catálogo de Delta.

Entrada (DC)	
Tensión máxima	1100 V
Tensión nominal	600 V
Rango de voltaje (MPP)	460-900 V
Corriente máxima	156 A
Entradas del inversor	18
Entradas del inversor (MPP)	6
Salida (AC)	
Potencia aparente máxima	70 kVA
Corriente máxima de salida	112 A
Rango de frecuencia	50/60 Hz $\pm$ 5 Hz

Tabla 11: Características del inversor Delta M70A. (Creación propia en base a los datos del catálogo de Delta)



Figura 49: Imagen del inversor Delta M70A. (Catálogo Delta)

El inversor irá situado en el interior del almacén de la EDAR junto con el cuadro de mandos y de protección de la parte de corriente alterna con el objetivo de conseguir una cómoda conexión del cableado interior del almacén.

Con esto se consigue que, en caso necesario, las maniobras de corte eléctrico se realicen con mayor comodidad y a su vez sirva para mejorar el acceso al mantenimiento del equipo.

Este cableado estará debidamente colocado, dejando el espacio suficiente dentro del almacén para todo el conexionado y la instalación del inversor, que irá instalado en la misma pared del almacén, favoreciendo así a un correcto flujo de aire natural para evitar sobrecalentamientos y resguardar al equipo de agentes externos que puedan causar un mal funcionamiento del equipo.

## 6.4 Cableado

En este apartado se procede a explicar las consideraciones que se deben de tener en cuenta para escoger un correcto cableado y posterior dimensionado para los diferentes circuitos de la instalación.

El presente apartado se complementa con el Anexo I de cálculos detallados del presente proyecto en el que se justifica la elección de la sección para cada cable, siguiendo los criterios de caída de tensión (Cdt) y criterio térmico, los cuales dependen de las consideraciones que se van a tomar en este apartado.

El criterio térmico se basa en el efecto Joule, este se da cuando por un conductor circula corriente eléctrica, provocando que se caliente por medio de disipación térmica, ya que este funcionará como una resistencia disipadora de calor. Por esto se debe escoger un cable con una sección adecuada de tal forma que soporte estos calentamientos, considerando que cuanto mayor intensidad circule por el cable más acentuado será este fenómeno.

El criterio de caída de tensión depende del propio circuito, del tramo por el que circula y de su longitud total, por esto el Cdt suele ser más restrictivo que el criterio térmico. Este criterio debe seguir lo establecido en el Pliego de Condiciones Técnicas (PCT-C-REV de julio de 2011) para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, que establece que la caída máxima de tensión que se puede dar en el circuito es de no más del 1,5% de la tensión de trabajo de dicho circuito.

Partiendo de estas consideraciones iniciales, el conjunto de la instalación está formada por tres circuitos:

- Un circuito de corriente continua (DC) que parte de la salida de los módulos hasta la entrada del inversor.
- Un circuito de corriente alterna (AC) que parte de la salida del inversor hasta la entrada del cuadro de protecciones.
- Un circuito de corriente alterna (AC) que parte de la salida del cuadro de protecciones hasta el cuadro general de alimentación de la EDAR.

El circuito de corriente continua consta de cables unipolares de cobre de tipo RV-k 0,6/1kV, con una sección de  $4 \text{ mm}^2$  con recubrimiento en polietileno reticulado (XLPE), cubierta de PVC flexible y no propagador de llamas, en conformidad con lo establecido en la norma UNE 21123-2. Los cables a emplear serán del fabricante Prysmian, modelo RETENAX CPRO Flexx.

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

BAJA TENSIÓN

## RETENAX CPRO Flex RV-K

Tensión asignada: 0,6/1 kV  
Norma diseño: UNE 21123-2  
Designación genérica: RV-K



Figura 50: Imagen del cableado de corriente continua. (Catálogo Prysmian)

Respecto al cableado de corriente alterna se emplearán cables unipolares de cobre de tipo RZ1-K 0,6/1kV de alta seguridad (AS) para ambos circuitos (inversor-cuadro de protecciones, cuadro de protecciones-cuadro general de alimentación).

Este es un conductor flexible, con aislamiento en polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de poliolefina, también será no propagador de llamas, ecológico y de baja emisión de humos y gases nocivos, en conformidad con lo que se establece en la norma UNE 21123-4.

El circuito de corriente alterna que parte de la salida del inversor tendrá una sección de  $35\text{mm}^2$ , mientras que el circuito que parte de la salida del cuadro de protecciones tendrá una sección de  $50\text{mm}^2$ .

Los cables que se emplearán para ambos circuitos de corriente alterna serán de la marca Prysmian, modelo AFUMEX CLASS 1000 V (AS).

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

BAJA TENSIÓN

## AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV  
Norma diseño: UNE 21123-4  
Designación genérica: RZ1-K (AS)



Figura 51: Imagen del cableado de corriente alterna. (Catálogo Prysmian)

En el apartado de los planos se muestra la distribución del cableado tanto de los módulos como del cableado de corriente alterna.

## 6.5 Estructura soporte

### 6.5.1 Estructura soporte del almacén

La estructura soporte de los módulos coplanares del techo del almacén consiste en emplear perfiles (guías) de acero anodizado modelo RCVE 4.0 de la marca Sunfer cortadas y unidas unas con otras por medio de pletinas de aluminio para adaptar su longitud a la forma del techo, como se muestra en la figura 52.

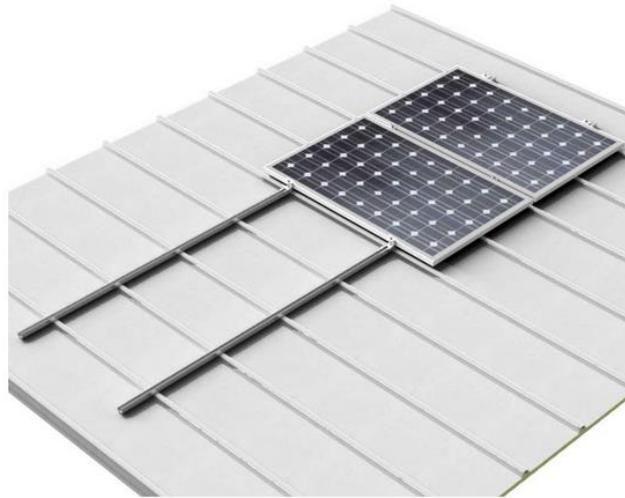


Figura 52: Guías RCVE 4.0 para la estructura coplanar del almacén. (Catálogo Sunfer)

Estas irán fijadas por medio de fijadores de la marca Sunfer, modelo KH915 VR, atornilladas directamente en el hormigón del techo del almacén. Los puntos de sujeción serán efectuados de tal manera que queden perfectamente sujetos y permitan cierta dilatación debida a la temperatura de trabajo a la que estarán expuestos los módulos para evitar la transmisión de cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos según se establece en el Código Técnico de la Edificación, consiguiendo también un aislamiento ambiental adecuado por medio de las juntas de estanqueidad (tacos químicos) que vienen incluidas en los propios fijadores, como se muestra en la figura 53.

10

KH915VR

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



**Ventajas:**  
Sin necesidad de desmontar la cubierta.



- 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.



EPDM



Figura 53: Fijador para la estructura coplanar del almacén. (Catálogo Sunfer)

Los paneles solares irán anclados a las guías por medio de presores laterales y centrales regulables, también conocidos como interclamps y endclamps, de la marca Sunfer, que consiguen una fijación óptima de estos en la propia estructura soporte, como se muestra en la figura 54.



*Figura 54: Vista de la estructura completa coplanar del almacén. (Catálogo Sunfer)*

De tal forma se consigue que los módulos queden ligeramente elevados sobre el techo del almacén, consiguiendo que, en caso de lluvias, vientos u otras adversidades climatológicas, las cajas del cableado de los módulos queden menos expuestas.

La carga estructural que soportará el almacén por este tipo de estructura soporte viene justificada en el Anexo I del presente proyecto.

### 6.5.2 Estructura soporte de la parcela adyacente

La estructura soporte para la parcela adyacente consistirá en la instalación continua de bloques de hormigón, también denominados “plumas”, que irán directamente puestos sin atornillar sobre el suelo de la parcela.

Este tipo de soporte es muy empleado para suelos de hormigón de largas dimensiones, como es el caso. Consistiría en colocar los bloques de hormigón recorriendo adecuadamente la longitud de la parcela.

No sería necesario atornillar los bloques al suelo de la parcela debido a que, por el propio peso de los bloques y los módulos, quedarían totalmente fijados sin correr riesgos de rotura o vuelco de paneles debido a los posibles vientos que se puedan dar en la zona, por esto se le denomina a este tipo de estructura con el nombre de “plumas”.

Estas consiguen también cierta altura para los módulos para que, en caso de lluvias intensas, las cajas de diodos y cableado de los módulos no queden tan expuestas ya que el suelo de la parcela tiene una ligera inclinación propia para conseguir la evacuación del agua hacia la parte sur de la parcela.

Por tanto, con este sistema se consigue que esta evacuación sea satisfactoria y no se produzcan charcos o inundaciones en la parcela debido al entorpecimiento de esta evacuación debido a la estructura de los módulos.

Además, la estructura no irá atornillada directamente al suelo de la parcela, consiguiendo paliar los posibles problemas derivados de filtraciones de agua que se puedan dar, pudiendo afectar al previo asfaltado de la parcela y produciendo grietas u otro tipo de circunstancias adversas que puedan generar problemas estructurales del conjunto.

Al no atornillar la estructura en el suelo de la parcela se consigue evitar posibles derrumbes debido al debilitamiento estructural que supondría hacer tantos agujeros en esta o al posible crecimiento de flora en la parcela asfaltada, ya que este asfaltado previo se realiza debido a que la parcela se encuentra sobre terreno cultivable y se embarra cuando se dan lluvias intensas.



*Figura 55: Ejemplo de la estructura de la parcela. (Ennova Energía)*

En la figura 55 se muestra un ejemplo de este tipo de instalaciones, aunque con una estructura de corrección del ángulo de inclinación, pero que sirve como referencia para la explicación.

La instalación de esta estructura soporte consistirá en colocar los bloques de hormigón unos seguidos de otros para adaptarse a la longitud de la parcela y de los módulos, instalando las guías directamente atornilladas al bloque de cemento paralelamente por medio de tornillería en acero inoxidable siguiendo la normativa MV-106.

Transversales a estas guías se instalarán otras superpuestas, soldadas entre sí, las cuales servirán como soporte de los paneles dos a dos.

Sobre estas irán fijados los paneles fotovoltaicos, por medio de presores centrales y laterales regulables para conseguir un anclaje óptimo del conjunto como en el caso de los paneles del techo del almacén.

En las figuras 56 y 57 se muestra de forma esquemática como sería la estructura soporte final de la parcela adyacente.



Figura 56: Estructura soporte de la parcela. (Creación propia con Autocad)

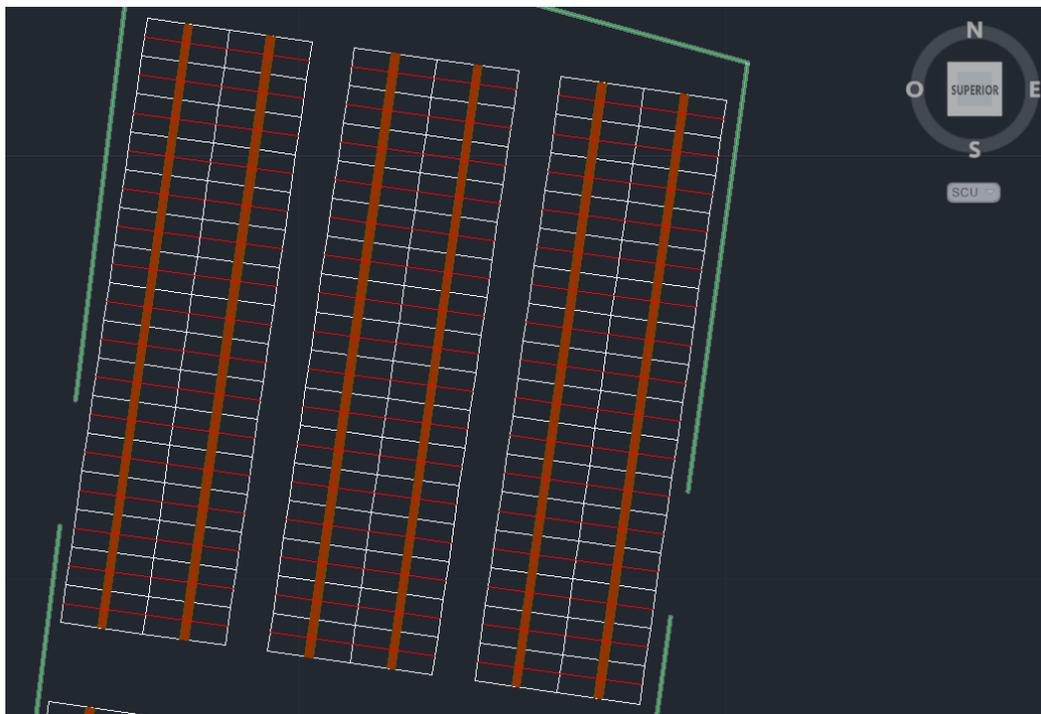


Figura 57: Estructura soporte de la parcela. (Creación propia con Autocad)

En estas figuras las líneas marrones hacen referencia a los bloques de hormigón que presentarán una anchura de aproximadamente 30 cm cada uno.

Sobre estas, en color rojo, se muestran las líneas que corresponden a la estructura de acero galvanizado que hará de soporte de los paneles solares con configuración dos a dos, los paneles vienen representados en la figura por medio de líneas blancas.

## 6.6 Canalizaciones

### 6.6.1 Canalizaciones para los circuitos de corriente continua

La elección de las canalizaciones de corriente continua se realizará de acuerdo a las especificaciones que se marcan en el AENOR EA 0038, la ITC BT-20 y la ITC BT-21 de REBT.

En primera instancia, con respecto a **la interconexión entre módulos fotovoltaicos**, estos se realizarán disponiendo el cableado de los mismos sobre las estructuras soporte de las dos zonas de la planta.

Los conductores de doble aislamiento empleados, se dispondrán, para ambos casos, de tal forma que se consiga un aprovechamiento del interior de los perfiles o guías metálicas empleadas para la fijación de los módulos fotovoltaicos de las dos zonas.

Con esto se pretende conseguir minimizar el impacto a la exposición solar y evitar que, en el caso de los circuitos de la parcela adyacente, sean pisados o dañados por personal externo o animales, interfiriendo en el correcto funcionamiento de la instalación.

Estas canalizaciones seguirán las siguientes indicaciones para su correcto montaje:

- El cableado se fijará a las estructuras por medio de bridas o abrazaderas de forma que no se dañen los aislamientos de estos cables.
- Se deberán colocar puntos de fijación cada medio metro de cableado para evitar combas y dobleces de los cables, ya que la longitud de los cables es elevada.
- Los cruces de los cables con canalizaciones no eléctricas se realizarán por las partes posteriores o anteriores de las mismas, dejando separaciones mínimas de tres metros entre la superficie exterior de la canalización no eléctrica y la cubierta de los cables cuando se produzca el cruce por la parte anterior.

En la parcela adyacente, la parte del cableado que conecta cada línea de los módulos en serie hasta el inversor, el cual estará situado en el interior del almacén, se realizará por medio de tubos directamente enterrados en el propio suelo de hormigón de la parcela, con el objetivo de reducir de nuevo los problemas derivados de pisadas o seccionamiento del cableado y proteger además de climatologías meteorológicas adversas que se puedan dar en la zona.

Estas canalizaciones se realizarán siguiendo las indicaciones de la ITC BT-21, la cual fija el tipo de sistema de instalación al que puede estar sometidos los cables en función de la situación en la que se encuentren.

Situaciones		Sistemas de instalación							
		Sin fijación	Fijación directa	Tubos	Canales y molduras	Conductos de sección no circular	Bandejas de escalera Bandejas soportes	Sobre aisladores	Con fiador
Huecos de la construcción	accesibles	+	+	+	+	+	+	-	0
	no accesibles	+	0	+	0	+	0	-	-
Canal de obra		+	+	+	+	+	+	-	-
Enterrados		+	0	+	-	+	0	-	-
Empotrados en estructuras		+	+	+	+	+	0	-	-
En montaje superficial		-	+	+	+	+	+	+	-
Aéreo		-	-	(*)	+	-	+	+	+

+ : Admitido  
 - : No admitido  
 0 : No aplicable o no utilizado en la práctica  
 (\*) : No se utilizan en la práctica salvo en instalaciones cortas y destinadas a la alimentación de máquinas o elementos de movilidad restringida

Figura 58: Sistema de instalación de canalizaciones. (Tabla extraída del ITC BT-21)

En el caso de la presente instalación, las canalizaciones serán de tubos de PVC específicamente diseñados para instalaciones eléctricas y resistentes a la corrosión, del fabricante mundo riego o similares, directamente enterrados en el suelo de la parcela y teniendo en cuenta que esta instalación será de tipo enterrado bajo tubos que, siguiendo las indicaciones de la figura 58, cumpliría con lo establecido en la ITC-BT-21.

El diámetro que deben tener estos tubos de canalización viene dado de nuevo por la ITC BT-21, como se muestra en la figura 59.

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

Figura 59: Diámetros normalizados para el tubo de canalización. (Tabla extraída del ITC BT-21)

Respecto a la parte del techo del almacén, los cables serán dirigidos hacia el interior del almacén por medio de bandejas portacables, según se establece en la norma UNE-EN-61537 de sistemas de bandejas y bandejas de escalera para la conducción de cables.

Estas bandejas serán de tipo rejilla con posibilidad de incorporar una tapa ciega recta de acero inoxidable y certificación CE, modelo rejiband 35 del fabricante Pemsas.

Estas presentan una estructura de acero inoxidable AISI 304 con 35 mm de altura, como se muestra en la figura 60.



Figura 60: Rejiband 35. (Catálogo Pensa)

Una vez conducidos todos los circuitos al interior del almacén, estos irán debidamente distribuidos y ordenados en el interior de este, de nuevo por medio de rejillas soporte Rejiband y siguiendo las normativas anteriormente expuestas, hasta la entrada del inversor.

### 6.6.2 Canalizaciones para los circuitos de corriente alterna

Las canalizaciones para los circuitos de corriente alterna son los que comprenden el tramo entre la salida del cuadro de protecciones de AC, situado en el interior del almacén, hasta el edificio donde se encuentra el transformador y el cuadro general de alimentación de la EDAR.

Este tramo de nuevo seguirá las indicaciones establecidas en la ITC BT-20 e ITC BT-21 del REBT, ya que el primer tramo de canalización, el correspondiente al interior del almacén, irá sobre rejillas Rejiband.

En el segundo tramo, el que comprende al recorrido de los circuitos desde el almacén hasta el siguiente edificio del transformador, se tendrán los circuitos directamente enterrados bajo tubo. Para estas canalizaciones se aprovecharán las propias de la EDAR, que está conectada por medio de canalizaciones que salen desde el transformador hacia todos los edificios que conforman el conjunto de la EDAR.

Estas, según el cliente, tienen espacio suficiente como para poder pasar los cables de este tramo que comprende desde el almacén hasta la entrada al cuadro general de alimentación de la planta sin necesidad de levantar parte del suelo e instalar nuevos canales de conducción.

### 6.7 Protecciones para la instalación fotovoltaica

Las protecciones eléctricas de una instalación fotovoltaica funcionan como complementos necesarios y obligatorios para asegurar la salud y seguridad del personal encargado del realizar el mantenimiento de la planta como para los propios equipos que intervienen en el correcto funcionamiento de la instalación.

Estos sistemas de protección deben cumplir con las exigencias que se establecen en el RD 1663/2000 sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, la cual incluye los siguientes puntos:

- Se debe instalar un interruptor diferencial con el objetivo de proteger a las personas en caso de derivación de algún elemento que intervenga en la instalación.
- Se debe instalar un interruptor automático para la conexión-desconexión automática de la instalación en caso de pérdidas o bajadas alarmantes de tensión o frecuencia de la red de suministro eléctrico, en conjunto con un relé de enclavamiento.
- Se debe instalar un interruptor general manual magnetotérmico, que prevenga de cortocircuitos de intensidades mayores a las indicadas por la empresa suministradora de energía en el punto de conexión, debiendo ser accesible para la empresa distribuidora por si se da la necesidad de realizar una desconexión manual.
- Se debe asegurar la protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencias y de máxima y mínima tensión.

Este Real Decreto habilita la posibilidad de que el propio equipo inversor integre ciertas protecciones para cumplir con algunos de los puntos antes mencionados.

En el caso del inversor Delta M70A, empleado para esta instalación, presenta protecciones integradas como función de protección de máxima y mínima tensión y frecuencia o maniobras de conexión y desconexión para evitar el “islanding mode” o modo de funcionamiento en isla. Todas las protecciones que integra el inversor se muestran en la figura 61.

SAFETY / STANDARDS	M70A
Protection degree	IP65
Safety class	I
Configurable trip parameters	Yes
Insulation monitoring	Yes
Overload behavior	Current limitation, power limitation
Anti-islanding protection / Grid regulation	UTE C15-712 ERDF-RES-PRO_64E, VDE-AR-N 4110, VDE-AR-N 4105, EN50549-1/-2
EMC	EN61000-6-2, EN61000-6-3, EN61000-3-11, EN61000-3-12
Safety	IEC62109-1 / -2, CE compliance

- 1) The max withstand voltage is 1100 Vdc. (the inverter starts to operate when the PV voltage drops below 1000 Vdc)
- 2) Ambient: < 35 °C : 480...900 V, < 40 °C: 480-800 V, < 50 °C: 520-720 V
- 3) Night time consumption with standby communication
- 4) Cos Phi = 1 (VA = W)
- 5) AC voltage and frequency range will be programmed according to the individual country requirements.

Figura 61: Protecciones integradas en el inversor Delta M70A. (Catálogo Delta)

Estas protecciones aseguran la protección, según las directrices anteriormente mencionadas del IDAE, frente a cortocircuitos en corriente alterna, control sobre la tensión y frecuencia de red, sobretensiones y microcortes en el suministro entre otras.

También quedaría protegida frente a sobrecorrientes y fallos de aislamiento la parte de corriente continua, pudiendo monitorizar por medio del software web o la aplicación de móvil los fallos que se puedan ir sucediendo en las entradas de los strings.

Con esto se tiene que las protecciones adicionales que debería instalarse para el correcto funcionamiento de la instalación son el interruptor general magnetotérmico y el interruptor diferencial, los cuales irán instalados en el cuadro eléctrico de protecciones de AC dentro del almacén.

El dimensionado y diseño de estas protecciones se detallan en el Anexo I de cálculos detallados del presente proyecto.

Los elementos de protección a instalar deben cumplir con lo establecido en REBT de 2002 y las propuestas de seguridad que establece el pliego de condiciones del IDAE, las cuales se muestran a continuación.

- Protección contra sobrecorrientes de la parte de corriente continua.
- Aislamiento de clase I o superior en todos los componentes que conforman el conjunto de la instalación.
- Protección contra polaridad inversa en la parte de corriente continua.
- Se debe realizar una puesta a tierra (Pat) del marco de los módulos, de la carcasa del inversor, la propia estructura soporte y todas las masas metálicas de la instalación, tanto en la parte de corriente continua como la parte de la corriente alterna de tal forma que queden conectadas en una única tierra independiente del neutro de la empresa distribuidora, según se establece en el REBT.

### 6.7.1 Protección contra sobretensiones

Las sobretensiones son aumentos repentinos en los valores de tensión superando los valores establecidos como máximos entre dos puntos de una instalación eléctrica.

Las sobretensiones pueden darse de las siguientes formas:

- **Sobretensiones permanentes:** También conocidas como sobretensiones temporales o mantenidas son aquellas que se mantienen en el tiempo durante varios ciclos o de forma permanente, aumentando el voltaje del circuito en un 10% sobre su valor nominal. Se suelen dar por cortes en el neutro o defectos de conexión.
- **Sobretensiones transitorias:** Aumentan el voltaje, pero tienen una corta o muy corta duración. Se mide entre los conductores o los conductores y la tierra y puede ser debida por perturbaciones climatológicas, tales como rayos que pueden provocar un impulso de corriente que alcance de forma momentánea varios miles de amperios.

Para contrarrestar los efectos que pueden provocar las sobretensiones se debe tener un sistema de protección que cumpla con las siguientes consideraciones:

- **Se debe realizar una conexión equipotencial:** Esta se basa en conseguir un equilibrio de potencias entre la tierra y los conductores. Se consigue instalando un único electrodo como puesta a tierra para toda la instalación con el objetivo de evitar que aparezcan estos desequilibrios que puedan provocar, por ejemplo, la descarga de un rayo sobre la instalación.
- **Se debe instalar un sistema de descarga de sobretensiones:** Estos se conectan en paralelo y consiguen limitar el valor de la tensión absorbiendo picos de tensión transitorias.

Las protecciones incorporadas que trae dentro el propio inversor Delta M70A permiten la protección total contra sobretensiones tanto para el lado de corriente continua como el lado de corriente alterna, según se especifica en el catálogo del fabricante del inversor.

### 6.7.2 Protección contra sobrecargas y cortocircuitos

Las sobrecargas o sobrecorrientes se dan cuando la intensidad de corriente eléctrica que transcurre por un conductor es mayor a la prevista, generando calor por medio del efecto Joule y pudiendo provocar daños en los equipos e incluso producir un incendio.

Una sobrecarga de alta magnitud puede derivar en un cortocircuito, es decir, una carga excesiva por derivación a tierra o por un arco voltaico, pudiendo generar picos de corriente de hasta 1000 veces la corriente nominal del circuito.

Debido a que un cortocircuito puede causar graves daños tanto a la instalación eléctrica como a las personas que se encuentren cercanas a esta, la instalación debe ser dotada de dispositivos de corte de corriente, empleándose comúnmente los fusibles o los interruptores magnetotérmicos.

En el caso de la instalación de estudio, para la parte de **corriente continua**, el propio inversor incorpora un fusible de protección para cada entrada de strings protegiendo así este lado de la instalación. Además, según lo establecido en la norma UNE 61000-6-2, el inversor debe incorporar un interruptor de corte en carga para llevar a cabo trabajos de reparación, mantenimiento o maniobra.

Para el lado de **corriente alterna** se instalará a la salida del inversor un interruptor automático magnetotérmico de la marca Legrand modelo DX-H 10000 de cuatro polos con un poder de corte (Pdc) de 10 kA y un calibre (In) de 125 A. La curva seleccionada para este magnetotérmico es la C, debido a que la instalación no va a sufrir picos de intensidad de arranque durante su paro-marcha.



Figura 62: Interruptor magnetotérmico DX-H 10000. (Catálogo Legrand)

La IGA (interruptor general de alimentación) constará de un interruptor automático magnetotérmico de caja moldeada de la marca Legrand, modelo DPX 125 con un calibre ( $I_n$ ) de 125 A y un poder de corte de 25 kA. Este tiene de forma incorporada un sistema de regulación térmica de 0,8 a 1  $I_n$  y regulación magnética regulable de entre 5 y 10  $I_n$ .



Figura 63: Interruptor automático DPX 125. (Catálogo Legrand)

Esta parte de la instalación también será dotada de un relé diferencial electrónico con display, concretamente el modelo RHU de la marca Schneider Electric.



Figura 64: Relé diferencial RHU. (Catálogo Schneider Electric)

Este relé será de tipo A superinmunizado, el cual permite la filtración de corrientes de alta frecuencia y mide el valor eficaz verdadero para la precisa monitorización de las corrientes de fuga. Por medio del display incorporado se permite tener una visualización de los valores de fuga de forma instantánea, avisos de alarma e información relevante sobre las líneas de alimentación de los módulos.

Además, el relé tiene la opción de incorporar un toroidal asociado a este que puede ir instalado en el mismo carril DIN que los otros elementos de protección.

Este transformador de bobina toroidal será de la marca Schneider Electric, modelo TOA80 de bobina abierta y un diámetro de 80mm que, trabajando en conjunto con el relé se consigue la protección diferencial para el interruptor DPX 125.



Figura 65: Trafo de bobina abierta toroidal TOA80. (Catálogo Schneider Electric)

Para conseguir una buena selectividad entre las dos protecciones el magnetotérmico DX-H 10000 debe actuar en primer lugar en caso de sobrecorriente, dejando actuar al interruptor automático DPX-125 en caso de cortocircuitos de grandes magnitudes provenientes de red de suministro. Para esto se debe ajustar la sensibilidad de las protecciones para conseguir que, en caso de saltar el magnetotérmico, no quede toda la instalación aguas arriba también paralizada, consiguiendo un mejor control de la avería y minimizar sus daños en caso de producirse.

### 6.7.3 Protección contra contactos directos

La protección contra contactos directos se emplea para proteger al personal responsable del mantenimiento de la planta y otros ajenos a esta. Para que una persona experimente un paso de corriente por su cuerpo, esta debe tocar algún elemento que se encuentre bajo tensión eléctrica.

Un contacto directo se da cuando una persona entra en contacto con una parte activa de los materiales y/o equipos, estas partes activas pueden ser conductores y equipos que, en servicio normal, se encuentran bajo tensión.

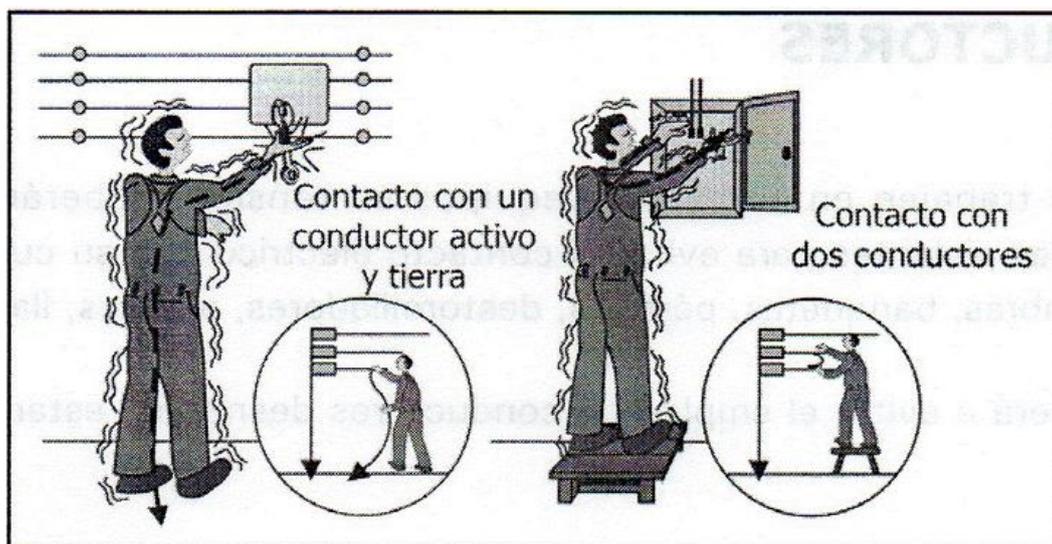


Figura 66: Ejemplo de contactos directos. (Satirnet)

Para proteger a las personas de este peligro eléctrico se establecen las siguientes medidas, según la norma UNE 20.460-4-41 y el ITC-BT-24.

- Proteger las partes activas por aislamiento.
- Proteger por medio de barreras o envoltentes con grados de protección IP.
- Proteger por medio de obstáculos.
- Proteger poniendo fuera de alcance los elementos bajo tensión.
- Protección complementaria instalando dispositivos de corriente diferencial residual.

Para la parte de la instalación de **corriente continua** el inversor dispone de protección de aislamiento, monitorizando y detectando posibles fallos en el aislamiento que se puede dar en el generador fotovoltaico y desconectando la instalación en caso necesario.

Para la parte de **corriente alterna** se instalará un dispositivo de corriente residual, que comparará las corrientes establecidas con las que circulan en el posible momento del contacto abriendo el circuito. Este dispositivo tendrá una sensibilidad de 300mA ajustable, establecido por la normativa vigente actual y asociado al interruptor de salida de las protecciones de AC.

#### 6.7.4 Protección contra contactos indirectos

Un contacto indirecto se da cuando una persona entra en contacto con masas que se encuentran accidentalmente bajo tensión, es decir, masas que bajo un funcionamiento normal y correcto no deberían estar bajo tensión ya que no forman parte del circuito eléctrico pero que por ciertas circunstancias pueden adquirir accidentalmente tensión.

Estos pueden producirse por defectos de aislamiento o por defectos de origen externo, tales como conectar por error una fase al inversor con un conductor activo, acción que se suele dar cuando la instalación es manipulada por personal poco cualificado entre otros.

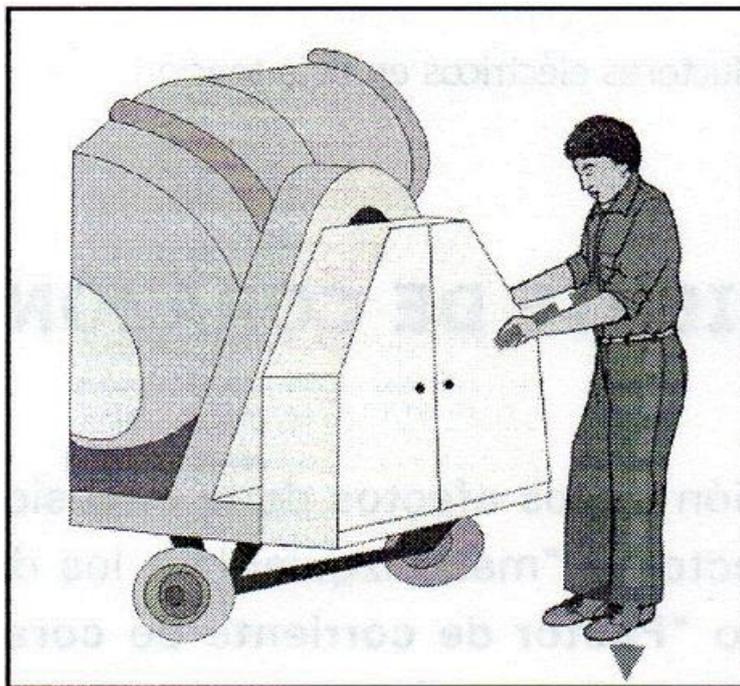


Figura 67: Ejemplo de contacto indirecto. (Satirnet)

Según se establece en la ITC-BT-24 la instalación de estudio debe contar con las siguientes protecciones:

- Contar con una protección de los materiales de clase II de doble aislamiento reforzado o un aislamiento equivalente.
- Contar con una protección de corte de alimentación automático. Esto se consigue por medio de un correcto sistema de puesta a tierra, el cual se explica en el correspondiente apartado, junto con el funcionamiento de los dispositivos diferenciales. Para cumplir esta condición se debe instalar todas las masas de los equipos eléctricos que intervienen en la instalación y sus conductores de protección en una misma puesta a tierra general.

En la parte de **corriente continua**, teniendo en cuenta que no se tiene un dispositivo de corte por corriente diferencial, la única forma de limitar esta corriente es por medio de la resistencia de aislamiento del propio inversor, el cual se encargará de monitorizar y mantener esta a los valores adecuados. Según normativa, este valor de resistencia debe ser de al menos 2000k por kW de tensión de entrada del inversor.

Para conseguir esto el inversor deberá ser conectado con una configuración con esquema flotante. El sistema IT del esquema flotante garantiza la total protección de la parte de corriente continua, como se explicará en el siguiente apartado.

Además de esto, un buen aislamiento de las partes metálicas de la instalación también forma una parte fundamental para conseguir una correcta protección contra contactos indirectos.

En la parte de **corriente alterna** el corte automático de la instalación se realizará por medio del dispositivo de corriente diferencial residual de sensibilidad 300 mA regulable, el cual estará asociado al interruptor general automático (IGA) en la salida de corriente alterna del inversor. La instalación de este interruptor diferencial asegura la protección tanto para contactos directos como indirectos siempre y cuando la puesta a tierra de las masas metálicas de la instalación sea adecuada.

### 6.7.5 Puesta a tierra

La puesta a tierra (Pat) consiste en la conexión de las superficies conductoras expuestas a algún punto no energizado. Comúnmente se emplea la tierra como superficie, por esto se le denomina de esta manera.

Las puestas a tierra se emplean en todo tipo de instalaciones eléctricas como medida adicional de seguridad donde, en caso de algún fallo debido a que un conductor energizado haga contacto con una superficie conductora expuesta o conductor ajeno al sistema eléctrico, se derive la corriente a través del conductor de puesta a tierra hacia el terreno, consiguiendo una protección completa tanto para el personal como para los animales que puedan encontrarse en los alrededores. La conexión consiste en la unión eléctrica directa por medio de conductores de protección, sin necesidad de fusibles ni otro tipo de protección, a un electrodo o grupo de electrodos que permitan descargar las corrientes de defecto hacia el suelo.

Estos conductores de protección discurrirán por las mismas canalizaciones de corriente continua y corriente alterna antes explicadas. La sección de estos se realizará en base a lo establecido en ITC-BT-18, cálculos realizados en el Anexo I de cálculos detallados del presente proyecto.

Los conductores de protección serán de cobre y tendrán las siguientes secciones:

- Los conductores de protección para la parte de corriente continua tendrán una sección de  $4\text{mm}^2$  de cobre desnudo.
- Los conductores de protección de la parte de corriente alterna tendrán una sección de  $25\text{mm}^2$  de cobre aislados con recubrimiento en color verde y amarillo o similar que indicaría la condición del tipo de cable.

La configuración de la puesta a tierra se realizará en base a lo establecido por el ITC-BT-18 del REBT y el Real Decreto 1663/2000, por medio de los cuales se establecen unas condiciones que en ningún momento deben alterar a las propias de la puesta a tierra de la red de suministro eléctrico.

Según recomendaciones del PCT del IDAE en una instalación fotovoltaica de autoconsumo, como es el caso, todas las masas metálicas de la instalación ya sean de corriente continua o alterna deberán estar unidas en un mismo punto conformando una única Pat. Esta deberá ser independiente de la propia del neutro de la empresa distribuidora y las otras masas de suministro eléctrico conformando una conexión equipotencial a tierra de todas las partes metálicas que intervienen en la instalación.

Como complemento a la puesta a tierra para asegurar una total protección de la parte de corriente continua el generador fotovoltaico se dispondrá en configuración de esquema flotante, lo que supone que los conductores positivo y negativo se encuentren aislados de tierra.

Esta configuración basa su funcionamiento en lo que se denomina por el REBT como sistema IT de puesta a tierra que, trasladado a la configuración establecida para el presente proyecto, se tratará de un sistema que no tendrá conexión a tierra pero sí tendrá aisladas todas las masas metálicas del sistema, como los marcos de los módulos, las estructuras soporte y otros elementos metálicos que tengan que ver con la instalación de forma que se encuentren todas unidas en un mismo punto como se muestra en la siguiente figura.

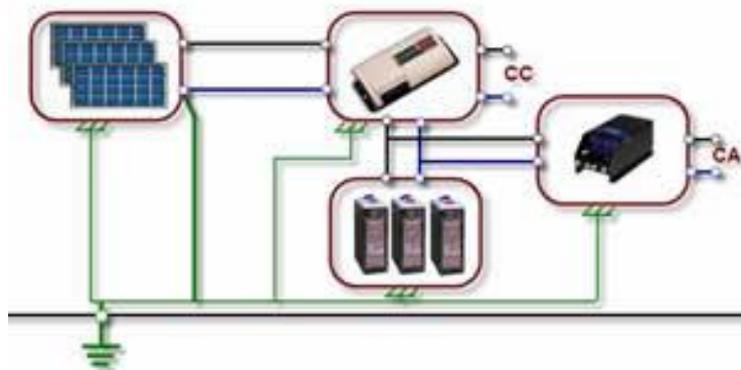


Figura 68: Esquema del conexionado del modo flotante. (Ikastaroak)

Por medio de esta configuración, en caso de un posible seccionamiento de uno de los conductores o contacto con una parte metálica de la instalación, no se debería producir ningún problema de seguridad ya que los conductores se encuentran en equipotencialidad.

En el caso de producirse un segundo contacto con otro conductor y las partes metálicas de la instalación se produciría un cortocircuito, el cual estaría protegido por medio de las protecciones antes explicadas en el apartado 6.7, pero en ningún caso se produciría una derivación de corriente a tierra.

El único riesgo para las personas que se puede producir sería en caso de que el segundo defecto de corriente pasara a través de la tierra, pero solo debería ocurrir en caso de producirse el primer defecto y no haya sido reparado o si la persona entra en contacto directo con el conductor, produciendo unas consecuencias que no pueden ser evitadas por este esquema o por el interruptor diferencial siempre y cuando la persona esté aislada de tierra.

## 6.8 Cuadros eléctricos

En base a todos los puntos anteriormente expuestos se procede a analizar la localización de las protecciones adicionales de la instalación, las cuales se encontrarán todas en un mismo cuadro eléctrico de protecciones de AC de la instalación.

Este cuadro eléctrico incluirá:

- Un interruptor magnetotérmico de curva C, modelo DX-H10000 de la marca Legrand, con un calibre de 125 A
- Un interruptor general automático de caja moldeada, modelo DPX 125 de la marca Legrand, con un calibre de 125.
- Un dispositivo de seguimiento y monitorización en tiempo real de la situación de la instalación. Se trata de un sistema de comunicación complementario del inversor con función wifi o RS485 y una aplicación web y móvil dedicadas con función de almacenamiento de datos por medio de tarjetas Micro-SD y que incluye un puerto USB 2.0.

El dispositivo de monitorización y seguimiento de la instalación será de la marca Delta, modelo DC1.

En la figura 69 se muestran sus aspectos generales los cuales destacan, entre otros, la posibilidad de monitorizar las energías y potencias activas y reactivas.

### DC1 - Data Collector

- Collect all relevant data from your Delta inverters
- Manage multiple PV plants in the MyDeltaSolar Cloud
- Connect to your Delta inverters via RS485 or Wi-Fi
- Compatible with third-party monitoring solutions
- Digital inputs, dry contacts, dynamic power limitation



GENERAL	DC1
Supply voltage (RS485 plug)	9 ... 25V <sub>cc</sub> / 5W (from communication card of inverter or Delta DIN rail Power Supply DRG-12V10W1AZ or equivalent)
Supply voltage (Micro-USB)	5 V <sub>cc</sub> / 5W
Protection degree	IP20
Relative humidity	30 ... 85%
Operating temperature range	-25 ... +55 °C
Storage temperature range	-30 ... +70 °C
Maximum operating altitude	2000 m
Max. number of inverters	RS485: 30; Wi-Fi: 9
Connectors	RS485, Wi-Fi, Micro-SD, Extension port, USB 2.0

Wi-Fi	DC1
Network standards	IEEE 802.11b IEEE 802.11g IEEE 802.11n
Data rates	IEEE 802.11b: 6.5 ... 150 Mbps IEEE 802.11g: 6 ... 54 Mbps IEEE 802.11n: 1 ... 1 Mbps
Modulation	OFDM (BPSK), QPSK, 16-QAM, 64-QAM; 802.11b (CCK / DSSS)
Bandwidth	20 MHz / 40 MHz

Figura 69: Dispositivo de monitorización y seguimiento de la instalación DC1. (Catálogo Delta Solar)

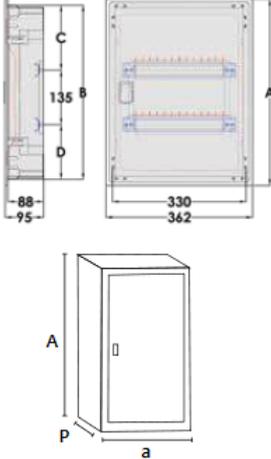
El cuadro de maniobra y protección estará ubicado en el interior del almacén, junto al inversor de la instalación, el cual incluirá en su interior todas las protecciones anteriormente mencionadas que se resumen a continuación.

Protecciones de corriente alterna		
Aparamenta	Localización	Características
Magnetotérmico modelo DX-H 10.000 marca Legrand con calibre de 125 A y Pdc 10 kA.	Caja de protecciones de AC	Vn = 400 V In = 125 A Pdc = 10 kA
Interruptor automático diferencial de caja moldeada modelo DPX-125 marca Legrand, calibre 125 A y Pdc 25 kA + relé diferencial + toroidal asociados.	Caja de protecciones de AC	Vn = 400 V In = 125 A Pdc = 25 kA $I_{\Delta n} = 300mA$

Tabla 12: Protecciones de corriente alterna. (Creación propia en base a los datos del catálogo Legrand)

La caja de protecciones será del fabricante Psolera, modelo MP42, de marco y puerta metálicos en color blanco y un grado de protección IP40 a puerta cerrada y contra impactos de IK07, empotrada directamente sobre la pared del almacén y con carriles DIN para la colocación de las protecciones.

Esta caja seguirá las directrices establecidas en las normativas UNE-EN 62208 y UNE 61439-1 y en conformidad con el REBT.



**DIMENSIONES CAJA DE EMPOTRAR**

REF.	DIMENSIONES (mm)				REGLETAS DE CONEXIÓN
	A	B	C	D	
MP14	327	297	161	136	113PE/N
MP28	462	432	161	136	113PE/N + 105N
MP42	643	613	184	159	180PE + 180N + 105N
MP56	778	748	184	159	128PE + 128N + 105N

**DIMENSIONES CAJA CON ZÓCALO**

REF.	DIMENSIONES (mm)			REGLETAS DE CONEXIÓN
	A	a	p	
MP14 + ZO-MP14	324	360	105	113PE/N
MP28 + ZO-MP28	459	360	105	113PE/N + 105N
MP42 + ZO-MP42	640	360	105	180PE + 180N + 105N
MP56 + ZO-MP56	775	360	105	128PE + 128N + 105N

Figura 70: Características técnicas de la caja de protecciones. (Catálogo Psolera)

## 7 – Estudio de repercusión ambiental

---

Una instalación fotovoltaica se considera una fuente renovable e inagotable de energía basada en el efecto fotoeléctrico. Esta tecnología es ampliamente empleada tanto para pequeños como para grandes consumidores con el objetivo de conseguir un ahorro en la factura eléctrica, así como ser más ecológicos con el medio ambiente.

En este estudio se pretende analizar la cantidad de emisiones que se dejarían de verter a la atmósfera terrestre por la implementación de esta tecnología en las viviendas o la industria.

Entre los componentes que intervienen en la fabricación de los módulos solares fotovoltaicos se encuentra el silicio, este es un material que se encuentra de forma natural en la tierra, estimándose que el 25% de la corteza terrestre contiene silicio lo que lo hace un material bastante abundante. Se encuentra fundamentalmente en forma de arena, grava, materiales semipreciosos o en forma de silicatos.

Para que el silicio sea de “grado electrónico” requiere un proceso de refinamiento para alcanzar tal grado de pureza, lo que supondría cierto grado de contaminación ambiental debido a este, pero como se emplea en muy pequeñas cantidades para la fabricación de las células solares se podría considerar casi despreciable este impacto para la atmósfera.

La fabricación del resto de elementos tales como las estructuras soporte, el cableado, etc., son reciclables o provienen de materiales ya reciclados, lo que contribuye en la disminución de residuos global.

Una vez puesta en marcha la instalación, el impacto que supone para la atmósfera terrestre es prácticamente despreciable, ya que este sistema de generación eléctrica no basa su funcionamiento en combustibles fósiles o quema de cualquier otro tipo de materia prima para la obtención de energía, lo que supone que no se emitan gases de efecto invernadero o de productos tóxicos que puedan contaminar el aire a largo o medio plazo.

Otra de las virtudes de la energía solar fotovoltaica es que no produce contaminación en las aguas, ya que no se requiere para su funcionamiento. Tampoco provoca impacto auditivo, lo que convierte este tipo de instalaciones en idóneas tanto para zonas despobladas como de alto urbanismo en ciudades ya que no produce molestias auditivas tanto para los seres humanos como la flora y fauna de la zona.

Según estimaciones realizadas por el CIEMAT y la AIE, se establece que los principales problemas medioambientales en la actualidad son causados por tres principales agentes contaminantes, el  $CO_2$ , los  $SO_x$  y los  $NO_x$ .

El  $CO_2$  o Dióxido de Carbono se genera cuando se quema algún tipo de sustancia que contiene carbono, produciendo los gases de efecto invernadero.

Los Óxidos de Azufre ( $SO_x$ ) se dan por la combustión que se lleva a cabo en procesos industriales, calderas de calefacción y vehículos entre otras, pudiendo generar las conocidas como lluvias ácidas que son precipitaciones de este componente desde la atmósfera hasta el suelo terrestre contaminando este y las aguas.

Los Óxidos de Nitrógeno ( $NO_x$ ) se pueden producir por las elevadas temperaturas de las cámaras de combustión de los vehículos provocando el smog fotoquímico, que es una niebla densa de contaminación que se produce al entrar el  $NO_x$  en contacto con el ozono.

Para estimar la cantidad de emisiones que se dejarían de verter a la atmósfera debido a la implantación del generador solar en la EDAR de estudio se hará uso de las tablas proporcionadas

por el IDAE, que recoge los estudios realizados por el CIEMAT y la AIE, haciendo una estimación aproximada para el caso concreto de este proyecto.

Las cantidades de emisiones provocadas por estos agentes contaminantes que se dejarán de emitir por kWh producido por la instalación se estiman en:

- 550 g/kWh de  $CO_2$
- 0,40 g/kWh de  $SO_x$
- 0,75 g/kWh de  $NO_x$

En base a estos valores y teniendo una potencia total instalada de 65,52 kWp que genera 93.063 kWh al año de energía solar, los beneficios medioambientales serán los siguientes:

Contaminante	Ahorro de emisiones
$CO_2$	51.184,65 kg $CO_2$ /año
$SO_x$	37.225,5 kg $SO_x$ /año
$NO_x$	69.797,25 kg $NO_x$ /año

Tabla 13: Balance medioambiental de la instalación. (Creación propia en base a los datos de CIEMAT y AIE)

Una vez la instalación llegara al fin de su vida útil los módulos fotovoltaicos pueden ser reciclados casi en su totalidad ya que estos están principalmente hechos de vidrio y aluminio, materiales que son fáciles de separar, reutilizar y que están considerados como residuos no peligrosos. Otros como la silicona y la hojalata no permitirían su reutilización completa pero, según fuentes del ECOASIMELEC la tecnología empleada en el reciclaje actual permite recuperar más del 88% de los materiales contenidos en un panel fotovoltaico, lo que de nuevo supondría un ahorro considerable en cuanto a residuos para el medio ambiente ya que se estima que en 2018 se generó aproximadamente 50 millones de toneladas de residuos provenientes de aparatos eléctricos y electrónicos, según fuentes del RAEE.

## 8 – Balance energético de la propuesta

---

Con el objetivo de aportar información relevante para el estudio de viabilidad económica de la instalación se procede a realizar un balance energético de la propuesta en el cual se estudiará la energía que aportará el sistema generador y qué cantidad de esta será directamente consumida por la planta.

Con esto se consigue analizar si se producirán excedentes del sistema generador que derivarán en un ahorro adicional de dinero al propio ahorro que se conseguirá en la factura eléctrica de forma directa.

Los datos de generación fotovoltaica prevista se estimarán por medio del software PVSYST como se ha mostrado en el apartado de la memoria del presente proyecto, energía generada por la configuración 1.

Con los consumos horarios mensuales de la curva de carga de la planta proporcionados por el cliente se ha estimado la parte proporcional de la generación fotovoltaica que auto consumirá directamente la planta.

En la tabla 14 se muestra el balance total energético de la instalación donde el consumo es la energía que genera la planta, la generación fotovoltaica es el aporte energético que proporciona el sistema generador y el autoconsumo es la energía que se consumirá directamente por la nave, siendo la diferencia entre estas energías los excedentes vertidos a red.

Mes	Consumo planta (kWh)	Generación FV (kWh)	Autoconsumo planta (kWh)
Enero	43.367	4.156	4.156
Febrero	38.579	5.331	5.331
Marzo	43.547	7.799	7.799
Abril	40.137	9.734	9.734
Mayo	38.651	10.364	10.364
Junio	35.189	11.213	11.213
Julio	34.211	11.824	11.824
Agosto	33.006	10.217	10.217
Septiembre	33.171	7.834	7.834
Octubre	33.032	6.366	6.366
Noviembre	34.811	4.561	4.561
Diciembre	40.438	3.664	3.664
Total	448.139	93.063	93.063

Tabla 14: Balance energético de la instalación. (Creación propia en base a los datos del cliente)

Como se puede observar el sistema generador no producirá en ningún momento excedentes que se puedan verter a red, por lo que no se encontrarán ahorros derivados de estos en el estudio de viabilidad económica.

Esto, como se ha comentado en el apartado de análisis de consumos de la memoria del presente proyecto, es debido a que la planta no para en ningún momento del año, salvo en paradas programadas las cuales no se han tenido en cuenta para este análisis. Por tanto, el ahorro económico se dará por la cantidad de energía que se dejará de consumir por la planta debido al apoyo solar fotovoltaico.

En las siguientes figuras se muestra la energía diaria estimada que se generara por el sistema fotovoltaico en función del consumo de la planta. Se mostrarán los datos pertenecientes al año completo, así como los de un día tipo del mes de enero y un día tipo para el mes de junio que reflejan que la instalación no generará excedentes en ningún momento del día.

### Curva de carga año 2019

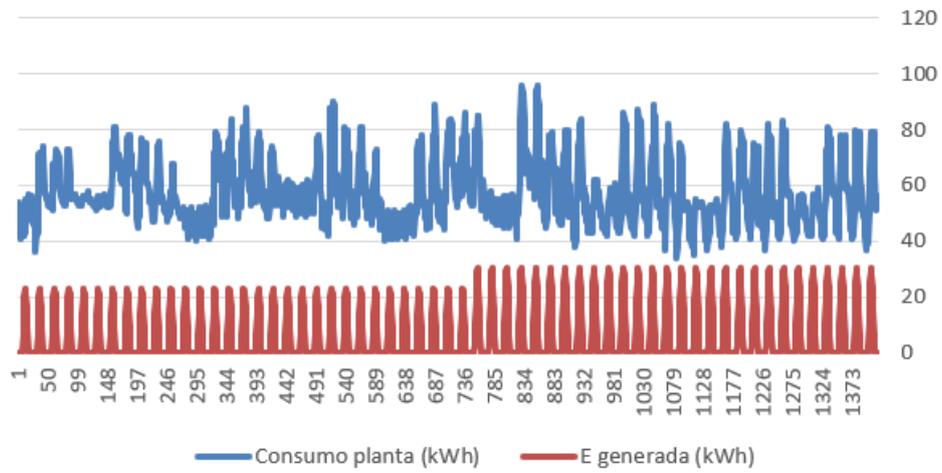


Figura 71: Curva de carga para el año 2019. (Creación propia)

### Día tipo - Enero

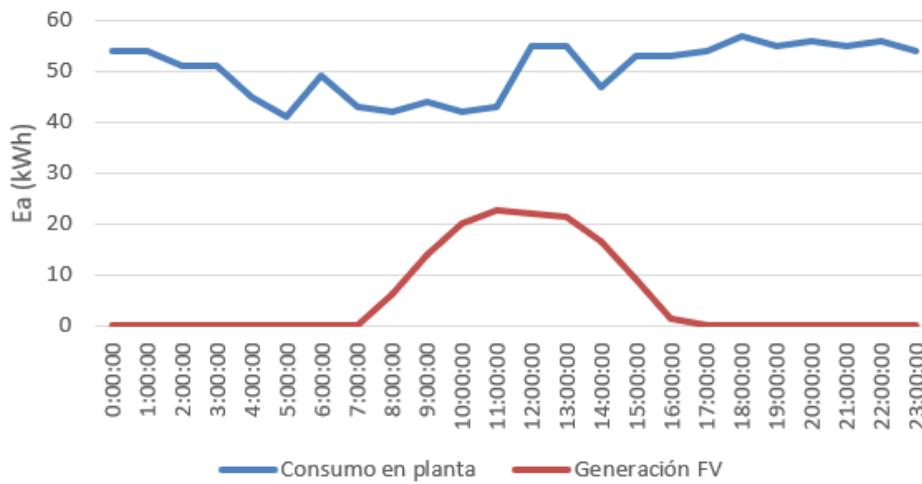


Figura 72: Balance energético para un día tipo del mes de enero. (Creación propia)

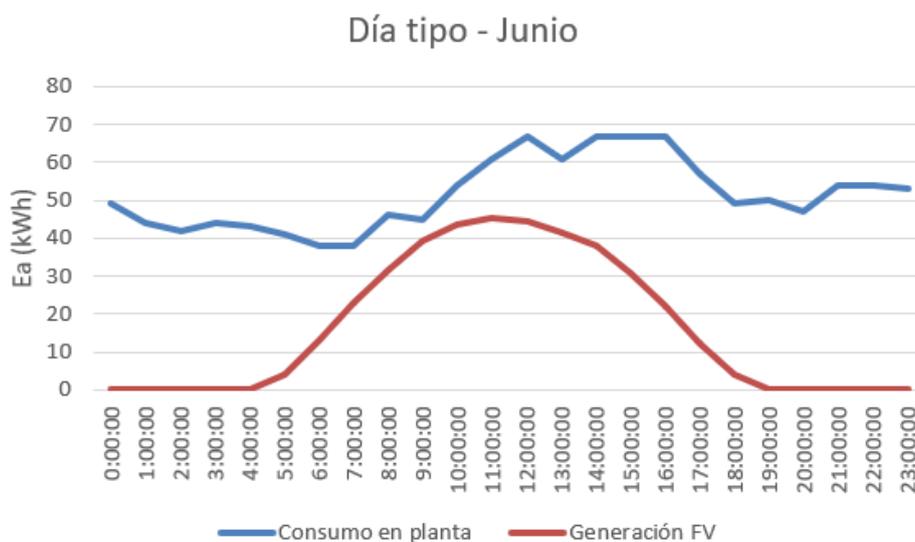


Figura 73: Balance energético para un día tipo del mes de junio. (Creación propia)

En las figuras 72 y 73 se puede apreciar cómo, debido al tipo de configuración del generador fotovoltaico, este favorece la generación eléctrica para los meses de verano, llegando en algunos días a casi generar excedentes, como se muestra en la figura superior.

## 9 – Planificación

En este apartado se establece la planificación de las tareas que se llevarán a cabo en el proceso de creación del proyecto. El principal objetivo es administrar de forma óptima el tiempo disponible para no demorar en el tiempo los trabajos que intervienen en el programa de ejecución de la obra.

A continuación, en la tabla 15 se muestra la planificación detallada a seguir, realizada en base al diagrama de Gantt.

Tarea	Descripción de la tarea	Duración (días)	Precedentes
A	Porte de los elementos que intervienen en la obra.	1	-
B	Subida de los elementos necesarios a la cubierta del almacén.	0.5	A
C	Poda y limpieza de la parcela adyacente.	2	-
D	Cementación de la parcela adyacente.	3	C
E	Ensamblaje de la estructura soporte de ambas zonas.	2	D, B
F	Fijación del cuadro eléctrico y las protecciones.	0.5	-
G	Instalación de los paneles FV en ambas zonas.	5	E
H	Colocación de las rejillas y el cableado del almacén.	0.5	G
I	Colocación del cableado de AC y DC de la instalación.	2	H
J	Conexión final del cableado y los Strings de los paneles.	1	I
K	Revisión final de la instalación.	0.5	J
L	Puesta en marcha y proceso de pruebas.	0.5	K

Tabla 15: Planificación de las obras. (Creación propia)

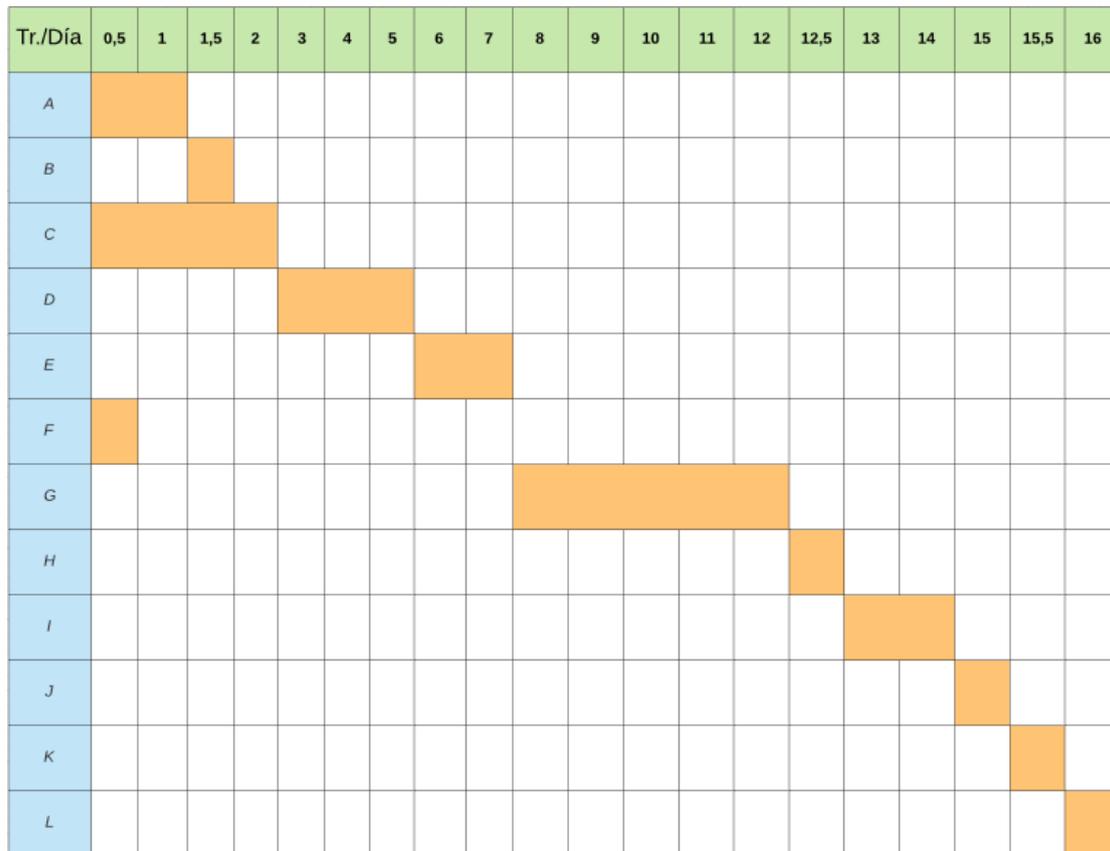


Figura 74: Diagrama de Gantt de la planificación. (Creación propia)

En la tabla 15 se muestran las tareas que se van a realizar en la obra, así como la dependencia que tienen cada una con respecto de la otra. Como se puede apreciar hay tareas que pueden ser realizadas a la vez, mientras se ejecutan otras. Es por esto que la duración total de la obra no es la suma algebraica de los valores de la tabla, sino que se debe tener en cuenta su simultaneidad como se aprecia en la figura 74.

Según el diagrama de Gantt la duración estimada de las obras e instalaciones, teniendo en cuenta todo lo anteriormente mencionado es de 16 días. Se tiene que tener en cuenta que son días laborables, los cuales tienen una duración de la jornada de ocho horas al día y no se incluyen los fines de semana u otros festivos.

Incluyendo estos, la duración total del proyecto se prolonga hasta los 22 días teóricos, pero con el objetivo de fijar un plazo más realista se tomarán **26 días totales** desde que se autoriza la licencia de obra hasta que se completa la instalación y los trámites.

Esta ligera ampliación del plazo de finalización se debe a los posibles retrasos que se pueden ocasionar debido a los trámites administrativos, posibles contratiempos u otra serie de problemas no controlables que se puedan suceder.

## 10 – Estudio de viabilidad económica

Con el estudio de viabilidad económica se pretende recoger toda la información proporcionada en el apartado de balance energético para realizar un análisis económico de la instalación, determinado a partir de los indicadores que se muestran a continuación.

Este estudio dará una visión global de la rentabilidad económica que supone la puesta en marcha del generador fotovoltaico.

### 10.1 Inversión inicial

La inversión inicial (Io) se entiende que serán los costes debidos a la implantación de la propia instalación. Estos se presentan en el documento del presupuesto del presente proyecto.

El presupuesto constará del Presupuesto de Ejecución de Materiales (PEM) y el Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC) que en su conjunto proporcionan el total de la inversión inicial requerida para la puesta en marcha de la instalación.

Según esto, la inversión total que se requerirá será de **53.825,89 €**, mostrada en la siguiente tabla.

Presupuesto de Ejecución por Contrata y Presupuesto total de obra	
Concepto	Importe
Subtotal del PEM	35.015,54 €
Gastos generales de tramitación y legalización (GG) – 16%	5.602,48 €
Beneficio industrial (BI) – 6%	2.100,93 €
Subtotal del PEC	42.718,95 €
Honorarios – 5%	2.135,95 €
IVA – 21%	8.970,97 €
<b>Presupuesto total de obra</b>	<b>53.825,89 €</b>

Tabla 16: Presupuesto total de obra. (Creación propia)

### 10.2 Gastos

Los gastos previstos una vez la instalación esté finalizada y puesta en marcha serán aquellos que se den por la propia explotación de esta.

Al tratarse de un sistema de generación solar que no requiere de quema de combustibles para generar energía, los gastos serán directamente los propios referentes al mantenimiento de los módulos, limpieza, monitorización de los equipos, etc.

Estos gastos se estiman en torno a **150 € euros al mes**.

### 10.3 Ingresos

Los ingresos son los correspondientes ahorros en la factura eléctrica. Por medio de la implantación del sistema fotovoltaico se consigue reducir el término de energía, ya que se consumirá menos cantidad de esta que provenga de la red.

Como bien se ha comentado en el apartado de análisis de consumos del presente proyecto, la planta tiene un acuerdo con la empresa distribuidora de suministro eléctrico por lo que, a pesar de que la empresa está acogida a una tarifa de acceso 3.1 A donde el precio de la energía varía en función del periodo tarifario (punta, llano, valle), el precio de la energía para esta EDAR se encuentra en **0,10 €/kWh** en todos los periodos tarifarios. Por lo tanto, los ahorros se calcularán en base a la cantidad de energía fotovoltaica autoconsumida por la planta (igual a la generada por el sistema fotovoltaico), que supondrá dejar de consumir esa cantidad de energía proveniente de la red.

En la tabla 17 se muestra el desglose de la estimación de energía por periodos y por meses junto con el ahorro por autoconsumo para cada uno de estos.

		Consumo planta	FV generada = FV autoconsumida	Ingresos
Enero	P1	10.953 kWh	0 kWh	0 €
	P2	19.726 kWh	4.145 kWh	414,5 €
	P3	12.998 kWh	3,1 kWh	0,31 €
Febrero	P1	9.821 kWh	5,6 kWh	0,56 €
	P2	18.269 kWh	5.266,8 kWh	526,68 €
	P3	10.431 kWh	58,8 kWh	5,88 €
Marzo	P1	3.502 kWh	24 kWh	2,4 €
	P2	6.462 kWh	2.445,8 kWh	244,45 €
	P3	4.069 kWh	100,1 kWh	10,01 €
Abril	P1	9.749 kWh	194,3 kWh	19,43 €
	P2	17.756 kWh	8.499,9 kWh	849,99 €
	P3	10.283 kWh	716,3 kWh	71,63 €
Mayo	P1	9.900 kWh	350,5 kWh	35,5 €
	P2	18.009 kWh	9.616,2 kWh	961,62 €
	P3	10.915 kWh	1.113,5 kWh	111,35 €
Junio	P1	9.042 kWh	2.768 kWh	276,8 €
	P2	15.642 kWh	7.843 kWh	784,3 €
	P3	10.269 kWh	1.194 kWh	119,4 €

Julio	P1	9.836 kWh	7.771,7 kWh	777,17 €
	P2	14.144 kWh	3.487,5 kWh	348,75 €
	P3	10.314 kWh	1.150,1 kWh	115,01 €
Agosto	P1	9.171 kWh	6.723,9 kWh	672,39 €
	P2	13.794 kWh	2.724,9 kWh	272,49 €
	P3	10.002 kWh	759,5 kWh	75,95 €
Septiembre	P1	8.690 kWh	3.469,9 kWh	346,99 €
	P2	13.711 kWh	3.632,2 kWh	363,22 €
	P3	9.714 kWh	469,8 kWh	46,98 €
Octubre	P1	8.269 kWh	0 kWh	0 €
	P2	15.431 kWh	6.088,4 kWh	608,84 €
	P3	9.293 kWh	279 kWh	27,9 €
Noviembre	P1	9.130 kWh	0 kWh	0 €
	P2	16.435 kWh	4.467 kWh	446,7 €
	P3	9.420 kWh	93 kWh	9,3 €
Diciembre	P1	9.868 kWh	0 kWh	0 €
	P2	17.352 kWh	3.658 kWh	365,8 €
	P3	10.721 kWh	6,2 kWh	0,62 €
<b>Total</b>		<b>448.139 kWh</b>	<b>93.063 kWh</b>	<b>9.306,3 €</b>

Tabla 17: Desglose de la generación eléctrica y ahorros. (Creación propia)

Por lo tanto, se estima que el ahorro total (ingresos totales) anual previsto será de **9.306,3 €/año**.

#### 10.4 Evolución económica

En este análisis se muestra la evolución económica de la inversión a lo largo de los años, en concreto se va a realizar este estudio en un plazo de 25 años, ya que los módulos tienen una garantía de uso de hasta 25 años.

Para los cálculos no se tendrá en cuenta el posible incremento o decrecimiento del coste de la energía ya que esta irá ligada al contrato estipulado entre el cliente y la empresa suministradora de energía, pero en caso de un posible incremento en el precio de la energía sería beneficioso en cuanto a ingresos o ahorros para la instalación se refiere ya que se incrementarían de forma proporcional.

En la tabla 18 se muestra el análisis detallado de la evolución económica variantes en función del IPC, el cual actualmente se estima en torno al 1,5%, siendo:

- **Gastos** = los correspondientes al mantenimiento de la instalación, 150 €/mes.

- **Amortización** =  $\frac{I_0}{\text{Años amort.}(25)}$
- **Beneficio bruto (BB)** = Ingresos - gastos
- **Beneficio neto (BN)** = BB – impuesto de sociedades (25%)
- **Flujo de caja (FC)** = BN + amortizaciones

Evolución económica							
Año	Gastos	Amortización	Ingresos	BB	BN	FC	Total
2020	53.825,89 €	-	-	-	-	-	-53.825,89 €
2021	1.800,00 €	2.153,03 €	9.306,30 €	7.506,30 €	5.629,72 €	7.782,75 €	-46.043,14 €
2022	1.827,00 €	2.185,33 €	9.445,89 €	7.618,89 €	5.714,17 €	7.899,49 €	-38.143,65 €
2023	1.854,41 €	2.218,11 €	9.587,58 €	7.733,18 €	5.799,88 €	8.017,98 €	-30.125,67 €
2024	1.882,22 €	2.251,38 €	9.731,40 €	7.849,18 €	5.886,88 €	8.138,25 €	-21.987,41 €
2025	1.910,45 €	2.285,15 €	9.877,37 €	7.966,91 €	5.975,18 €	8.260,33 €	-13.727,08 €
2026	1.939,11 €	2.319,42 €	10.025,53 €	8.086,42 €	6.064,81 €	8.384,23 €	-5.342,85 €
2027	1.968,20 €	2.354,22 €	10.175,91 €	8.207,71 €	6.155,78 €	8.510,00 €	3.167,14 €
2028	1.997,72 €	2.389,53 €	10.328,55 €	8.330,83 €	6.248,12 €	8.637,65 €	11.804,79 €
2029	2.027,69 €	2.425,37 €	10.483,48 €	8.455,79 €	6.341,84 €	8.767,21 €	20.572,00 €
2030	2.058,10 €	2.461,75 €	10.640,73 €	8.582,63 €	6.436,97 €	8.898,72 €	29.470,72 €
2031	2.088,97 €	2.498,68 €	10.800,34 €	8.711,37 €	6.533,52 €	9.032,20 €	38.502,92 €
2032	2.120,31 €	2.536,16 €	10.962,35 €	8.842,04 €	6.631,52 €	9.167,68 €	47.670,60 €
2033	2.152,11 €	2.574,20 €	11.126,78 €	8.974,67 €	6.731,00 €	9.305,20 €	56.975,80 €
2034	2.184,39 €	2.612,81 €	11.293,68 €	9.109,29 €	6.831,96 €	9.444,78 €	66.420,57 €
2035	2.217,16 €	2.652,01 €	11.463,09 €	9.245,93 €	6.934,44 €	9.586,45 €	76.007,02 €
2036	2.250,42 €	2.691,79 €	11.635,03 €	9.384,62 €	7.038,46 €	9.730,24 €	85.737,26 €
2037	2.284,17 €	2.732,16 €	11.809,56 €	9.525,39 €	7.144,03 €	9.876,20 €	95.613,46 €
2038	2.318,44 €	2.773,15 €	11.986,70 €	9.668,27 €	7.251,19 €	10.024,34 €	105.637,80 €
2039	2.353,21 €	2.814,74 €	12.166,50 €	9.813,29 €	7.359,96 €	10.174,71 €	115.812,50 €
2040	2.388,51 €	2.856,96 €	12.349,00 €	9.960,49 €	7.470,36 €	10.327,33 €	126.139,83 €
2041	2.424,34 €	2.899,82 €	12.534,24 €	10.109,90 €	7.582,42 €	10.482,24 €	136.622,07 €
2042	2.460,70 €	2.943,32 €	12.722,25 €	10.261,55 €	7.696,15 €	10.639,47 €	147.261,54 €

2043	2.497,61 €	2.987,47 €	12.913,08 €	10.415,47 €	7.811,60 €	10.799,06 €	158.060,60 €
2044	2.535,08 €	3.032,28 €	13.106,78 €	10.571,70 €	7.928,77 €	10.961,05 €	169.021,64 €
2045	2.573,11 €	3.077,76 €	13.303,38 €	10.730,28 €	8.047,70 €	11.125,46 €	180.147,11 €

Tabla 18: Evolución económica anual. (Creación propia)

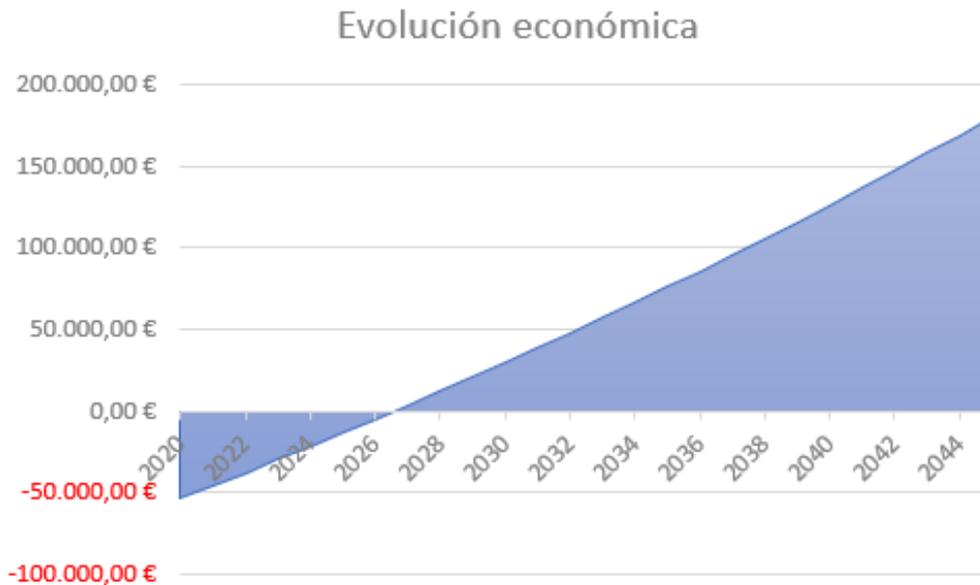


Figura 75: Gráfico de la evolución económica. (Creación propia)

## 10.5 Rentabilidad económica

Para analizar la rentabilidad económica de la instalación se emplearán los siguientes indicadores:

- VAN
- TIR
- Periodo de retorno (PR)

El **VAN** o **Valor Actual Neto** es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos del proyecto con el objetivo de conocer cuánto se va a ganar o perder si se realiza la inversión.

La fórmula empleada para el cálculo de este es la siguiente:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

Donde:

- $F_t$  o  $FC$  es el flujo de caja en cada periodo.
- $I_0$  es la inversión inicial.
- $n$  es el número de periodos de tiempo.
- $k$  o  $Ir$  es el tipo de interés exigido para la inversión.

El **TIR** o **Tasa Interna de Retorno** es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece la inversión, es decir, el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá la inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto y por lo tanto su función es marcar la rentabilidad de la inversión.

Para el cálculo de este se emplea la misma fórmula que en VAN pero igualada a 0.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+TIR)} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} = 0$$

El **PR** o **Periodo de retorno** indica los años que se necesitarán para conseguir recuperar la inversión inicial depositada en el proyecto.

El periodo de retorno se suele calcular como:

$$PR = \frac{I_0}{FC_{promedio\ anual}}$$

En la tabla 19 se muestran estos indicativos económicos para el caso de estudio del presente proyecto:

Rentabilidad económica de la inversión	
VAN	111.452,8 €
TIR	15 %
PR	5,75 años

Tabla 19: Rentabilidad económica de la inversión. (Creación propia)

Con los datos que arroja la tabla 19 se puede concluir que la inversión será rentable, ya que el VAN > 0 y el TIR > ir

El periodo de retorno es de aproximadamente 5 años y 10 meses, un buen periodo de retorno considerando el tipo de instalación que es y que la empresa podría asumir.

## 11 – Conclusiones

---

Con el documento de memoria del presente proyecto se entiende que se ha descrito de forma adecuada y en profundidad las posibles propuestas de instalación planteadas, así como la justificación de la propuesta más favorable y cómo ejecutarla de forma correcta.

Del estudio de viabilidad económica se puede extraer una conclusión favorable económicamente para la empresa debido a la buena rentabilidad y viabilidad de la instalación, siendo esta además favorable para el medio ambiente y otorgando a la empresa un sello de responsabilidad con el medio.

La instalación además no aporta ningún perjuicio para una posible ampliación de la zona sur de la parcela, habiendo aprovechado la superficie dispuesta por el cliente de la forma más óptima posible teniendo en cuenta la forma de las dos aguas de la instalación.

## 12 – Programas de diseño y cálculo

---

Para la proyección del diseño y cálculo del presente proyecto se ha empleado los siguientes programas:

- **Microsoft Excel**  
Programa de análisis avanzado, cálculo y tratamiento de datos.
- **PVGIS**  
Software web que proporciona información meteorológica según los datos geográficos de la zona, permitiendo evaluar el recurso solar y la generación eléctrica del sistema fotovoltaico de estudio.
- **PVSYST**  
Programa de diseño, simulación y análisis de todo tipo de datos referentes a una instalación fotovoltaica solar, permite realizar un modelado 3D del proyecto, así como realizar el análisis de las sombras.
- **Google Earth**  
Software web que permite visualizar el globo terrestre, con herramientas avanzadas de cartografía que permite realizar una visualización precisa tanto 2D como 3D de toda la superficie terrestre y de especial utilidad para obtener información a cerca de las distancias y superficies de algunas partes de la planta.
- **Autocad**  
Programa de diseño gráfico y modelado tanto en 3D como en 2D, empleado para la realización de los planos del presente proyecto.

## 13 – Bibliografía y Webgrafía

---

- Guía IDAE del Autoconsumo – 2019.
- Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo – IDAE 2019
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (PCT-C-REV) de julio 2011.  
[https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_5654\\_FV\\_pliego\\_condiciones\\_tecnicas\\_instalaciones\\_conectadas\\_a\\_red\\_C20\\_Julio\\_2011\\_3498eaaf.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf)
- Plan para el Fomento de Energías Renovables PFER 1999 del IDAE.  
[https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_4044\\_PFER2000-10\\_1999\\_1cd4b316.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_4044_PFER2000-10_1999_1cd4b316.pdf)
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) aprobado por el RD 842/2002 de 2 de agosto.  
<http://www.iet.es/wp-content/uploads/2013/03/REGLAMENTO-RBT-SEPT-2003.pdf>
- Seguridad eléctrica de plantas fotovoltaicas con conexión en baja tensión - N.R. Melchor, F.R. Quintela, R.C. Redondo, J.M.G. Arévalo - STS Proyectos de Ingeniería - Universidad de Salamanca



# ANEXOS



## ÍNDICE ANEXOS

### ANEXO I – CÁLCULOS DETALLADOS

<b>1. Diseño del generador fotovoltaico</b> .....	98
1.1. Número de paneles en serie mínimo.....	98
1.2. Número de paneles en serie máximo.....	98
1.3. Numero de ramas en paralelo.....	99
<b>2. Potencia total instalada</b> .....	99
<b>3. Inversor</b> .....	100
<b>4. Dimensionado del cableado</b> .....	100
4.1. Cableado de corriente continua.....	101
4.2. Cableado de corriente alterna.....	105
4.2.1. Cableado de inversor al cuadro de protecciones de AC.....	106
4.2.2. Cableado cuadro protecciones AC a cuadro general de alimentación.....	108
<b>5. Protecciones</b> .....	109
5.1. Aparamenta de protecciones para corriente continua.....	109
5.2. Aparamenta de protecciones para corriente alterna.....	109
<b>6. Puesta a tierra</b> .....	112
<b>7. Conductores de protección</b> .....	112
<b>8. Distancia mínima entre filas de las configuraciones 2 y 3</b> .....	113
<b>9. Cálculo de carga estructural</b> .....	114

### ANEXO II – ESTUDIO BASICO DE SEGURIDAD Y SALUD

<b>1. Justificación</b> .....	116
<b>2. Objetivos del plan de SS</b> .....	116
<b>3. Datos del proyecto</b> .....	117
<b>4. Datos de interés para la prevención de riesgos laborales durante las obras</b> .....	120
<b>5. Plazo de ejecución y número máximo de trabajadores</b> .....	122
<b>6. Instalaciones provisionales para los operarios</b> .....	122
<b>7. Normas o medidas preventivas</b> .....	122
<b>8. Prevención de riesgos de daños a terceros</b> .....	125
<b>9. Identificación y evaluación de riesgos</b> .....	125
<b>10. Protección colectiva a emplear en la obra</b> .....	127
<b>11. Protección individual a emplear en la obra</b> .....	128
<b>12. Señalización de riesgos</b> .....	128
<b>13. Medidas de asistencia en caso de accidente</b> .....	129

<b>14. Formación e información en seguridad y salud.....</b>	<b>132</b>
<b>15. Trabajos posteriores a la obra.....</b>	<b>133</b>
<b>16. Otras consideraciones.....</b>	<b>135</b>
<b>17. Procedimiento de comunicación de nuevas actuaciones.....</b>	<b>135</b>
<b>18. Documentos de nombramiento de control.....</b>	<b>135</b>
<b>19. Sanciones.....</b>	<b>136</b>

### **ANEXO III – TRAMITACIÓN Y LEGALIZACIÓN**

<b>1. Diseño del generador fotovoltaico.....</b>	<b>137</b>
<b>2. Permisos de acceso, conexión y avales o garantías.....</b>	<b>137</b>
2.1. Solicitud de acceso y punto de conexión.....	138
2.2. Respuesta a la solicitud.....	138
2.3. Vigencia.....	138
2.4. Reclamaciones.....	139
2.5. Plazo de ejecución.....	139
2.6. Condiciones económicas de conexión.....	139
<b>3. Autorizaciones ambientales y de utilidad pública.....</b>	<b>139</b>
<b>4. Autorización administrativa previa y de construcción.....</b>	<b>140</b>
<b>5. Licencia de obras e impuestos de construcciones y obras (ICIO) .....</b>	<b>140</b>
<b>6. Ejecución de las instalaciones.....</b>	<b>140</b>
<b>7. Inspección inicial e inspecciones periódicas.....</b>	<b>140</b>
<b>8. Certificados de instalación y/o certificados fin de obra.....</b>	<b>141</b>
<b>9. Autorización de explotación.....</b>	<b>141</b>
<b>10. Contrato de acceso para la instalación de autoconsumo.....</b>	<b>141</b>
<b>11. Contrato de suministro de energía para servicios auxiliares.....</b>	<b>141</b>
<b>12. Licencia de actividades.....</b>	<b>142</b>
<b>13. Acuerdo de reparto y contrato de compensación de excedentes.....</b>	<b>142</b>
<b>14. Inscripción en el registro autonómico de autoconsumo.....</b>	<b>142</b>
<b>15. Inspección en el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía.....</b>	<b>142</b>
<b>16. Inscripción en el Registro Administrativo RAIPRE.....</b>	<b>143</b>
<b>17. Contrato de venta de energía.....</b>	<b>143</b>

### **ANEXO IV – DOCUMENTACIÓN TÉCNICA**

<b>1. Módulos fotovoltaicos.....</b>	<b>145</b>
<b>2. Inversor.....</b>	<b>147</b>
<b>3. DC1 data collector.....</b>	<b>149</b>
<b>4. Cableado.....</b>	<b>150</b>
<b>5. Protecciones.....</b>	<b>154</b>
<b>6. Canalizaciones .....</b>	<b>161</b>

## ANEXO I – CÁLCULOS DETALLADOS

### 1 – Diseño del generador fotovoltaico

---

Para el diseño y dimensionado del generador fotovoltaico se van a tener en cuenta tanto los rangos de tensión como los de intensidad que son admitidos por el inversor que se va a instalar en la planta, ya que estos son los que marcan la cantidad de paneles en serie y en paralelo máximo y mínimo que se permiten instalar sin que la instalación tenga problemas de suministro de potencia.

#### 1.1 Número de paneles en serie mínimo

Para determinar la cantidad de paneles en serie que admite el inversor, funcionando tanto en modo normal como en modo MPP de búsqueda del punto de máxima potencia, este debe tener en su entrada una tensión mínima. Esta tensión será menor cuanto más temperatura tenga la célula fotovoltaica, como se muestra en la fórmula (1).

$$V_{mp}(T_{cel}) = V_{mp}(25^{\circ}\text{C}) - \beta(T_{cel} - 25) \quad (1)$$

Donde, según los datos técnicos del catálogo del panel solar:

- $V_{mp}(25^{\circ}\text{C}) = 37,2 \text{ V}$
- $T_{cel}(T^{\text{a}} \text{ máxima que soporta el panel}) = 85^{\circ}\text{C}$
- $\beta$  (coeficiente de temperatura en tensión) =  $-0,31 \% / ^{\circ}\text{C}$

Por lo tanto, la tensión mínima del panel en las condiciones de este será:

$$V_{mpmin,panel} = V_{mp}(85^{\circ}\text{C}) = 37,2 - 0,0031(85 - 25) = 37 \text{ V} \quad (2)$$

Teniendo en cuenta esto se calcula el número mínimo de paneles en serie que soporta el inversor para su tensión mínima en modo normal y en modo MPP como:

$$N_{\min}(\text{modo normal}) = \frac{V_{\min\text{inversor}}}{V_{mpminpanel}} = \frac{200}{37} = 5 \text{ paneles en serie mínimo} \quad (3)$$

$$N_{\min}(\text{modo MPP}) = \frac{V_{\min\text{inversorMPP}}}{V_{mpminpanel}} = \frac{460}{37} = 13 \text{ paneles en serie mínimo} \quad (4)$$

#### 1.2 Número de paneles en serie máximo

Para el cálculo del número de paneles en serie máximo se debe tener en cuenta la tensión máxima de entrada que admite el inversor, teniendo en cuenta que la tensión que se genera en el panel es mayor cuanto menor es la temperatura y que la tensión máxima puede verse limitada con respecto a la tensión del punto MPP ( $V_{mp}$ ) o por la tensión de vacío ( $V_{oc}$ ), como se muestra en la fórmula (1).

$$V_{mpmax,panel} = V_{mp}(-40^{\circ}\text{C}) = 37,2 - 0,0031(-40 - 25) = 37,4 \text{ V} \quad (5)$$

$$V_{mpmax,panel} = V_{oc}(-40^{\circ}\text{C}) = 46,2 - 0,0031(-40 - 25) = 46,4 \text{ V} \quad (6)$$

Donde, según los datos técnicos del catálogo del panel solar:

- $V_{mp}(25^{\circ}\text{C}) = 37,2 \text{ V}$
- $V_{oc}(25^{\circ}\text{C}) = 46,2 \text{ V}$
- $T_{cel}(T^{\text{a}} \text{ mínima que soporta el panel}) = -40^{\circ}\text{C}$

Por lo tanto, el número máximo de paneles en serie será de:

$$N_{\text{máx}}(\text{para } V_{mp}) = \frac{V_{mp\text{máx}inversor}}{V_{mp\text{máx}panel}} = \frac{1000}{37,4} = 27 \text{ paneles en serie máximo} \quad (7)$$

$$N_{\text{máx}}(\text{para } V_{oc}) = \frac{V_{mp\text{máx}inversor}}{V_{oc\text{máx}panel}} = \frac{1000}{46,4} = 22 \text{ paneles en serie máximo} \quad (8)$$

Una vez conocidos los rangos que se tienen en función a las características del inversor y del panel, se debe escoger entre un tamaño de string de entre 5 y 22 o entre 13 y 22 paneles en serie, atendiendo al caso más restrictivo.

Se elige por tanto un tamaño de string de  $N=16$  módulos en serie por cada rama, como se puede apreciar en los planos del presente proyecto y el cual, según las características vistas en este apartado, cumple con todas las restricciones tanto si se decide emplear el funcionamiento normal como el MPP.

### 1.3 Número de ramas en paralelo

Según la configuración 1 escogida en la memoria de este proyecto, en la instalación se tienen 208 módulos en total con una configuración de 16 paneles en serie máximo por rama, entonces el número total de strings en paralelo para la instalación se calcula como:

$$N_{rp} = \frac{208}{16} = 13 \text{ ramas de módulos en paralelo.} \quad (9)$$

Este valor se ha decidido en parte al hecho de que, según el catálogo del fabricante del inversor este posee 18 entradas para ramas de módulos, quedando por tanto garantizado que este tiene entradas suficientes para la configuración del generador fotovoltaico.

## 2 – Potencia total instalada

---

La potencia instalada de toda la planta, atendiendo a todos los cálculos anteriores y a que el panel empleado marca Jinko Solar JKM315P-72 de silicio policristalino tiene una potencia de 315 Wp por panel, es de:

$$208 \text{ paneles} \cdot 315 \frac{\text{Wp}}{\text{panel}} = 65520 \text{ Wp} = 65,52 \text{ kWp} \quad (10)$$

### 3 – Inversor

---

Para asegurarse de la correcta elección del inversor se debe comprobar la compatibilidad que tienen los paneles con el inversor empleados trabajando en conjunto, verificando que la intensidad generada por la asociación en paralelo de los paneles no supera la intensidad máxima de entrada admisible para el inversor, siguiendo la siguiente expresión:

$$N_{rp} \cdot I_{sc,panel} \leq I_{cc,inv} \rightarrow 13 \cdot 9,01 = 117,13 \text{ A} < 156 \text{ A} \quad (11)$$

Siendo:

- $I_{sc,panel} = 9,01 \text{ A}$  (extraído del catálogo del panel)
- $I_{cc,inv} = 156 \text{ A}$  (extraído del catálogo del inversor)

Según la expresión (9) se puede observar que el inversor cumple sobradamente la restricción impuesta por los paneles, quedando ligeramente sobredimensionado incluso, pero se ha decidido de esta forma con el objetivo de que el inversor trabaje de forma más desahogada a menos carga durante largas horas y aumentar así su duración y eficiencia.

Además de esto, el inversor debe funcionar de forma normal por debajo de la potencia total instalada en los paneles, dando un margen para las pérdidas diversas que se pueden suceder por la disminución de la irradiancia, las sombras, etc.

El inversor empleado es de la marca Delta, el modelo M70A, que tiene una potencia nominal de 70 kW. Según el fabricante de este, se debe comprobar que la potencia del generador fotovoltaico no supere en 1,1 veces la potencia de salida del equipo para que funcione de la forma más adecuada y al máximo rendimiento posible, como se muestra en los cálculos a continuación:

$$65,52 \text{ kWp} \cdot 1,1 = 72,072 \text{ kWp} \quad (12)$$
$$72,072 \text{ kWp} < 77 \text{ kWp}$$

Cumpliendo con todas las condiciones que se han establecido hasta ahora, se demuestra que el inversor se adapta adecuadamente a la distribución del generador fotovoltaico.

### 4 – Dimensionado del cableado

---

Para el cálculo de las secciones y el dimensionado del cableado de la instalación se tiene en cuenta dos criterios: el criterio térmico o de máxima intensidad admisible y el criterio de caída de tensión.

Para el criterio térmico, el cual establece una sección de cable determinada en función de la intensidad admisible que pasa por este, se debe tener en cuenta lo indicado en el REBT el cual indica la intensidad máxima admisible que puede ser transportada por estos conductores para que

la energía térmica generada por el efecto Joule se disipe correctamente sin alcanzar el límite térmico del conductor, cosa que puede producir desperfectos en su integridad.

Para ello se van a emplear las tablas proporcionadas por el REBT, las cuales tienen en cuenta otros factores como:

- La influencia que existe por la agrupación de diversos conductores en un mismo conducto o cercanos.
- La influencia de la temperatura que aporta esta agrupación, la del ambiente o la del terreno.
- La influencia de la resistividad térmica del terreno.

Para el correcto dimensionado del cableado por el método del criterio térmico se impone un coeficiente de seguridad del 1,25% sobre la intensidad máxima que va a ser transportada en ese conductor en base a lo establecido en el ITC-BT-40, lo que implica que los cables de conexión deben dimensionarse de tal forma que soporten un 125% de la máxima intensidad del generador.

El criterio de caída de tensión es el método por el cual se establece una sección de cable determinada en función de la caída de la tensión que se produce a lo largo de la longitud de la línea, debiendo ser esta caída de un valor menor al 1,5% del voltaje de trabajo al que está sometido el conductor tanto para el tramo de corriente continua (DC) como el de corriente alterna (AC) según lo establecido en el REBT.

#### 4.1 Cableado de corriente continua

El cableado de corriente continua es el correspondiente al tramo que comprende desde la salida del cable de los paneles hasta el inversor.

Para su dimensionado se tiene en cuenta las corrientes de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) de los paneles, debido a que estas son las más restrictivas en cuanto a cálculo se refiere y ayuda a dejar cierto margen a la instalación por si ocurre algún problema en algún momento.

Las características de cada una de estas ramas son:

- Nº de módulos (N): 20
- Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ): 9,01 A
- Tensión a circuito abierto ( $V_{oc}$ ):  $46,2 \text{ V} \cdot 16 \text{ módulos} = 739,2 \text{ V}$
- Tensión nominal ( $V_{mp}$ ):  $37,2 \text{ V} \cdot 16 \text{ módulos} = 595,2 \text{ V}$
- Potencia total (P):  $16 \text{ módulos} \cdot 315 \text{ Wp/módulo} = 5040 \text{ Wp}$

Esta línea corresponde a un circuito que trabaja a corriente continua, lo cual supone que existirá un circuito eléctrico por cada rama de cada string al inversor, teniendo dos conductores: la fase y el neutro.

### Criterio térmico

En primera instancia se procede a calcular la intensidad que pasará por la línea, teniendo en cuenta el factor de seguridad antes mencionado del 125% sobre la intensidad de la línea.

$$I_{\text{Línea}} = 1,25 \cdot I_{\text{SC,módulo}} = 1,25 \cdot 9,01 = 11,26 \text{ A} \quad (13)$$

Esta línea de cables unipolares, que corresponde a las líneas de cables que se encuentran en la parcela, discurrirá bajo tubo enterrado cuando esta sea asfaltada, aprovechando este momento para instalar los tubos por los que recorrerá esta línea. Los cables pertenecientes al techo del almacén irán instalados de forma superficial al aire libre transcurriendo sobre las Rejibands.

Es por esto que se elige el método de instalación D, que es el más restrictivo de los dos tipos, según la figura 75.



Figura 76: Método de instalación para cableado de DC. (Catálogo Prysmian)

Para conocer las intensidades admisibles que soportará el cable se hace uso de la tabla mostrada en la figura 77 y figura 78, las cuales muestran estas intensidades admisibles en función del tipo de instalación y muestra la sección adecuada en cada caso.

Para ello también hace falta conocer el tipo de aislamiento que tiene el conductor, el cual es XLPE, como se ha definido anteriormente en la memoria de este proyecto, así como el material del que está hecho el conductor, que es el cobre. Se elige por tanto la configuración XLPE2, que significa que el circuito es de corriente continua, si fuese de corriente alterna se elegiría la configuración XLPE3.

MÉTODO DE INSTALACIÓN TIPO SEGÚN TABLA 52-B2	TIPO DE AISLAMIENTO TÉRMICO (XLPE o PVC) + NÚMERO DE CONDUCTORES CARGADOS (2 o 3) (TEMPERATURA MÁXIMA DE LOS CONDUCTORES EN RÉGIMEN PERMANENTE → 70°C TIPO PVC Y 90°C TIPO XLPE)																		
	PVC3 (70 °C)			PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)			XLPE2 (90 °C)									
A1																			
A2																			
B1																			
B2																			
C																			
<b>D1/D2*</b>		VER SIGUIENTE TABLA																	
E																			
F																			
Cobre	mm²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	25
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	34
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	59
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
	35	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
	150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
	185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
	240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617
	300	259	285	295	343	360	398	396	432	414	461	468	516	524	547	549	630	674	713

Figura 77: Intensidades admisibles según ITC-BT-19. (Catálogo Prysmian)

TABLA C.52.2 bis

*Métodos D1/D2	Sección mm²	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Cobre	PVC2	20	27	36	44	59	76	98	118	140	173	205	233	264	296	342	387
	PVC3	17	22	29	37	49	63	81	97	115	143	170	192	218	245	282	319
	XLPE2	24	32	42	53	70	91	116	140	166	204	241	275	311	348	402	455
Aluminio	XLPE3	21	27	35	44	58	75	96	117	138	170	202	230	260	291	336	380
	XLPE2	-	-	-	-	-	70	89	107	126	156	185	211	239	267	309	349
	XLPE3	-	-	-	-	-	58	74	90	107	132	157	178	201	226	261	295

Figura 78: Intensidades admisibles según ITC-BT-19 para conductores de cobre XLPE. (Catálogo Prysmian)

Por tanto, según la figura 77 se extrae que:

- La intensidad admisible (Iz) es de 24 A
- La sección para cumplir con el criterio térmico es de 1,5 mm<sup>2</sup>

Pero en este mismo conducto, en la parte final que conectan los módulos con el inversor se tienen más de un circuito de cable ya que se tienen tantos como strings hay, en este caso 13 strings de 2 cables cada uno dando un total de 26 cables, por lo que se debe aplicar un factor de corrección por agrupamiento de circuitos en el conducto debido a esta parte más restrictiva del tramo y que sigue la siguiente tabla, mostrada en la figura 79.

**TABLA B.52.18**  
**Factores de corrección por agrupamiento de varios circuitos,**  
**cables directamente enterrados (tipo D2)**

NÚMERO DE CIRCUITOS	DISTANCIA ENTRE CONDUCTOS (a)				
	Nula (cables en contacto)	Un diámetro de cable	0,125m	0,25m	0,5m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80
7	0,45	0,51	0,59	0,67	0,76
8	0,43	0,48	0,57	0,65	0,75
9	0,41	0,46	0,55	0,63	0,74
12	0,36	0,42	0,51	0,59	0,71
16	0,32	0,38	0,47	0,56	0,68
20	0,29	0,35	0,44	0,53	0,66



Figura 79: Factores de corrección por agrupamiento de circuitos. (Catálogo Prysmian)

Como se puede observar, en la tabla no se tienen en cuenta la posibilidad de que haya más de 20 cables en el conducto, por esto se decide aplicar un coeficiente de 0,29 que servirá como aproximación para el cálculo, quedando finalmente la intensidad admisible que se muestra en la fórmula (14).

$$I_z = 24 \cdot 0,29 = 6,96 \text{ A} < I_{Línea} = 11,26 \text{ A} \rightarrow \text{No cumple el criterio térmico} \quad (14)$$

Como no se cumple el criterio térmico con esta sección se debe ampliar esta para que se consiga cumplir con los requisitos mostrados en la fórmula (14) por lo que la configuración final sería, en función de las tablas anteriores, de:

$$S = 4 \text{ mm}^2, I_z = 42 \text{ A}$$

$$I_z = 42 \cdot 0,29 = 12,18 \text{ A} > I_{Línea} = 11,26 \text{ A} \rightarrow \text{Cumple el criterio térmico} \quad (15)$$

### Criterio de caída de tensión

Para el criterio de caída de tensión se debe tener en cuenta que esta no debe ser superior al 1,5% del voltaje de la rama, como bien se ha establecido anteriormente. Para calcular dicha caída se emplea la fórmula (16) para líneas monofásicas.

$$\Delta V_{rama}(\%) = \frac{2 \cdot l \cdot P}{c \cdot S \cdot U^2_{fase}} \cdot 100 \quad (16)$$

Siendo:

- Longitud de la línea (L) = 33 m
- Potencia por string (P) = 5040 W
- Conductividad del cobre a 29 °C (c) =  $56 \frac{m}{\Omega mm^2}$
- Tensión nominal del string ( $U_{fase}$ ) = 13 módulos · 37,2 V = 483,6 V

El cálculo de la longitud se ha basado en calcular la distancia más lejana (más restrictiva) que puede darse desde la salida del cable del módulo más alejado hasta el inversor situado en el almacén.

$$\Delta V_{rama}(\%) = \frac{2 \cdot 33 \cdot 5040}{56 \cdot 4 \cdot 483,6^2} \cdot 100 = 0,635\% < 1,5\% \rightarrow \text{Cumple el Cdt} \quad (17)$$

### Nombrado de la línea

Como paso final se muestra en la tabla 20 un resumen del cableado de la línea de continua.

Cableado de corriente continua (desde los módulos al inversor)		
Línea	Sección	Tipo de cable
String 1 - inversor	Fx4mm <sup>2</sup> + Nx4mm <sup>2</sup>	Cable RV-K 0,6/1 kV unipolar de cobre con aislamiento XLPE
String 2 – inversor	Fx4mm <sup>2</sup> + Nx4mm <sup>2</sup>	
String 3 – inversor	Fx4mm <sup>2</sup> + Nx4mm <sup>2</sup>	
String 4 - inversor	Fx4mm <sup>2</sup> + Nx4mm <sup>2</sup>	
String 5 – inversor	Fx4mm <sup>2</sup> + Nx4mm <sup>2</sup>	
String 6 – inversor	Fx4mm <sup>2</sup> + Nx4mm <sup>2</sup>	
String 7 - inversor	Fx4mm <sup>2</sup> + Nx4mm <sup>2</sup>	
String 8 – inversor	Fx4mm <sup>2</sup> + Nx4mm <sup>2</sup>	
String 9 – inversor	Fx4mm <sup>2</sup> + Nx4mm <sup>2</sup>	
String 10 – inversor	Fx4mm <sup>2</sup> + Nx4mm <sup>2</sup>	
String 11 – inversor	Fx4mm <sup>2</sup> + Nx4mm <sup>2</sup>	
String 12 – inversor	Fx4mm <sup>2</sup> + Nx4mm <sup>2</sup>	
String 13 – inversor	Fx4mm <sup>2</sup> + Nx4mm <sup>2</sup>	

Tabla 20: Nombrado de las líneas de corriente continua. (Creación propia)

## 4.2 Cableado de corriente alterna

El cableado de corriente alterna del sistema fotovoltaico es el que comprende las líneas que van desde el inversor al cuadro de protecciones de corriente alterna, en el cual se instalarán las debidas protecciones que se calculan en el siguiente apartado, y la línea que va desde dicho cuadro hasta el cuadro general de alimentación de la planta situado en el edificio donde se encuentra el transformador y toda la aparatación eléctrica de la EDAR.

Estos cables funcionan bajo corrientes alternas ya que el inversor se encarga, entre otras cosas, de transformar la corriente continua para que funcionen los módulos en corriente alterna, que es la empleada por la red.

Por tanto, se tendrán 3 conductores que funcionarán como fases y su neutro, haciendo un total de 4 cables para estas líneas y siendo la sección del neutro del mismo valor que los conductores de fase según se establece en el REBT.

#### 4.2.1 Cableado del inversor al cuadro de protecciones de AC

##### Criterio térmico

Para el cálculo de la intensidad que pasa por la línea de alterna por medio del criterio térmico, se puede emplear tanto la máxima intensidad que puede soportar el inversor Delta H70A mostrada en la fórmula (18) como la fórmula (19), ambos criterios aceptados y válidos. Como consideración, al igual que en el dimensionado de los conductores de corriente continua, se debe aplicar un coeficiente de seguridad por normativa del 125%.

$$I_{\text{Línea}} = 1,25 \cdot I_{\text{max,inversor}} = 1,25 \cdot 112 = 140 \text{ A} \quad (18)$$

$$I_{\text{Línea}} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V_{\text{fase}}} = \frac{65520}{\sqrt{3} \cdot 400} = 94,57 \cdot 1,25 = 118,12 \text{ A} \quad (19)$$

Siendo:

- Potencia del circuito (P) = 208 paneles  $\cdot$  315  $\frac{Wp}{\text{panel}} = 65520 \text{ W}$
- $V_{\text{fase}} = 400\text{V}$

Se decide emplear los datos proporcionados por la fórmula (19) que tiene en cuenta la potencia total de la rama, ya que como bien se ha comentado anteriormente, el inversor esta ligeramente sobredimensionado y si se empleara la fórmula (18) la instalación quedaría demasiado sobredimensionada teniendo en cuenta que ya se está aplicando un coeficiente de sobredimensionamiento por normativa del 1,25.

Por lo tanto, para este criterio térmico, se emplean de nuevo la tabla mostrada en la figura 77 para hallar la intensidad admisible del conductor en función del método de instalación F de cables unipolares sobre bandeja perforada de material XLPE3 escogido para esta línea, mostrado en la figura 80.

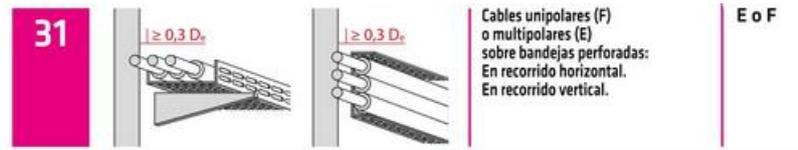


Figura 80: Método de instalación para los conductores de AC. (Catálogo Prysmian)

Por tanto, se tiene que para que la línea cumpla con el criterio térmico, esta será de:

- Intensidad admisible ( $I_z$ ) = 122 A
- Sección (S) para cumplir con el criterio térmico =  $25 \text{ mm}^2$

Esta sección cumpliría con las condiciones que se establecen en el reglamento, pero se decide aumentar la sección a la inmediatamente superior de la figura 77 debido a que con una sección de  $25 \text{ mm}^2$  se cumpliría el criterio térmico, pero demasiado justo y por tanto la configuración final será de:

- Intensidad admisible ( $I_z$ ) = 153 A
- Sección (S) para cumplir con el criterio térmico =  $35 \text{ mm}^2$

En este caso no se tiene en cuenta ningún coeficiente por agrupamiento ya que se trata de una única línea.

### Criterio de caída de tensión

De nuevo para este criterio se tendrá en cuenta que la máxima caída de tensión establecida por el reglamento es del 0,75% del voltaje de la línea (400V).

$$\Delta V_{rama}(\%) = \frac{l \cdot P}{c \cdot S \cdot U_{fase}^2} \cdot 100 \quad (20)$$

Siendo:

- Longitud de la línea (L) = 4 m
- Potencia por string (P) = 65520 W
- Conductividad del cobre a 29 °C (c) =  $56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{mm}^2}$
- Tensión nominal del string ( $U_{fase}$ ) = 400 V

$$\Delta V_{rama1}(\%) = \frac{4 \cdot 65520}{56 \cdot 35 \cdot 400^2} \cdot 100 = 0,083\% < 0,75\% \rightarrow \text{Cumple el Cdt} \quad (21)$$

### Nombrado de la línea

Por tanto, en esta línea de corriente alterna que comprende desde el inversor hasta el cuadro de protecciones de alterna (AC) se tendrá:

$$3\text{F} \times 35\text{mm}^2 + \text{N} \times 35\text{mm}^2$$

## 4.2.2 Cableado del cuadro de AC al cuadro general de alimentación

### Criterio térmico

Para este tramo final se tienen las mismas cargas e intensidades que en el tramo anterior siguiendo las fórmulas (18) y (19).

$$I_{\text{línea}} = 118,12 \text{ A}$$

Y de nuevo, para este criterio térmico se aplican los valores que proporciona la tabla mostrada en las figuras 77 y 78 para hallar la máxima intensidad admisible y con el método de instalación D de cables de cobre con recubrimiento de XLPE3, como el anteriormente empleado para el cableado de continua pero en trifásico según la figura 76, obteniendo así:

- Intensidad admisible ( $I_z$ ) = 138 A
- Sección (S) para cumplir con el criterio térmico =  $50 \text{ mm}^2$

De nuevo, no se tiene en cuenta ningún coeficiente por agrupamiento ya que se trata de una única línea.

### Criterio de caída de tensión

La caída de tensión para esta línea será de:

$$\Delta V_{\text{rama2}}(\%) = \frac{44 \cdot 65520}{56 \cdot 50 \cdot 400^2} \cdot 100 = 0,64\% < 0,75\% \rightarrow \text{Cumple el Cdt} \quad (22)$$

Siendo:

- Longitud de la línea (L) = 44 m
- Potencia por string (P) = 65520 W
- Conductividad del cobre a 29 °C ( $c$ ) =  $56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{mm}^2}$
- Tensión nominal del string ( $U_{\text{fase}}$ ) = 400 V

### Nombrado de la línea

Por tanto, en esta línea de corriente alterna que comprende desde el cuadro de protecciones de alterna (AC) al cuadro general de alimentación se tendrá:

$$3\text{Fx}50\text{mm}^2 + \text{Nx}50\text{mm}^2$$

Como comprobación final de que el circuito de corriente alterna dimensionado queda apto para la instalación se tiene que:

$$\Delta V_{\text{rama1}}(\%) + \Delta V_{\text{rama2}}(\%) = 0,083 + 0,64 = 0,723\% < \Delta V_{\text{max,norma.}} = 1,5\% \rightarrow \text{Cumple} \quad (23)$$

En la tabla 21 se muestra el resumen final del cableado de AC de la instalación:

Cableado de corriente continua (desde los módulos al inversor)		
Línea	Sección	Tipo de cable
Del inversor al cuadro de AC	3Fx35mm <sup>2</sup> + Nx35mm <sup>2</sup>	Cable RZ1-K (AS) 0,6/1 kV unipolar de cobre con aislamiento de XLPE
Del cuadro de AC al cuadro general	3Fx50mm <sup>2</sup> + Nx50mm <sup>2</sup>	

Tabla 21: Nombrado de las líneas de corriente alterna. (Creación propia)

## 5 – Protecciones

### 5.1 Aparata de protecciones para corriente continua DC

Para la protección de la parte de corriente continua de la instalación se hace uso de las propias protecciones que vienen integradas dentro del propio inversor Delta M70A, las cuales se exponen a continuación.

Como protección frente a sobrecargas, que protege las entradas de los strings, se tiene un circuito integrado de clase I el cual actúa una vez se sobrepasan los 1000 Vdc y con un poder de protección de hasta 1000 Vdc. Como protección contra sobretensiones se tiene un sistema de descarga automático en caso de producirse.

También se dispone de un sistema anti sobrecargas y un grado de protección IP65, así como un sistema de monitorización WIFI el cual regula las frecuencias y controla esta parte de la instalación para ponerla en modo “stand-by” durante las noches, en caso de que algún panel sufra alguna sombra parcial o cualquier otro inconveniente.

Como complemento a estas protecciones se debe realizar una correcta puesta a tierra de las masas metálicas que puedan causar derivaciones a tierra y afectar a la salud de las personas que puedan estar alrededor. Para esto se empleará el sistema de puesta a tierra tipo IT con configuración en modo flotante de los paneles, expuesto en el apartado de la memoria de este mismo proyecto, la cual asegura que la instalación quede totalmente protegida contra posibles contactos indirectos.

### 5.2 Aparata de protecciones para corriente alterna AC

El inversor seleccionado se encarga de la protección contra sobretensiones, búsqueda de máxima y mínima frecuencia y de las maniobras de conexiones y desconexiones del sistema para evitar el funcionamiento de este en modo isla.

Estas protecciones deben ser complementadas con un interruptor magnetotérmico y un interruptor diferencial, los cuales irán instalados en el propio cuadro de protecciones de AC.

En cuanto a la protección contra sobrecorrientes, esta se realizará por medio de un interruptor magnetotérmico de curva C, situado en la salida del inversor.

La elección de la curva del magnetotérmico se debe a que según la tipología de la instalación no se prevé que se tengan picos de intensidad por el arranque y paro del sistema.

La elección del tipo de magnetotérmico, adecuado para la instalación de estudio, se realiza en base a lo establecido en el ITC-BT-22, el cual impone las siguientes condiciones para una correcta protección contra sobrecorrientes.

$$I_L < I_N < I_Z \quad (24)$$

$$I_2 < 1,45 \cdot I_N \quad (25)$$

Donde:

- $I_L$  es la intensidad de diseño de la línea.
- $I_N$  es la intensidad asignada del dispositivo de protección o calibre.
- $I_2$  es la intensidad que asegura la actuación de la protección en el tiempo establecido según la normativa.

La condición mostrada en la fórmula (24) siempre se cumplirá si se cumple la condición de la fórmula (25) según lo establecido en la EN 60898 al tratarse de un dispositivo de interrupción automática magnetotérmica.

### Línea del inversor al cuadro AC de protecciones

La intensidad que circula por esta línea se ha definido en el apartado anterior de dimensionado del cableado, la cual es de  $I_L = 118,12$  A con una  $I_Z = 153$  A y una sección de  $35 \text{ mm}^2$ . Aplicando la fórmula (24) se obtiene que:

$$118,12 \text{ A} < I_N < 153 \text{ A} \quad (26)$$

Para cumplir esta condición se emplea un magnetotérmico de la marca Legrand, concretamente el modelo DX-H 10.000 de cuatro polos con una curva de tipo C, una  $I_N$  de 125 A y con un poder de corte (Pdc) de 10 kA.

Aplicando la fórmula (24) de nuevo se tiene que:

$$118,12 \text{ A} < 125 \text{ A} < 153 \text{ A} \rightarrow \text{Cumple} \quad (27)$$

### Línea del cuadro AC de protecciones al cuadro general de alimentación

La intensidad que circula por esta línea, definida anteriormente, es de  $I_L = 118,12$  A, con una  $I_Z = 138$  A y una sección de  $50 \text{ mm}^2$ . Aplicando de nuevo la fórmula (24) se tiene que:

$$118,12 \text{ A} < 125 \text{ A} < 138 \text{ A} \rightarrow \text{Cumple} \quad (28)$$

Como protección contra sobrecorrientes para esta línea se emplea un interruptor automático general de caja moldeada, modelo DPX 125 de marca Legrand, con cuatro polos y un calibre de 125 A que funcionará en conjunto con un relé diferencial de sensibilidad 300 mA ajustable con un toroidal asociado para proteger así de contactos indirectos, quedando la instalación protegida completamente al estar complementada con la debida puesta a tierra de las masas.

El relé diferencial, modelo RGU-10 de la marca CIRCUTOR, se conectará a la bobina del trafo de corriente toroidal de la serie RHU de la marca Schneider, siendo este de tipo A superinmunizado con filtrado de corrientes de alta frecuencia y monitorización de corrientes de fuga por medio del display que lleva incorporado.

El toroidal es una bobina abierta de la serie TO de 80 mm de diámetro también de la marca Schneider.

En cuanto a la protección contra cortocircuitos, esta se realizará según la fórmula (29), ya que no se tiene información sobre el trafo de la planta. Se trata de una fórmula simplificada para el cálculo de la reactancia de cortocircuito del tramo por la resistencia del cable.

$$I_{cc} = \frac{0,8 \cdot U_{fase}}{R} \quad (29)$$

Siendo:

- $U_{línea} = 400 \text{ V}$
- $U_{fase} = \sqrt{3} \cdot 400 = 230 \text{ V}$
- $R = \frac{\rho \cdot L}{S}$

Para el cálculo de la reactancia se empleará el tramo más desfavorable del circuito, ya que es el que soportará las corrientes de cortocircuito mayores según la fórmula (30).

$$R = \frac{\left(\frac{1}{56}\right) \cdot 20}{16} = 0,0157 \Omega \quad (30)$$

Quedando así una corriente de cortocircuito máxima de:

$$I_{cc,máx} = \frac{0,8 \cdot 230}{0,0157} = 11719,74 \text{ A} = 11,719 \text{ kA} \quad (31)$$

El interruptor automático escogido tiene un poder de corte (Pdc) de 25 kA, este es superior a la máxima intensidad de cortocircuito que se puede dar en el parte del circuito eléctrico más restrictiva, que es de 11,719 kA, y por tanto el interruptor automático DPX 125 cumplirá con su función y la instalación quedará totalmente protegida.

A modo de resumen se muestra en la tabla 22 las protecciones escogidas para la instalación de estudio, detallas en profundidad en la memoria del presente proyecto.

Protecciones de corriente alterna		
Aparamenta	Localización	Características
Magnetotérmico modelo DX-H 10.000 marca Legrand con calibre de 125 A y Pdc 10 kA.	Caja de protecciones de AC	Vn = 400 V In = 125 A Pdc = 10 kA
Interruptor automático diferencial de caja moldeada modelo DPX-125 marca Legrand, calibre 125 A y Pdc 25 kA + relé diferencial + toroidal asociados.	Caja de protecciones de AC	Vn = 400 V In = 125 A Pdc = 25 kA $I_{\Delta n} = 300mA$

Tabla 22: Protecciones de corriente alterna. (Creación propia)

## 6 – Puesta a tierra

La instalación fotovoltaica del presente proyecto se conectará en la red interior del cliente, al tratarse de una instalación de autoconsumo y tener este tipo de conexión se trata de una instalación conectada a red pública de distribución.

Como bien se ha descrito en la memoria del presente proyecto, las masas de la instalación se conectarán a la propia puesta a tierra (Pat) de la instalación ya existente del cliente con independencia al neutro de la red distribuidora, quedando así una puesta a tierra suficiente que garantiza la seguridad de la instalación y de las personas.

## 7 – Conductores de protección

Los conductores de protección (Cdp) discurrirán por las canalizaciones que discurren los mismos cables de fase y neutro tanto para la parte de corriente continua como la parte de corriente alterna.

En la figura 81 se indican por medio de una tabla las secciones mínimas de los conductores de protección en función de la sección de los conductores de fase, según se establece en el ITC-BT-18.

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

Figura 81: Secciones mínimas para el cableado de protección en función de sus fases. (ITC-BT-18, tabla 2)

Para los conductores de protección de la parte de corriente continua que presentan una sección del neutro de  $4\text{mm}^2$  se tiene, según la figura 81, que el Cdp será de cobre desnudo de  $4\text{mm}^2$  de sección.

Para la parte de corriente alterna el tramo que presenta una mayor sección es el de  $50\text{mm}^2$ . Según la figura 80 se tendrán conductores de protección de sección  $25\text{mm}^2$  de cobre aislados con recubrimiento en color verde y amarillo o similar que indicaría la condición del tipo de cable.

## 8 – Distancia mínima entre filas de las configuraciones 2 y 3

Para el cálculo de la cantidad de módulos solares de las configuraciones 2 y 3 correspondientes al apartado de la configuración del generador fotovoltaico de la memoria del presente proyecto, se plantean la posibilidad de instalar los módulos con grados de inclinación de  $30^\circ$ .

Debido a esto se requiere realizar un estudio de la distancia mínima entre filas para no generar sombras entre módulos que puedan crear problemas y bajadas de rendimiento en determinadas horas del día. Para ello se hace uso del manual del IDAE, en el cual dentro de su pliego de condiciones se establece una manera sencilla de calcular dicha distancia para dar un valor aproximado, teniendo en cuenta que el método no considera la zona geográfica, el azimut y otras posibles variaciones que puedan afectar a la distancia máxima de la sombra.

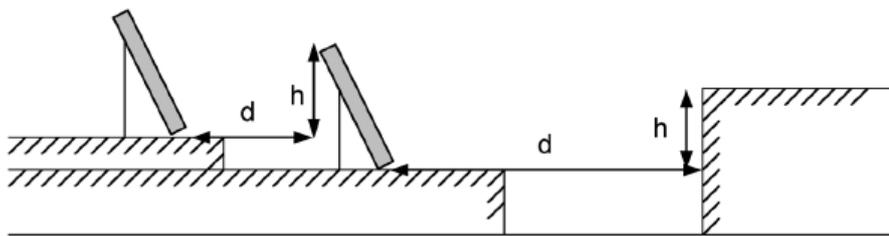


Figura 82: Distancia mínima entre filas. (PCT-C-REV-2011 del IDAE)

En la figura 82 se muestra un esquema extraído del IDAE en el que se tiene que:

- Distancia (d) es la distancia medida sobre la horizontal entre las filas de los módulos o bien entre una fila y un posible obstáculo de altura (h).
- Se establece que deben garantizarse al menos 4 horas de sol en torno al mediodía y el solsticio de invierno para conseguir una configuración adecuada.

Con el objetivo de garantizar estas 4 horas de sol se establece que:

$$d \geq h \cdot k \quad (32)$$

Siendo:

- d y h las medidas marcadas en la figura 82.
- k un factor adimensional que se obtiene en función de la latitud de la zona o de la fórmula equivalente (33).

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad (33)$$

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

Tabla 23: Valor de k para el cálculo de las distancias entre módulos. (Creación propia en base a la PCT-C-REV-2011 del IDAE)

La latitud de la zona de estudio se encuentra en 40°, por lo que, según la tabla se tiene un valor comprendido entre 39° y 41°. Para conseguir el valor de k más adecuado para la zona de estudio se iteran los valores de k correspondientes a los ángulos de las tablas, dando un valor de  $k = 2,611$  aproximadamente.

Despejando la ecuación de la fórmula (30) se tiene que:

$$\sin 30^\circ = \frac{h}{0,9} \quad \rightarrow \quad h = 0,9 \cdot \sin 30^\circ = 0,45 \text{ m} \quad (34)$$

El 0,9 proviene de la anchura del módulo, extraído del catálogo. Debido a que los módulos irán dispuestos en forma horizontal, estos medirán 0,9 m y la inclinación de estudio es de 30°.

Finalmente, para el cálculo de la distancia mínima de separación se aplica de nuevo la fórmula (30) con la k extraída de la fórmula (35).

$$d_{\min} = h \cdot k = 0,45 \cdot 2,611 = 1,17 \text{ m} \quad (35)$$

Obteniendo la distancia mínima de separación que deben tener los módulos para no producir sombras entre ellos, esta será para ambas configuraciones de 1,17 metros.

## 9 – Cálculo de carga estructural

---

El cálculo de la carga estructural se estudiará para el caso de la zona del techo del edificio (almacén) ya que en la zona de la parcela adyacente no es necesario debido a que los módulos irán instalados sobre bloques de cemento previamente puesto en esta para colocar los sistemas de fijación, como se explica en la memoria del presente proyecto. Por lo tanto, al no encontrarse el tipo de instalación de la estructura soporte de la parcela reflejada en CTE de Seguridad Estructural y Acciones no se requiere realizar el cálculo de sus cargas.

Para el cálculo aproximado del peso total de la estructura del techo del almacén se hará uso del catálogo del fabricante de los soportes Sunfer Energy, el cual proporciona los datos necesarios para este estudio.

La estructura constará de perfiles (guías) de acero modelo RCVE 4.0 unidas unas con otras y de diferentes longitudes para adaptarse a la forma del techo del almacén, atornilladas a este por medio de fijadores KH915 VR.

Los módulos fotovoltaicos irán anclados a las guías por medio de presores laterales y centrales regulables para conseguir una fijación óptima de estos en la estructura soporte.

Cada guía tiene un peso aproximado de 1 kg/m, considerando que la longitud de cada una sería aproximadamente la longitud máxima que tiene el techo del almacén, 8,5 m, entonces se tiene que cada guía tendrá un peso aproximado de 8,5 kg. Para la fijación de cada línea en serie de paneles se requieren 2 guías, teniendo en cuenta que en el techo del almacén se tienen 4 líneas de paneles en serie de 4 módulos cada una (ver plano 3), se tendrá un peso total de las guías de 68 kg.

Los módulos solares, según el catálogo de Jinko Solar, pesan 26,5 kg cada uno. Considerando que se tiene un total de 16 módulos, estos tendrán un peso total de 425 kg.

Los fijadores KH915 VR tienen un peso aproximado por unidad de 0,26 kg según catálogo. Se requieren 3 de estos por cada metro de guía, lo que supone un peso total de estos de 53,04 kg.

El peso correspondiente a los presores de anclaje para los módulos solares, el cableado y la tornillería se podría considerar despreciable, ya que no supone una cifra muy elevada con respecto a los otros valores, pero con el objetivo de aproximarse lo máximo posible a la realidad se toma un peso aproximado del conjunto de estos de 20 kg más.

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los pesos de los elementos.

Elemento	Peso unitario	Unidades	Subtotal peso
Guías	1 kg/m	8	68 kg
Módulos solares	26,5 kg	16	425 kg
Fijadores	0,26 kg	204	53,04 kg
Cableado y otros	N/A	N/A	20 kg
Total			566,04 kg
Superficie del techo del almacén			36 m <sup>2</sup>
Peso por unidad de área			15,72 kg/m <sup>2</sup>

Tabla 24: Carga estructural para el techo del almacén. (Creación propia)

Según los datos que se muestran en la tabla 24, el peso por unidad de área es de 15,72 kg/m<sup>2</sup>. Según lo establecido en CTE de Seguridad Estructural y Acciones en la Edificación, la sobrecarga máxima a la que puede estar sometida el techo es de 500 kg/m<sup>2</sup>, por lo que se cumple con los requisitos de la norma.

## ANEXO II – ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

### 1 – Justificación

---

El presente Estudio Básico de Seguridad y Salud (EBSS) tiene como objetivo el prever las bases técnicas para fijar los parámetros de la prevención de riesgos laborales durante la realización de los trabajos de ejecución de las obras del proyecto, cumpliendo las bases obligatorias que se establecen en la Ley 31/1995 de 8 de noviembre y el RD 1627/1997 de 24 de octubre para facilitar el control y el seguimiento de los compromisos adquiridos por el proyectista.

Estas premisas básicas establecidas en este EBSS servirán como documento provisorio, sujeto a posibles modificaciones de identificación y planificación de la actividad preventiva en la obra, sirviendo a su vez de previsión de los recursos técnicos y humanos necesarios para el cumplimiento de las obligaciones preventivas en conformidad con los planes de acción preventiva de las empresas subcontratadas, su organización y los medios que se emplearán, recogiendo todos estos datos en este mismo estudio de seguridad y salud.

### 2 – Objetivos del plan de SS

---

La empresa, al afrontar la realización de este plan de seguridad y salud para la “Instalación fotovoltaica de autoconsumo de 65,52 kWp en una planta depuradora de aguas” se vuelve responsable de prever, con relación al proceso constructivo, de los riesgos previsibles y los riesgos reales que una vez realizada la obra se pueden dar con circunstancias de difícil concreción pero que pueden suponer una desvirtuación del objeto fundamental del trabajo.

Por lo expuesto anteriormente, y con el objetivo de crear procedimientos concretos para conseguir la realización de la obra sin accidentes se requiere de la concreción de los objetivos del trabajo técnico, los cuales se definen a continuación:

- Conocer el proyecto a construir y si es posible, definir la tecnología adecuada para la realización técnica y económica de la obra, con el fin de poder analizar y conocer en consecuencia, los posibles riesgos de seguridad y salud en el trabajo.
- Analizar todas las unidades de obra contenidas en el proyecto a construir, en función de sus factores: formal y de ubicación, coherentemente con la tecnología y métodos viables de construcción a poner en práctica.
- Diseñar procesos, instalaciones o elementos preventivos a poner en práctica, como consecuencia de la tecnología que va a utilizar. Se empleará protección colectiva y equipos de protección individual (EPIs), a implantar durante todo el proceso de la actividad del proyecto.
- Establecer las normas de seguridad y divulgar la prevención decidida para esta obra, la cual se efectuará entre todos los que intervienen en el proceso de construcción y, se espera que por sí misma sea capaz de animar a los trabajadores a ponerla en práctica, con el fin de lograr su mejor y más razonable colaboración. Sin dicha colaboración inexcusable, de nada servirá este trabajo. Por ello, este conjunto documental se proyecta hacia la empresa constructora y los trabajadores; debe llegar a todos: de plantilla, subcontratistas y

autónomos, mediante los mecanismos previstos en la normativa vigente y en aquellas partes que les afecten directamente y en su medida.

- Crear un ambiente de salud laboral en la obra, mediante el cual, la prevención de las enfermedades profesionales sea eficaz.
- Definir las actuaciones a seguir en el caso de que fracase esta intención técnica-preventiva y se produzca algún accidente. Ha de prever los trabajos de auxilio y evacuación de heridos, de tal forma que la asistencia al accidentado sea la adecuada a su caso concreto y aplicada con la máxima celeridad y atención posibles.
- Diseñar la metodología necesaria para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los trabajos de reparación, conservación y mantenimiento. Esto se realizará una vez conocidas las acciones necesarias para las operaciones de mantenimiento y conservación tanto de la obra en sí como de sus instalaciones.

Esta autoría del EBSS declara que:

- Ha sido su voluntad la de analizar primero los riesgos sobre el proyecto, y en su consecuencia, el diseño de cuantos mecanismos preventivos se pueda idear a su buen saber y entender técnico, dentro de las posibilidades y límites técnico-económicos permiten.
- Confía en que, si surgiese alguna laguna preventiva, los trabajadores afectados serán capaces de detectarla y presentarla para que se analice en toda su importancia, dándole la mejor solución posible.

### 3 – Datos del proyecto

---

#### **-Denominación y emplazamiento**

La obra objeto del presente estudio se trata de la “Instalación fotovoltaica de autoconsumo de 65,52 kWp en una planta depuradora de aguas” conectada a red de baja tensión.

#### **-Datos generales del proyecto y de la obra**

Situación de la obra	(Parcialmente incompleto por privacidad) Alcora
Técnico autor del proyecto	Carlos Font Alcántara
Técnico autor del estudio	Carlos Font Alcántara
Director de obra	Carlos Font Alcántara
Director de ejecución de la obra	Carlos Font Alcántara

**-El presupuesto de Ejecución Material del proyecto asciende a 35.015,54 €**

**-El presupuesto de Seguridad y Salud del proyecto asciende a 700 €**

**-El plazo inicial de la ejecución de las obras es de 26 días.**

**-Características del emplazamiento**

La instalación fotovoltaica se realizará sobre la cubierta del edificio destinado al almacenaje de material necesario para el desarrollo de las actividades de la empresa y en la parcela adyacente de la planta, haciendo un total de 506 m<sup>2</sup> de superficie total. La cubierta del edificio se encuentra exenta de parapetos por lo que se tomarán las debidas medidas correctoras y de protección para los trabajadores.

**-Número de trabajadores**

El número de trabajadores previstos que permanecerán de forma simultánea en el lugar de las obras es de entre 1 y 8 operarios.

**-Servicios públicos y servidumbres existentes**

No se constatan servicios afectados.

**-Edificios colindantes**

En la EDAR de estudio no se encuentran edificios colindantes debido a que se encuentra en una zona despoblada alejada del núcleo urbano pero que sí presenta una vía pública.

**-Servicios públicos existentes**

La parcela dispone de los servicios urbanísticos mínimos de luz, agua, alcantarillado y telefonía.

**-Servidumbres u obstáculos que pueden afectar el normal desarrollo de las obras**

No se constatan acometidas aéreas, siendo responsabilidad del Propietario ponerse en contacto con las compañías suministradores para determinar la existencia de conducciones ocultas.

**-Accesos**

El acceso de los trabajadores a la cubierta del almacén se realizará por medio de escaleras externas, siguiendo siempre lo dispuesto en el presente documento. El material será subido por medio de maquinaria elevadora de tipo pluma.

La instalación se encuentra en una calle sin salida en la que el único edificio cercano es la propia EDAR promoviendo por tanto la movilidad y accesibilidad de vehículos, así como el paso de peatones.

**-Datos generales de la organización de la obra**

Datos del promotor de la obra	
Nombre o razón social	FACSA
Teléfono	(No mostrado por privacidad)
Dirección	(No mostrado por privacidad)
Población	Alcora
Código postal	12110
Provincia	Castellón
Actividad desarrollada por la empresa	Estación de depuración de aguas residuales
CIF	(No mostrado por privacidad)

Datos del contratista eléctrico	
Nombre o razón social	(No mostrado por privacidad)
Teléfono	(No mostrado por privacidad)
Dirección	(No mostrado por privacidad)
Población	Castellón de la plana
Código postal	12006
Provincia	Castellón
Actividad desarrollada por la empresa	Instalaciones eléctricas en general
CIF	(No mostrado por privacidad)

Datos del contratista albañilería	
Nombre o razón social	(No mostrado por privacidad)
Teléfono	(No mostrado por privacidad)
Dirección	(No mostrado por privacidad)
Población	Castellón de la plana
Código postal	12006
Provincia	Castellón
Actividad desarrollada por la empresa	Instalaciones de fontanería y obras de construcción
CIF	(No mostrado por privacidad)

Datos del contratista eléctrico	
Nombre o razón social	(No mostrado por privacidad)
Teléfono	(No mostrado por privacidad)
Dirección	(No mostrado por privacidad)
Población	Castellón de la plana
Código postal	12006
Provincia	Castellón
Actividad desarrollada por la empresa	Instalaciones eléctricas en general
CIF	(No mostrado por privacidad)

#### -Relación de empresas y trabajadores autónomos de la obra

Nombre empresa	Actividad	Representante de seguridad
Carlos Font Alcántara	Instalaciones fotovoltaicas	Trabajador asignado en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 32 bis de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre (D.A. 14ª)

### -Relación de los puestos de trabajo previstos y categorías profesionales. Definición de puestos

Personal técnico	Montadores/Oficiales
Oficial de construcción (O.C)	J.J.G
Oficial de construcción (O.C)	M.L.H
Instalador Eléctrico	L.N.A
Ingeniero Eléctrico	Carlos Font Alcántara

### -Centros de asistencia y hospitales más próximos

Centro de asistencia más próximo	Hospital más próximo
Centro de salud CS L'Alcora	Hospital Unimat Alcora
Carrer de L'Excelentíssima Diputació 12110 L'Alcora, Castellón	Carrer del Dr. Federico Michavila Paus nº2 12110 L'Alcora, Castellón
Tfno. de contacto: 964739940	Tfno. de contacto: N/A

## 4 – Datos de interés para la prevención de riesgos laborales durante las obras

### Memoria constructiva

El presente apartado complementa a la Memoria y Pliego de Condiciones Técnicas del Proyecto, y tiene por objetivo describir las características técnico-constructivas para la ejecución de la instalación fotovoltaica sobre la cubierta del almacén y la parcela adyacente.

### -Descripción

- La nave presenta dos aguas, ambas con formas rectangulares.
- La nave de estudio no comparte medianera con naves colindantes.
- El acceso a las dos aguas se realiza a través de la propia EDAR y esta a su vez desde la vía pública.
- El sistema estructural del almacén es metálico mientras que el de la parcela es de roca.
- La instalación solar se dispone de 208 módulos de silicio policristalino unidos en grupos de 13 strings con 16 módulos en serie.
- Ambas aguas presentan un estado de conservación y construcción adecuados. Se instalará un vallado perimetral de malla simple en la zona de la parcela adyacente con el objetivo de proteger la instalación.

### -Proceso de ejecución

El orden por el que se ejecutará la obra será el siguiente:

1. Instalación de los elementos de protección colectiva. Estos consisten en la instalación de un vallado de malla simple de torsión que rodeará el perímetro de la parcela adyacente.

2. Asfaltado de la parcela adyacente con cemento para la futura colocación de los módulos y el cableado sobre estos.
3. Instalación de la estructura soporte para la parcela y el edificio-almacén.
4. Instalación de los módulos sobre las estructuras soporte.
5. Instalación de las bandejas y rejillas para el cableado de cubierta y bajada del almacén.
6. Instalación del cableado, inversores, cuadro de protecciones, tomas de tierra y conexionado.
7. Revisión final de la instalación y puesta en marcha. Configuración de los elementos de monitorización del sistema.

### **-Consideraciones**

Para la realización de las obras que requieran uso manual se debe emplear los EPIs adecuados.

La entrada en la obra queda restringida a todo personal ajeno a esta, no permitiendo la entrada tampoco al personal facultativo que no tengan los equipos de seguridad pertinentes y adecuados para cada trabajo a realizar, tales como cascos, botas, guantes, arneses de seguridad, etc.

No se realizarán trabajos en zonas próximas a las maniobras de maquinarias y camiones, siendo esta tarea supervisada por una persona encargada de indicar, señalar y ayudar a las posibles maniobras que se necesiten.

Todo trabajo manual que requiera de ayuda mecánica en el proceso de carga y descarga de material, en el caso de que la circunstancia lo requiera, siempre debe ir acompañado de la aprobación por parte de la Dirección Facultativa de la empresa.

### **Actividades previstas en la obra**

Acorde con el resumen del proyecto y plan de ejecución de obra, se definen las siguientes actividades, oficios, maquinaria, medios auxiliares e instalaciones de obra de las cuales se adjunta una evaluación, no exhaustiva y provisoria, de riesgos, los cuales deberán analizarse, desarrollarse y completarse con lo establecido en los Planes de Prevención y Evaluaciones de Riesgos y Planificación de Acción Preventiva de cada empresa actuante, los cuales se complementarán con los métodos y/o procedimientos de cada trabajo de cada ítem.

### **-Trabajos previos generales**

- La organización de la obra.
- Colocación de protecciones colectivas.
- Replanteo sobre cubierta.
- Servicios provisionales.
- Recepción de maquinaria-medios auxiliares, y montajes
- Acopio de materiales.

### **-Montaje de elementos**

- Estructura soporte y módulos solares.
- Trabajos en cubiertas.
- Tendido del cableado eléctrico sin tensión y de las bandejas.
- Instalación y conexión del cuadro de protecciones.

### **-Por Oficios y/o tareas cuya intervención es objeto de la prevención de los riesgos laborales**

Las actividades de obra descritas, cuyos oficios van implícitos en la identificación y evaluación de riesgos por tareas o actividades, se vienen a complementar con el trabajo de los siguientes oficios:

- Personal técnico
- Montadores/Oficiales de módulos solares.
- Oficiales O.C
- Instaladores eléctricos.

### **-Maquinaria prevista para la realización de la obra**

Con respecto al procedimiento descrito en el apartado anterior, se procede a definir la maquinaria necesaria a utilizar en la obra. La maquinaria fija de obra se prevé que sea propiedad del contratista adjudicado o de las posibles subcontratas de este. El pliego de condiciones recoge las normas para garantizar la seguridad de la maquinaria.

Para esta instalación se prevé emplear:

- Un elevador para la elevación de los módulos a la cubierta.
- Un camión para el transporte de materiales, el cual posea un brazo/pluma preferiblemente.
- Maquinaria en general, tales como radiales, cortadoras, taladros y similares.

## **5 – Plazo de ejecución y número máximo de trabajadores**

---

Para la ejecución de la obra se estima que trabajarán de forma simultánea no más de 7 trabajadores, lo cual servirá como base para calcular el número de equipos requeridos de protección individual, así como de posibles instalaciones provisionales para los trabajadores.

El plazo de ejecución de la obra se estima en un plazo máximo de 26 días.

## **6 – Instalaciones provisionales para los operarios**

---

Dado el volumen de trabajo y trabajadores previstos, y las condiciones propias de la instalación, sobre edificio existente dotado de servicios higiénicos y de agua potable, no se hace necesario dotar de instalaciones o acometidas provisionales de esa obra.

## **7 – Normas o medidas preventivas**

---

A continuación, se muestra una descripción de las normas y medidas preventivas que se deben de seguir para la segura realización de la obra, dispuestas según una calificación tipo de cada una.

### **A. Normas de prevención tipo para los cables**

- El calibre o sección del cableado será el especificado y de acuerdo a la carga eléctrica que ha de soportar.
- Todos los conductores utilizados serán aislados de tensión nominal de 1000 voltios como mínimo y sin defectos apreciables (rasgones, repelones y asimilables). No se admitirán tramos defectuosos en este sentido.
- El tendido de los cables para cruzar viales, como ya se ha indicado anteriormente, se efectuará a ras de suelo o aéreo, si se efectúa a ras de suelo, se colocará en la zona de paso, entre tablones a modo de protección por reparto de cargas y señalización de “paso del cable”.
- El trazado de las mangueras de suministro eléctrico no debe coincidir con el suministro provisional de agua de la planta.
- En caso de tener que efectuar empalmes entre mangueras se tendrá en cuenta:

Que siempre están levantados, estando prohibido meterlos en el suelo. Los empalmes entre mangueras se ejecutarán mediante conexiones normalizadas antihumedad. Los empalmes definitivos se ejecutarán utilizando cajas de empalmes normalizados estancos de seguridad.

### **B. Normas de prevención tipo para los interruptores**

- Se ajustarán expresamente a los especificados en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Los interruptores se instalarán en el interior de cajas normalizadas, provistas de puerta de entrada con cerradura de seguridad.
- Las cajas de interruptores poseerán adherida y sobre su puerta debe existir una señal normalizada de “Peligro, electricidad”.
- Las cajas de interruptores serán colgadas en paramentos verticales.

### **C. Normas de prevención tipo para los cuadros eléctricos**

En el caso de ser instalados estos:

- Serán de materiales plásticos, de tipo para la intemperie, con puerta y cerraja de seguridad (con llave), según norma UNE-20324 y grado de protección IP55.
- Poseerán adherida sobre la puerta una señalización de “peligro, electricidad”.
- Se colgarán, si procede, por sus anclajes propios a fachada o paramentos verticales.
- Poseerán tomas de corriente para conexiones normalizadas blindadas para intemperie, en número determinado según el cálculo realizado. Grado de protección recomendable IP45, IK08.

### **D. Normas de prevención tipo para las tomas de energía**

- Las tomas de corriente irán provistas de interruptores de corte omnipolar que permita dejarlas sin tensión cuando no hayan de ser utilizadas.
- Las tomas de corriente de los cuadros se efectuarán de los cuadros de distribución, mediante clavijas normalizadas blindadas (protegidas contra contactos directos) y siempre que sea posible, con enclavamiento.
- La tensión siempre estará en clavija “hembra”, nunca en el “macho” para evitar los contactos eléctricos directos.

### **E. Normas de prevención tipo para la protección de circuitos**

- La instalación poseerá de todos los interruptores automáticos necesarios.
- Los interruptores automáticos se hallarán instalados en todas las líneas de toma de corriente de los cuadros de distribución, así como en las de alimentación a las máquinas, aparatos y máquinas-herramienta de funcionamiento eléctrico.
- Los circuitos generales estarán igualmente protegidos con interruptores automáticos o magnetotérmicos.
- Todos los circuitos eléctricos se protegerán a sí mismos mediante disyuntores diferenciales.
- Dichos interruptores diferenciales se instalarán de acuerdo con una sensibilidad de 300mA según establece el REBT.

### **F. Normas de prevención tipo para las tomas de tierra**

- La red general de tierra deberá ajustarse a las especificaciones detalladas en la instrucción ITC-BT-18 del REBT.
- Caso de tener que disponer de un transformador en la obra, será dotado de una toma de tierra ajustada a los Reglamentos vigentes y a las normas propias de la compañía eléctrica suministradora de la zona.
- Las partes metálicas de todo equipo eléctrico dispondrán de toma de tierra.
- La toma de tierra en una primera fase se efectuará a través de una pica o placa a ubicar junto al cuadro general, desde el que se distribuirá a la totalidad de los receptores de la instalación. Cuando la toma de tierra definitiva del edificio se halle realizada, será ésta la que se utilice para la protección de la instalación eléctrica provisional de obra.
- El hilo de toma de tierra estará protegido en colores amarillo y verde. Se prohíbe expresamente utilizarlo para otros usos, permitiéndose el uso de conductor desnudo o cable de cobre de  $35\text{mm}^2$  de sección como mínimo en los tramos enterrados horizontalmente y que serán considerados como electrodo artificial de la instalación.
- La red general de tierra será única para la totalidad de la instalación incluida las uniones a tierra de los carriles para estancia o desplazamiento de grúas.
- Los receptores eléctricos dotados de sistemas de protección por doble aislamiento y los alimentados mediante transformador de separación de circuitos, carecerán de conductor de protección, a fin de evitar su referenciación a tierra. El resto de carcasas de motores o máquinas se conectarán debidamente a red general de tierra.
- Las tomas de tierra estarán situadas en el terreno de tal forma que su funcionamiento y eficacia sea el requerido por la instalación.
- La conductividad del terreno se aumentará vertiendo en el lugar de hincado de la pica (placa o conductor) agua de forma periódica.
- El punto de conexión (placa o conductor), estará protegido en el interior de una arqueta practicable.

### G. Normas de seguridad tipo de aplicación para el mantenimiento y posibles reparaciones de la instalación eléctrica provisional

- El personal de mantenimiento de la instalación será electricista, y preferentemente en posesión de carnet profesional correspondiente.
- Toda la maquinaria eléctrica se revisará periódicamente, y en especial, en el momento en el que se detecte un fallo, momento en el que se la declarará "fuera de servicio" mediante desconexión eléctrica y el cuelgue del rótulo correspondiente en el cuadro de gobierno.
- La maquinaria eléctrica, será mantenida por personal especialista en cada tipo de máquina.
- Se prohíben las revisiones o reparaciones bajo corriente. Antes de iniciar una reparación se desconectará la máquina de la red eléctrica, instalando en el lugar de conexión un letrero visible, en el que se lea: "NO CONECTAR, HOMBRES TRABAJANDO EN LA RED".
- La ampliación o modificación de líneas, cuadros y asimilables sólo la efectuarán los electricistas.

## 8 – Prevención de riesgos de daños a terceros

---

El paso de los posibles viandantes, trabajadores de otras naves, y de los propios operarios, debe estar protegido ante la posible caída de objetos desde la obra.

- El propio cerramiento del solar de la obra servirá para impedir el acceso a esta por parte del personal ajeno a la obra, evitando accidentes.
- Existirá señalización en los accesos a la obra tanto en el peatonal como en el acceso para maquinaria.
- Durante la entrada y salida de camiones (u otros equipos) se controlará el tráfico (tanto peatonal como automovilístico) en prevención de posibles accidentes o atropellos.

## 9 – Identificación y evaluación de riesgos

---

Para el análisis de riesgos se debe provenir de la documentación de la empresa actuante, la cual se habrá realizado basado en el artículo 4.3 del Reglamento de los Servicios de Prevención, y elaborada sobre papel antes del comienzo de las obras.

Este se trata de un trabajo previo necesario para la concreción de los supuestos de riesgo previsible durante la ejecución de los trabajos, por consiguiente, y según recomendación en la Guía Técnica de Obras de Construcción se expone una aproximación realista a lo que puede suceder en la obra.

El siguiente análisis y evaluación de riesgos se realizó conforme a lo establecido por el INSHT, tanto sobre el proyecto de la obra como en consecuencia de la tecnología empleada.

En todo caso, los riesgos aquí analizados se resolverán mediante la protección colectiva necesaria, los equipos de protección individual y señalización, para su neutralización o reducción al mínimo.

**El método** empleado para la evaluación de riesgos permite realizar, mediante la apreciación directa de una situación dada, una primera evaluación de los riesgos para los cuales no existe un reglamento a seguir de forma expresa.

### Definición de la gravedad de las consecuencias

La gravedad de las consecuencias que pueden causar un peligro dado hacia uno o varios trabajadores pueden tener diferentes grados, como se muestra en la tabla a continuación.

Ligeramente dañino	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cortes y magulladuras pequeñas</li> <li>-Irritación de los ojos por polvo</li> <li>-Dolor de cabeza</li> <li>-Inconfort</li> <li>-Molestias e irritación</li> </ul>
Dañino	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Cortes</li> <li>-Quemaduras</li> <li>-Conmociones</li> <li>-Torceduras importantes</li> <li>-Fracturas menores</li> <li>-Trastornos músculo-esqueléticos</li> <li>-Enfermedad que conduce a una incapacidad menor</li> </ul>
Extremadamente dañino	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Electrocución</li> <li>-Amputaciones</li> <li>-Fracturas mayores</li> <li>-Lesiones múltiples</li> <li>-Cáncer y otras enfermedades crónicas que acorten severamente la vida</li> </ul>

### Probabilidad

En la siguiente tabla se muestra la probabilidad de que estas situaciones puedan tener lugar.

Baja	Raro o muy raro de que se produzca un daño
Media	El daño puede ocurrir en algunas ocasiones
Alta	Si se da una situación concreta es posible que se produzca un daño.

### Evaluación

Esta tabla muestra la combinación entre los dos factores anteriormente expuestos, la cual permite evaluar el riesgo.

Probabilidad/Gravedad	Ligeramente dañino	Dañino	Extremadamente dañino
Probabilidad baja	Riesgo Trivial	Riesgo Tolerable	Riesgo moderado
Probabilidad media	Riesgo tolerable	Riesgo moderado	Riesgo importante
Probabilidad alta	Riesgo moderado	Riesgo importante	Riesgo intolerable

## Control de riesgos

Los riesgos deben ser controlados para mejorar las condiciones laborales de los operarios, para ello se sigue el siguiente criterio.

Riesgo	¿Tomar nuevas acciones preventivas?	Período de realización de las acciones
Trivial	No se requiere acción	N/A
Tolerable	No se necesita mejorar la acción preventiva. Se deben considerar situaciones más rentables o mejoras que no supongan una carga económica importante.	N/A
Moderado	Se deben hacer esfuerzos para reducir el riesgo, determinando las inversiones precisas. Cuando el riesgo moderado esté asociado a consecuencias extremadamente dañinas, se deberá precisar mejor la probabilidad de que ocurra el daño para establecer la acción preventiva.	Fijar un periodo de tiempo para implantar las medidas que reduzcan el riesgo.
Importante	Puede que se precisen recursos considerables para controlar el riesgo.	No debe comenzar el trabajo hasta que se haya reducido el riesgo.
Intolerable	Debe prohibirse el trabajo si no es posible reducir el riesgo, incluso con recursos limitados.	No debe comenzar ni continuar el trabajo hasta que se reduzca el riesgo.

El método descrito aplica sobre cada unidad de obra analizada previamente en la memoria de seguridad y que corresponde con el proceso constructivo de la instalación con el objetivo de identificar y evaluar riesgos, pero con la valoración de la eficiencia de la prevención adoptada y aplicada.

Los riesgos a detectar inicialmente en cada unidad de obra son analizados y evaluados, tratando de eliminar o disminuir sus consecuencias mediante la adopción de soluciones técnicas o de cambios de procesos constructivos, utilizando protecciones colectivas, EPIs, etc., hasta conseguir llegar a un nivel de riesgo trivial, tolerable o moderado. Estas son ponderadas mediante la aplicación de los criterios establecidos de siniestralidad laboral publicados por la DGEMTA, Dirección General de Estadística del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales.

## 10 – Protección colectiva a emplear en la obra

---

Del análisis de riesgos laborales y de los problemas específicos que se pueden dar en la construcción/instalación en la obra se prevé emplear las siguientes medidas de protección colectivas.

- Vallado del perímetro para la protección contra caída en alturas.
- Utilización de extintores de incendios polivalentes de eficacia 21ª 113 B C.
- Interruptor diferencial con calibre selectivo de 300 mA que previene de contactos indirectos.
- Anclajes especiales para el amarre del arnés de seguridad según UNE EN 795.
- Amarres y conectores para el arnés de seguridad según UNE EN 362.

## 11 – Protección individual a emplear en la obra

---

Con el análisis de riesgos ya efectuado se desprende que existen algunos de estos que no se pueden resolver solo con la instalación de la protección colectiva.

Se pueden dar riesgos intrínsecos de actividades individuales que realizan los trabajadores y por el resto de personal que interviene en la obra. Debido a esto se procede a listar las protecciones que se han decidido emplear como protección individual.

- Cascos de seguridad, evaluados en conformidad con la norma UNE EN 397.
- Chalecos reflectantes.
- Cascos insonorizantes para la protección auditiva.
- Arnese de seguridad tipo C, evaluados según la norma UNE EN 361.
- Guantes de cuero para protección de las manos.
- Cinturones porta herramientas.
- Gafas de seguridad contra proyectiles o impactos.
- Mascarillas de papel filtrante antipolvo.
- Ropaje de protección para el trabajo, tales como pantalón de algodón, traje impermeable y pantalón de material plástico sintético.
- Zapatos/botas de seguridad con suela y puntera reforzados de material plástico sintético y/o metálico.

## 12 – Señalización de riesgos

---

Para mejorar la eficacia de la prevención diseñada se requiere del empleo de un conjunto de elementos de señalización como complemento de la protección colectiva y de los EPIs previstos.

Estas señalizaciones se eligen en base a la norma, recordando que los riesgos existentes atañen a todo empleado involucrado en la obra, tanto los que trabajan en ella como los ajenos a esta.

- Advertencia de cargas suspendidas.
- Advertencia de peligro indeterminado.
- Advertencia de riesgo eléctrico.
- Advertencia de incendios; materiales inflamables.
- Banda de advertencia de peligro.
- Protección obligatoria cabeza, según UNE-EN 397.
- Protección obligatoria manos, según UNE-EN 388.
- Protección obligatoria oídos, según UNE-EN 352.
- Protección obligatoria pies.
- Protección obligatoria vista.

## 13 – Medidas de asistencia en caso de accidente

---

A pesar de que este EBSS tiene como objetivo el evitar y proteger a los operarios de los posibles accidentes laborales, existen causas externas y/o internas de difícil control que pueden generar estos de formas imprevistas. Teniendo en mente esto, es necesario tener ciertos conocimientos de primeros auxilios en caso de uno o varios posibles afectados por un problema derivado del trabajo en la obra puedan ser atendidos de forma eficiente y rápida.

### **Heridas y pequeños cortes en la piel**

Los cortes en la piel, a pesar de no aparentar gravedad, pueden generar problemas debidos a la posible entrada de elementos infecciosos para el cuerpo humano, pudiéndose dar el caso de convertirse en un problema de complicación más importante que lo esperado inicialmente.

Al producirse estas heridas, a simple vista se puede ver su extensión, no se debe confiar en el caso de que esta sea poco extensa ya que puede ser igualmente grave y es una herida de profundidad.

#### **Prevención**

Despuntar todos los tableros y elementos metálicos y mantener limpios los cortes.

#### **Primeros auxilios**

- Limpiar la herida con agua y jabón o con producto antiséptico para prevenir el riesgo de infección.
- Secar bien la herida y protegerla con una tirita o gasas.
- Consultar al médico sobre la conveniencia de la vacunación contra el tétano.
- No aplicar encima de la herida alcohol, pomadas o polvos que contengan antibióticos. No utilizar algodón pues se deshilacha fácilmente.

#### **Heridas que sangran por la nariz**

Taponar la nariz con los dos dedos, inclinando hacia delante (si lo hacemos hacia atrás, la víctima se tragará la sangre), durante 10 minutos. Si la herida no deja de sangrar, introducir un tapón de gasa empapada en agua oxigenada, y procurar la asistencia médica al herido.

#### **Cuerpos extraños**

- **En ojos:** si el cuerpo es pequeño y está libre intentar arrastrarlo con una gasa haciendo que el paciente parpadee con frecuencia. No frotar el ojo. Si no se consigue arrastrarlo, no insistir, acudir al centro de urgencias más cercano indicado en el apartado 4.2 del presente documento.
- **En oídos:** no intenta nunca la extracción de un cuerpo extraño alojado en el oído con alfileres u otros objetos punzantes. No echar agua, y menos agua fría. Poner al paciente en manos expertas si vemos la menor dificultad para la extracción del cuerpo extraño.
- **En nariz:** intentar su expulsión con una expiración forzada, apretando la fosa nasal que no está obstruida contra el tabique nasal. No introducir agua, ni manipular con objetos puntiagudos. Si no sale, recurrir a un médico.
- **En la piel:** en caso de ser astilla, punta metálica u objeto voluminoso, intentaremos su extracción cuidadosa. Si notamos la más mínima resistencia, cesaremos el intento.

## **Lesiones en las articulaciones**

Por norma general se producen por caídas, malos apoyos o deslizamientos inesperados. La sintomatología que se puede presentar en un esguince o luxación puede ser:

- Dolor localizado en la articulación dañada.
- Inflamación o hinchazón en la zona (deformidad en caso de luxación).
- Dificultad para realizar movimientos (más o menos acusada en el caso de esguinces y muy notoria en el caso de luxaciones).
- Comparando la articulación afectada con la articulación sana.

### **Primeros auxilios**

- Mantener en reposo la zona dañada y aplicar frío (hielo) sobre la misma.
- Inmovilizar la zona afectada mediante un vendaje o con la ayuda de un pañuelo triangular.
- Trasladar al afectado, para su valoración, al centro sanitario más cercano.

## **Fracturas en los huesos**

Estas se suelen producir en las caídas, pueden ser de tipo abiertas cuando hay herida en la piel o cerradas en caso de que no la haya. La fractura abierta es la más peligrosa de las dos ya que debido a la herida se pueden dar infecciones en el hueso, siendo más peligrosas que cuando se dan en la piel.

### **Primeros auxilios**

- No mover al accidentado, ni permitirle que mueva la zona supuestamente lesionada. Esto ayudará a controlar el dolor.
- Manipular, si fuese necesario e imprescindible, la zona lesionada con sumo cuidado.
- Inmovilizar (mediante pañuelos, tiras de tela, palos, tablillas almohadilladas...) la zona donde se sospecha sea la fractura, para evitar agravarla.
- Trasladar al afectado al centro sanitario más cercano o llamar al número de emergencias.

## **Quemaduras**

En función de la severidad con la que se puede presentar una quemadura existen diferentes grados.

Las de primer grado se catalogan cuando se produce un enrojecimiento en la piel, las de segundo grado cuando la herida muestra una aparición de ampollas con líquido claro interno y las de tercer grado cuando la herida muestra una apariencia de costra negruzca o castaña oscura.

### **Primeros auxilios**

- Enfriar la zona afectada inmediatamente con agua fría durante 10-20 minutos.
- Cubrir la quemadura con paños limpios.
- No quitar la ropa cercana a la quemadura, ya que puede estar adherida a la piel. Sólo quitar la ropa en caso de que esté impregnada en líquidos muy calientes o productos cáusticos (lejía, sulfamán, amoniaco, etc.) para evitar que sigan quemando.
- No pinchar las ampollas en caso de quemaduras de 2º grado, se pueden infectar.
- Si la persona está ardiendo, impedir que corra; apagar las llamas con una manta o similar, o haciéndola rodar por el suelo.

- Procurar de forma sistemática que cualquier persona que haya sufrido una quemadura, sea reconocida por un médico, para que indique el tratamiento más adecuado para cada tipo de lesión.
- Evitar utilizar sobre las quemaduras: aceite, vinagre, pasta de dientes, barro, etc., aunque logren aliviar momentáneamente el dolor, pueden repercutir negativamente en la curación de la zona dañada. Lo mejor es utilizar agua.

## Accidentes de electrocución derivados de la electricidad

El primer paso a seguir es asegurarse que la víctima de la electrocución no se encuentra todavía en contacto con la corriente eléctrica.

En caso de que esta se encuentre todavía en contacto eléctrico se deben seguir los siguientes pasos:

- **Electrocución en baja tensión.**
  - Cortar el suministro eléctrico.
  - Aislarse del suelo (con tabloncillos de madera) e intentar separar a la víctima de la corriente, con la ayuda de un palo de madera (escoba). No utilizar objetos metálicos.
  - Una vez fuera de peligro, valorar el estado de la víctima e iniciar maniobras de reanimación cardiopulmonar en caso necesario.

- **Electrocución en media o alta tensión.**

En el caso de electrocución por media o alta tensión no se debe separar a la víctima del cable eléctrico con las manos, usar en tal caso un material aislante como por ejemplo un trozo de madera, ya que eso serviría de forma correcta como aislamiento.

Posteriormente se debe avisar a la compañía eléctrica para que corten el suministro eléctrico y llamar a los servicios de socorro locales.

## Reanimación cardiopulmonar. Masaje cardíaco

El masaje cardiopulmonar debe ser realizado en una superficie firme. Se debe comprobar periódicamente el retorno del pulso espontáneo, lo que significaría que la maniobra se ha realizado con éxito.

El masaje cardíaco se debe efectuar con decisión y con ritmo en el tercio inferior del torso del afectado para que sea eficaz. Se debe hundir la caja torácica entre 4 y 5 centímetros siguiendo los pasos mostrados a continuación.

- Situar a la víctima en posición horizontal con la cabeza inclinada hacia atrás y ver si respira. Si la víctima no respira, iniciar el “boca a boca”, efectuando 2 insuflaciones seguidas, y tomarle el pulso carotídeo (a ambos lados de la “nuez”).
- Si tiene pulso, continuar con la respiración artificial a una frecuencia de 12 insuflaciones por minuto aproximadamente.
- Si por el contrario no tiene pulso, iniciar la reanimación cardiopulmonar básica (respiración artificial + masaje cardíaco), a un ritmo de 2 insuflaciones cada 15 compresiones, manteniendo una frecuencia de 80-100 compresiones por minuto.

## Evacuación de los/las accidentados

Para la evacuación de afectados que requieran de atención sanitaria especializada se precisa emplear el servicio de ambulancias, llamando a través del 112.

Como medidas de emergencia se deben tomar tres:

- En caso de accidente se debe mantener la calma y situarse, a ser posible, en un lugar visible y con cobertura telefónica.
- Con el objetivo de facilitar la asistencia del afectado se deberá situar un botiquín de primeros auxilios en un punto localizable y conocido por todos los operarios que se encuentren en el lugar de trabajo y tener acceso todos al mismo.
- Como recomendaciones ante posibles accidentes laborales se establecen las siguientes directrices:
  - Avisar y pedir ayuda.
  - Hablar con la víctima y preguntar lo que ha ocurrido o cómo se encuentra.
  - No mover al accidentado si no es estrictamente necesario, para no agravarlo.
  - Valorar el alcance de la lesión.
  - Tranquilizar al herido.
  - Llamar al servicio de emergencias si fuese necesario y explicar lo ocurrido.
  - Esperar a la llegada del personal especializado.
  - Actuar sólo en caso necesario: quemaduras, electrocución...
  - Avisar a la Dirección Técnica.

El contratista debe encargarse de comunicar de forma inmediata al coordinador de seguridad y salud de la planta de la aparición de cualquier tipo de accidente independientemente de la gravedad de las heridas para dejar constancia sobre el mismo.

De igual manera queda obligado el realizar un informe de investigación del accidente cuando así sea requerido por el coordinador de seguridad y salud de la planta en fase de ejecución, redactando en este en caso de accidentes graves, muy graves o mortales.

## 14 – Formación e información en seguridad y salud

---

La formación e información de los trabajadores en los riesgos laborales y en los métodos de trabajo seguro a utilizar, son fundamentales para el éxito de la prevención de los riesgos laborales y realizar la obra sin accidentes, es por tanto que en función de los métodos de trabajo seguro, estos serán informados a los trabajadores quienes recibirán del empresario la pertinente formación, teórica y práctica, suficiente y adecuada y acorde a lo requerido en el vigente Convenio General del Sector de la Construcción.

El Contratista adjudicatario estará legalmente obligado a formar en el método de trabajo seguro a todo el personal a su cargo, de tal forma, que todos los trabajadores tendrán conocimiento de los riesgos propios de su actividad laboral, de las conductas a observar en determinadas maniobras, del uso correcto de las protecciones colectivas y del de los equipos de protección individual necesarios para su protección.

## 15 – Trabajos posteriores a la obra

Los trabajos a realizar a posteriori constan principalmente del mantenimiento periódico (limpieza, reglaje o reparación) de los paneles FV, su cableado o la estructura soporte. Ello requiere acceso de trabajadores a la cubierta con los riesgos mencionados anteriormente, principalmente el de caída de altura. Las medidas preventivas o de protección a disponer serán, salvo para las de protección de borde, las mismas que se ha contemplado en este documento para la fase de instalación, sirviendo el presente EBSS para la ejecución de dichos trabajos. El mismo quedará en manos de la Propiedad, quien custodiará este documento y lo entregará a los trabajadores concurrentes en su centro de trabajo, a fin de satisfacer lo dispuesto en el RD171/2004. Si procede, estos deberán revisar la documentación preventiva con tal de adecuarla a las condiciones de la instalación.

Entre las actividades y conforme a los niveles de riesgo que se explican a continuación, cabe destacar los riesgos y el nivel de riesgo presente en la tarea específica que se va a desarrollar, como se muestra en las siguientes tablas.

Riesgo	Nivel de riesgo
Caídas al mismo nivel	Medio
Caídas a distinto nivel	Alto
Pisadas sobre objetos	Bajo
Choques contra objetos inmóviles	Medio
Contacto eléctrico	Alto

Tarea	Riesgo	Nivel
Limpieza de módulos	Caídas al mismo nivel	Medio
	Caídas a distinto nivel	Alto
	Pisadas sobre objetos	Bajo
	Choques contra objetos inmóviles	Medio
	Contacto eléctrico	Medio
Operación en los inversores	Caídas al mismo nivel	Medio
	Contacto eléctrico	Alto
Mantenimiento	Caídas al mismo nivel	Alto
	Caídas a distinto nivel	Alto
	Pisadas sobre objetos	Bajo
	Choques contra objetos inmóviles	Medio
	Contacto eléctrico	Alto
Averías de monitorización	Caídas al mismo nivel	Medio
	Contacto eléctrico	Medio
Operación en módulos	Caídas al mismo nivel	Medio
	Caídas a distinto nivel	Alto
	Pisadas sobre objetos	Bajo
	Choques contra objetos inmóviles	Medio
	Contacto eléctrico	Alto
Operación en CT/CGP	Pisadas sobre objetos	Bajo
	Choques contra objetos inmóviles	Bajo
	Contacto eléctrico	Alto

Caben considerarse las siguientes normas e instrucciones para la instalación de estudio:

### **Limpieza de los módulos FV**

- Se debe prestar atención al riesgo de deslizamiento debido al agua derramada. Para reducir dicho riesgo se recuerda la obligación del uso de calzado de seguridad con suela antideslizante.
- En épocas del año con mayor índice de radiación solar se utilizarán guantes de protección para las manos y crema solar para evitar quemaduras solares. El agua realiza función de lupa de la irradiación solar.
- Se evitará el contacto del agua con partes accesibles puestas a tensión.
- Nunca se manipulará elementos a tensión, especialmente durante la operación de limpieza puesto que aumentará la humedad.

### **Operaciones en los inversores**

- Especial atención a los riesgos eléctricos. Se procurará cortar la entrada de tensión a dicho inversor. Por la naturaleza de funcionamiento de los inversores (presencia de condensadores) es necesario esperar un tiempo, denominado tiempo de descarga (60s aprox.) antes de actuar sobre él. SIEMPRE, mediante el uso de un polímetro se verificará la ausencia de tensión.
- En caso de que no sea posible realizar el trabajo sin tensión, se emplearán guantes aislados adecuados a la tensión nominal, con guantes de trabajo sobre estos, herramienta aislada, máscara anti proyecciones.

### **Operaciones en los módulos FV**

- Los módulos FV son una fuente de energía eléctrica, por lo que el riesgo de contacto eléctrico estará siempre presente si está expuesto a radiación.
- Cuando se trabaje con un módulo SIEMPRE se desconectará de la serie.
- Nunca se tocará el interior de los conectores del módulo FV encontrándose esté bajo radiación solar, en caso de necesitar actuar sobre los conectores SIEMPRE se aislará el módulo FV con anterioridad, o bien voltarlo o cubrirlo con un elemento opaco.
- Se tomarán las mismas medidas de seguridad en caso de tener que actuar sobre la caja de diodos del módulo FV.
- Siempre se actuará sobre suelo firme y principalmente seco.
- A la hora de transportar un módulo FV por la cubierta se prestará atención al viento puesto que el módulo puede llegar a hacer función de vela.
- La temperatura del módulo FV puede en ocasiones ser elevado, por ello se debe emplear guantes, siendo imprescindible su uso en época de verano.

## 16 – Otras consideraciones

---

- Se prohíbe en esta obra transportar pesos a mano (o a hombro) iguales o mayores a 25 kg.
- Se prohíbe andar sobre los lucernarios.
- Se prohíbe el conexionado de los cables a los cuadros de suministro eléctrico de obra sin la utilización de las clavijas adecuadas para ello macho-hembra.
- Las escaleras de mano a utilizar serán de tipo “tijera”, dotadas con zapatas antideslizantes y cadenilla limitadora de apertura, para evitar los riesgos por trabajos realizados sobre superficie deslizante, insegura o estrecha.
- Se prohíbe la formación de andamios utilizando escaleras de mano a modo de borriquetas, para evitar los riesgos por trabajos sobre superficies inseguras y estrechas.
- Las herramientas a utilizar por los electricistas instaladores estarán protegidas con material aislante normalizado contra los contactos eléctricos.
- Se prohíbe dejar las herramientas eléctricas de corte o taladro abandonadas en el suelo, o en marcha, aunque sea con movimiento residual.

## 17 – Procedimiento de comunicación de nuevas actuaciones

---

En caso de existir nuevas actuaciones a realizar las cuales no están contempladas en el plan de seguridad, el contratista queda obligado a comunicar al coordinador de seguridad y salud en fase de ejecución, con la suficiente antelación, y haciéndole llegar un anexo al EBSS para su posterior aprobación.

Los trabajos relativos al anexo del EBSS no se podrán iniciar hasta no disponer del acta de la aprobación.

## 18 – Documentos de nombramientos de control

---

Los presentes documentos son aplicables mientras dure la obra adjudicada. La utilización de estos mismos documentos será normalmente para el contratista o contratistas adjudicados en las obras con el fin de mantener su propia organización de prevención de riesgos del personal contratado.

Como mínimo, se prevé emplear los contenidos siguientes:

- Documento de nombramiento de la Presencia del Recurso Preventivo.
- Documento de autorización de manejo de diversas máquinas.

El contratista debe considerar su propio personal autorizado en la obra, tanto de sus trabajadores como de las posibles subcontrataciones, los cuales deberán tener en regla las siguientes documentaciones:

- Documento identificativo.
- Curso PRL.
- Apto médico.

## 19 – Sanciones

---

La Propiedad podrá adoptar medidas sancionadoras a aquellas empresas que decidan incumplir las Normas de Seguridad expuestas.

Estas medidas disciplinarias pueden ser adoptadas por la propiedad de forma unilateral, siendo compatibles e independientes de las que se puedan imponer por parte de la empresa en cualquier otra circunstancia contemplada en la legislación, tales como:

- Prohibición de acceso a la obra.
- Sanciones/Retenciones económicas vía facturación.
- Resolución del contrato.

## ANEXO III – TRAMITACIÓN Y LEGALIZACIÓN

En el presente anexo al proyecto se procede a explicar los procesos y trámites legales que se deben seguir para la implantación del proyecto de forma oficial y legal.

En primera instancia se debe consultar si el emplazamiento escogido tiene algún tipo de restricción medioambiental y/o urbanística extraordinaria que impida o limite de alguna forma la instalación de generación energética. Para ello se debe consultar al Departamento de Urbanismo del Ayuntamiento el cual pertenece la instalación

Para el caso de estudio se propone acogerse a la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación, en caso de que estos se den. Esta tipología y el resto de variantes referentes al último Real Decreto se han expuesto en el apartado de la memoria del proyecto. También se debe tener en cuenta que el consumidor debe comunicar a la empresa suministradora de energía la disposición a acogerse al nuevo sistema de compensación previamente a cualquier otro trámite.

A continuación, se describen con detalle cada una de las etapas de tramitación administrativas que deben cumplirse para la autorización y puesta en marcha de la instalación, en base a la Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo actualizada en noviembre de 2019 y que a su vez también se basa en el RD244/2019.

### 1 – Diseño de la instalación

---

La documentación necesaria en el diseño de la instalación depende del tipo de conexión a red que presente esta y la potencia prevista de la instalación.

La conexión en este caso es de BT, con potencia superior a 10 kW, lo que implica la obligatoriedad de realizar un proyecto técnico redactado y firmado por un técnico titulado competente. En el caso de este proyecto, al ser un trabajo de final de grado, solo se pretende recoger las disposiciones y trámites legales pertinentes.

### 2 – Permisos de acceso, conexión y avales o garantías

---

Las instalaciones de producción de energía que presenten una potencia instalada de más de 10kW y que participen con excedentes deben solicitar permisos de acceso y conexión en función de la potencia, siendo necesaria la presentación de avales y/o garantías.

En el caso de estudio la mayoría de los trámites de conexión a red se pueden realizar de forma on-line con la compañía distribuidora, mediante formularios o correo electrónico, pero independientemente del medio que se siga para la solicitud el procedimiento depende de la potencia.

Las instalaciones de potencia superior a 15 kW e inferior a 100 kW deben seguir el procedimiento regulado en el RD 1699/2011, el cual se muestra a continuación.

## 2.1 Solicitud de acceso y punto de conexión

El promotor de la instalación debe remitir a la compañía eléctrica distribuidora una solicitud con los siguientes datos:

- El promotor deberá presentar su nombre, dirección, teléfono o cualquier otro medio de contacto con este.
- El propietario del inmueble debe describir concretamente dónde se encuentra la instalación, presentando un esquema unifilar de esta y describir el punto de conexión en el cual estará conectada la instalación.
- El propietario deberá presentar una declaración dando su conformidad a la solicitud de punto de conexión.
- Descripción del tipo de instalación, tecnología y características técnicas de la misma, entre las cuales se incluirán la potencia pico y nominal de la instalación, modos de conexión, las características de los inversores, descripción de los dispositivos de protección y elementos de conexión previstos, así como los certificados de cumplimiento de los niveles de emisiones.
- Justificante de haber depositado la garantía económica correspondiente ante el órgano de la administración competente, ya sea por trámite en la comunidad autónoma o la Dirección General de Política Energética, según el RD 1995/2000.

## 2.2 Respuesta a la solicitud

En un plazo aproximado de un mes, la empresa distribuidora notificará al solicitante su propuesta incluyendo como mínimo la aceptación de los puntos de conexión y medida propuestos, tensión máxima y mínima de la red de punto de acceso, potencia de cortocircuito máxima de diseño para el cálculo de la aparamenta de protección y mínima en explotación normal para el cálculo de las posibles variaciones de tensión que puede presentar el punto de conexión.

En el caso de que se diese la circunstancia en la que el punto de conexión y medida para la cesión de energía por parte del solicitante sea diferente del punto de conexión y medida del suministro, se debe presentar un informe que justifique dicha circunstancia.

La empresa distribuidora puede denegar la solicitud del promotor en el caso de que la potencia nominal máxima disponible de conexión fuese inferior a la potencia de la instalación, en cuyo caso se debe determinar los elementos concretos de la red que precisan de una modificación y siempre atendiendo a criterios de seguridad y continuidad de suministro.

## 2.3 Vigencia

La propuesta efectuada por parte de la empresa distribuidora debe mantener su vigencia durante un plazo de tres meses desde la fecha de modificación al titular de la instalación.

## 2.4 Reclamaciones

Si la empresa distribuidora no efectúa la notificación del plazo previsto, el solicitante tiene derecho a dirigir a una reclamación al órgano de la Administración competente en un plazo de 30 días posteriores a la finalización del plazo.

Si se diese el caso de una disconformidad con las condiciones de conexión propuestas por la empresa distribuidora, el interesado podrá dirigirse de nuevo al órgano de la Administración competente en los 30 días posteriores a la recepción de la respuesta.

Ante una posible falta de acuerdo en la solicitud de acceso el solicitante puede plantear un conflicto ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

## 2.5 Plazo de ejecución

Una vez sea aceptada la propuesta del solicitante, este puede realizar la instalación sin necesidad de realizar una inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción (RAIPRE).

## 2.6 Condiciones económicas de la conexión

En instalaciones de potencia superior a 20 kW que se encuentren en suelo urbano, como es el caso, el coste de las nuevas instalaciones necesarias desde el punto frontera hasta el punto de conexión con la red de distribución, tales como la repotenciación de las líneas o del transformador afectado de la empresa de distribución serán realizadas a cargo del solicitante.

Para ello, la empresa distribuidora debe remitir al promotor un pliego de condiciones técnicas y un presupuesto económico, disponiendo de 15 días a contar desde la aceptación del punto de conexión.

En el caso de que la empresa distribuidora no efectuase la notificación en el plazo de 15 días el solicitante puede dirigir una reclamación al órgano de la Administración competente en un plazo de 30 días posteriores a la finalización de dicho plazo.

Una vez finalizados los trabajos se procederá a la firma del contrato técnico de acceso, a realizar la conexión a la red y a la verificación por parte del distribuidor.

## 3 – Autorizaciones ambientales y de utilidad pública

---

En el caso de estudio, al ser una instalación de autoconsumo con excedentes y de una potencia inferior a 100 kW, no requiere presentar trámites de impacto ambiental ni de utilidad pública, salvo que el emplazamiento se encuentre bajo alguna figura de protección.

A pesar de esto, estos trámites dependen en gran parte de la gestión por parte de la comunidad autónoma la cual impone o no la realización de estas autorizaciones.

## 4 – Autorización administrativa previa y de construcción

---

En el caso de estudio, al tratarse de una instalación de 100 kW conectada a red de baja tensión (tensión menor a 1kV) no requieren autorización previa administrativa ni de construcción.

## 5 – Licencia de obras e impuesto de construcciones y obras (ICIO)

---

Toda instalación de autoconsumo debe solicitar un permiso de obras según la normativa vigente municipal en el emplazamiento de estudio. Dependiendo de las características la normativa municipal definirá si es suficiente con realizar una declaración responsable de obra o/y una comunicación previa de obra que habilitaría el inicio de la obra de forma inmediata sin necesidad de esperas.

En el caso de que la normativa municipal obligue a solicitar una licencia de obra esta requiere de un trámite ordinario que exige de respuesta y concesión por parte de dicha entidad. La normativa municipal puede exigir también estudios de cargas, de resistencia al viento y/o nieve u otra clase de estudios similares en caso de que la instalación se encuentre sobre tejado.

La tasa y el impuesto de construcciones y obras (ICIO) debe ser liquidado igualmente, regulado por la Ley Reguladora de Haciendas Locales (Ley 24/2013 de 26 de diciembre). Dicho impuesto puede ser bonificado en hasta un 95%, así como otros impuestos adicionales en función de los ayuntamientos, tales como el IBI (Impuesto de Bienes Inmuebles) o por inversiones en energías renovables, que bonificarían hasta un 50% del impuesto.

## 6 – Ejecución de las instalaciones

---

Las instalaciones para autoconsumo con excedentes de potencia igual o menos a 100 kW conectadas a BT se ejecutarán de acuerdo al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

Las configuraciones de medida para dichas instalaciones deberán tener en cuenta los requisitos generales de medida y gestión de la energía recogidos en el reglamento de puntos de medida que recoge el Real Decreto 1110/2007 de 24 de agosto, así como los requisitos particulares específicos de autoconsumo recogidos en el Real Decreto 244/2019 de 5 de abril.

## 7 – Inspección inicial e inspecciones periódicas

---

Por lo general, las instalaciones ejecutadas según el REBT no necesitan pasar ningún trámite de inspección inicial, pero se puede dar el caso de que en algunas instalaciones sí precisen pasar una inspección por parte de un Organismo de Control en función de la potencia de esta y su ubicación, como el caso de los locales mojados o a la intemperie de potencias mayores a 25 kW o locales de pública concurrencia.

Las inspecciones periódicas hacen referencia a las mismas que las instalaciones de alta tensión acogidas al amparo del RIAT (Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de Alta Tensión), siendo de 5 años en caso de BT.

## 8 – Certificados de instalación y/o certificados fin de obra

---

Una vez finalizadas las obras, en el caso de las instalaciones de BT con potencias superiores a 10 kW requieren de un certificado de instalación eléctrica del REBT emitido por la empresa instaladora ejecutora de la instalación el cual debe constar que la misma se ha realizado en conformidad a lo establecido por dicho reglamento y sus instrucciones complementarias, de acuerdo con la documentación técnica. Además de esto será necesario disponer de un certificado final de obra firmado por un técnico competente, que certifique que la instalación se ha realizado según la ITC-BT-04.

## 9 – Autorización de explotación

---

Este trámite está regulado por las comunidades autónomas que, si bien no existe un consenso entre estas sobre cómo realizarlo, por lo general en los casos en los que la instalación sea de menos de 100 kW este trámite se asemejaría al certificado de instalación siendo un trámite por tanto no necesario. En cualquier caso, es aconsejable consultar a la comunidad autónoma implicada o a la DGPEM (Dirección General de Política Energética y Minas).

## 10 – Contrato de acceso para la instalación de autoconsumo

---

Las instalaciones de autoconsumo con excedentes a través de red interior de cualquier potencia, ya de baja o alta tensión, no requieren un contrato específico de acceso y conexión con la compañía distribuidora. Este contrato solo es necesario en caso de que la instalación requiera de un contrato de suministro para los servicios auxiliares de producción de la planta o si el consumidor no tiene un contrato de acceso previo para la instalación.

En caso de que se cuente con un contrato de acceso solo se debe realizar una comunicación a la empresa distribuidora para que habilite la posibilidad de acogerse a un contrato de autoconsumo y posteriormente notificarlo al comercializador para que modifique y refleje la modalidad de autoconsumo en el contrato.

## 11 – Contrato de suministro de energía para servicios auxiliares

---

Los servicios auxiliares de producción son aquellos suministros de energía eléctrica necesarios para proveer el servicio básico en cualquier régimen de funcionamiento de la instalación de generación.

En el caso de que la empresa instaladora certifica que los servicios auxiliares se pueden considerar despreciables, no es necesario suscribir un contrato de suministro específico para el consumo de estos servicios, esta situación se da en caso de que la instalación cumpla todas estas condiciones:

- Sea una instalación próxima a red interior
- Instalación de generación de tecnología renovable menos de 100 kW
- La energía consumida por estos servicios sea inferior al 1% de la energía neta generada por la instalación.

En caso de no cumplir con todas estas condiciones, sí sería necesario disponer de un contrato de acceso que será firmada con la empresa distribuidora.

## 12 – Licencia de actividad

---

Las instalaciones de autoconsumo con excedentes acogidas a compensación no realizan actividad económica y por tanto este trámite no es necesario.

## 13 – Acuerdo de reparto y contrato de compensación de excedentes

---

Para instalaciones individuales, como es el caso, no requiere de un acuerdo de criterios de reparto ya que este recibe el 100% de la energía generada por la instalación.

Por el contrario, las instalaciones con excedentes acogidas a compensación, sí deben firmar un contrato de compensación de excedentes entre el productor energético y el consumidor asociado para la compensación simplificada entre los déficits de sus consumos y la totalidad de los excedentes de sus instalaciones de generación asociadas.

Así pues, en los autoconsumos individuales con excedentes acogidos a compensación, sólo será necesaria la firma del contrato de compensación y la solicitud de aplicación del mecanismo a la empresa comercializadora, que deberá modificar el contrato de suministro y de acceso con el distribuidor.

## 14 – Inscripción en el registro autonómico de autoconsumo

---

Con la entrada en vigencia del RD 244/2019 se habilita a las Comunidades Autónomas a crear sus propios registros si consideran crearlo o no. Tanto si la Comunidad Autónoma crea su propio registro como si no, esta deberá remitir la información necesaria a la Dirección General de Política Energética y Minas para la inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo.

En el caso de estudio, al tratarse de una instalación de autoconsumo con excedentes de potencia inferior a 100 kW y conectada a BT, se encuentra exenta de realizar el trámite de inscripción.

## 15 – Inscripción en Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica

---

Las instalaciones de autoconsumo con excedentes deben estar inscritas en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, pero este paso no supone una carga administrativa adicional al consumidor ya que es un procedimiento entre administraciones, según

el RD-Ley 15/2018 de 5 de octubre. El propio Ministerio nutrirá su registro a partir de la información recogida por las comunidades autónomas.

Los titulares de instalaciones de autoconsumo con excedentes estarán inscritos en la subsección b1 de autoconsumo con excedentes no acogidas a compensación que dispongan de un contrato único de suministro.

## 16 –Inscripción en Registro Administrativo RAIPRE

---

En el caso de instalaciones de potencia igual o inferior a 100 kW acogidas a la modalidad de autoconsumo con excedentes no precisarán de realizar el trámite de inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones Productoras de Energía Eléctrica (RAIPRE).

## 17 –Contrato de venta de energía

---

Las instalaciones de autoconsumo con excedentes acogidas a compensación, como es el caso, no requieren de un contrato de venta de energía.

En el caso de instalaciones en autoconsumo con excedentes no acogidas a compensación deberán formalizar un acuerdo con alguna compañía comercializadora para vender su energía. También es posible que estas vendan directamente al mercado eléctrico, para lo cual deben darse de alta como sujetos de mercado generadores realizando los trámites pertinentes que se exijan por parte del operador del sistema y el operador de mercado.

Como conclusión y resumen final de los trámites a realizar se muestra a continuación en la figura 82 los hitos que se deben seguir, según la Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo.

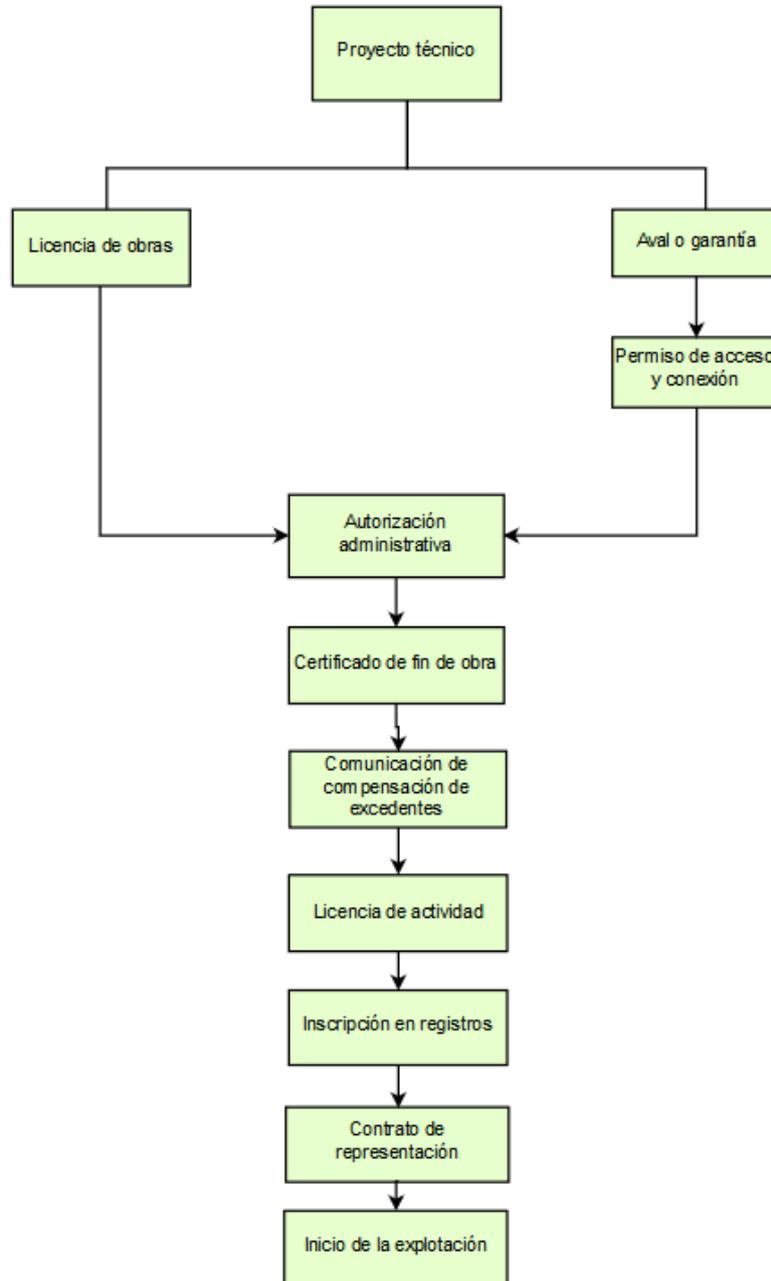


Figura 83: Resumen de la tramitación a realizar. (Creación propia en base a la Guía del IDAE por medio del software web visual paradigm)

## ANEXO IV – DOCUMENTACIÓN TÉCNICA

### 1 –Módulos fotovoltaicos

www.jinkosolar.com



**JKM315P-72**  
**295-315 Watt**  
POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0/+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory.  
IEC61215, IEC61730 certified products.

(4BB)




#### KEY FEATURES

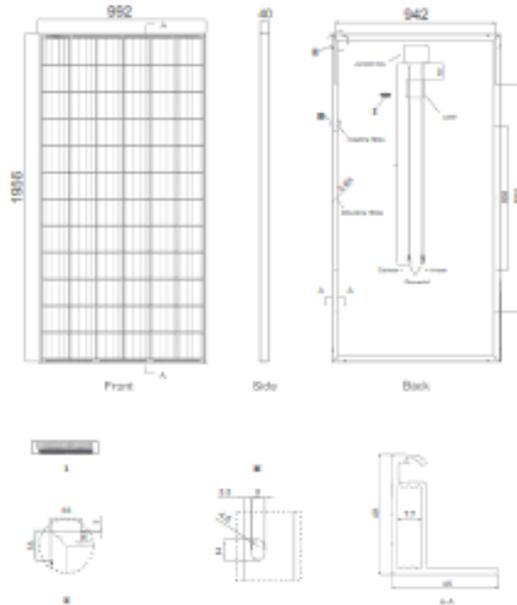
- 
**4 Busbar Solar Cell:**  
4 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- 
**High Efficiency:**  
High module conversion efficiency (up to 16.23%), through innovative manufacturing technology.
- 
**Low-light Performance:**  
Advanced glass and solar cell surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.
- 
**Severe Weather Resilience:**  
Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).
- 
**Durability against extreme environmental conditions:**  
High salt mist and ammonia resistance certified by TÜV NORD.

#### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



### Engineering Drawings

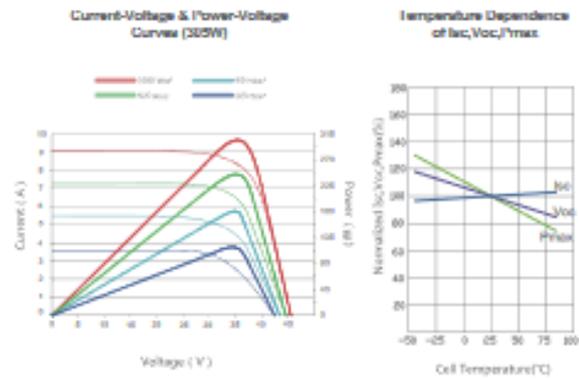


### Packaging Configuration

(Two boxes = One pallet)

25pcs/ box, 50pcs/pallet, 600 pcs/40' HQ Container

### Electrical Performance & Temperature Dependence



### Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No. of cells	72 (6×12)
Dimensions	1956×992×40mm (77.01×39.05×1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs)
Front Glass	4.0mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> , Length: 900mm or Customized Length

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM295P		JKM300P		JKM305P		JKM310P		JKM315P	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	295Wp	218Wp	300Wp	221Wp	305Wp	225Wp	310Wp	230Wp	315Wp	233Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	36.2V	33.5V	36.6V	33.7V	36.8V	34.0V	37.0V	34.4V	37.2V	34.7V
Maximum Power Current (Imp)	8.15A	6.50A	8.20A	6.58A	8.30A	6.62A	8.38A	6.68A	8.48A	6.71A
Open-circuit Voltage (Voc)	45.1V	41.9V	45.3V	42.3V	45.6V	42.4V	45.9V	42.7V	46.2V	42.8V
Short-circuit Current (Isc)	8.76A	7.09A	8.84A	7.16A	8.91A	7.21A	8.96A	7.26A	9.01A	7.28A
Module Efficiency STC (%)	15.20%		15.46%		15.72%		15.98%		16.23%	
Operating Temperature(°C)	-40°C→+85°C									
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	15A									
Power tolerance	0→+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.41%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.31%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

STC:  Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>  Cell Temperature 25°C  AM=1.5

NOCT:  Irradiance 800W/m<sup>2</sup>  Ambient Temperature 20°C  AM=1.5  Wind Speed 1m/s

\* Power measurement tolerance: ± 3%

## 2 – Inversor



### M70A

High efficiency three phase solar inverters for the EMEA market - Perfect choice for large-scale solar PV systems, such as those used in the commercial or utility sectors.

#### Versatile applications

- Aluminium housing ensures long lasting protection against moisture and corrosion
- Suitable for indoor and outdoor applications (IP65)
- Easy cooling fan module removal for cleaning
- Wireless Communication & RS-485
- iOS and Android App for quick commissioning
- Mechanical DC disconnectors
- 2\*18 inputs
- Built-in AC & DC Type 2 SPDs, optional combination Type 1 + 2
- Fast installation design – wall-mount with bracket or direct install to the ground via two metal feet.

#### Maximum profitability

- Peak efficiency of 98.8%
- 6 MPP Trackers
- Individual string monitoring
- Maximum apparent power 77 kVA
- Wide input voltage range 200 ... 1000 V

#### Additional functions

- I-V Curve Function for PV system analysis
- Q at Night
- Anti-PID

[www.solar-inverter.com](http://www.solar-inverter.com)



# 77 kVA transformerless solar inverters

## Technical data M70A

INPUT (DC)	M70A
Max. voltage	1100 V <sup>1)</sup>
Voltage range	200 ... 1000 V
MPP operating voltage range (full power)	460 ... 900 V <sup>2)</sup>
Voltage range for nominal power	460 ... 900 V
Nominal voltage	600 V
Max. current	156 A (6 x 26 A)
Night time consumption	< 2 W <sup>3)</sup>
Max. number of MPP trackers	6 MPP trackers
Surge Protection Devices	Type 2, replaceable (EN 50539-11), optional combination Type 1 + 2

OUTPUT (AC)	M70A
Max. apparent	77 kVA
Nominal apparent power	70 kVA <sup>4)</sup>
Voltage range	400V -20% / +30% Y or Δ; <sup>5)</sup> 3 Phase + PE (Δ) oder 3 Phase + N + PE (Y)
Max. output current	112 A
Nominal frequency	50 / 60 Hz
Frequency range	50 / 60 Hz ± 5 Hz <sup>5)</sup>
Power factor adjustable	0.8 cap ... 0.8 Ind
Total harmonic distortion (THD)	< 3% @ nominal apparent power
Surge Protection Devices	Type 2, replaceable (EN 51463-11), optional combination Type 1 + 2

### GENERAL SPECIFICATION

Model	M70A_260
Delta part number	RPI703MG50000
Max. efficiency / EU eff.	98.8% / 98.4%
Operating temperature	-25 ... +60 °C
Nominal power without derating	-25 ... +50 °C
Storage temperature	-25 ... +60 °C
Humidity	0 ... 100 % non-condensing
Max. operating altitude	4000 m (above sea level)
Standard guarantee	5 years (guarantee extension is possible)

### MECHANICAL DESIGN

Size (L x W x D)	629 X 699 X 264 mm
Weight	69 kg
Cooling	Fans with removable fan module
AC connection type	AC cable within 25 mm <sup>2</sup> up to 120 mm <sup>2</sup> (Cu wire) or within 70 mm <sup>2</sup> up to 120 mm <sup>2</sup> (Al wire) with lug terminals
DC connection type	18 pairs of H4 DC connectors
Communication interfaces	RS485, dry contacts x 2, EPO x 1, VCC, Digital Inputs x 6
Communication	RS485, wireless communication
DC disconnectors	6 x integrated mechanical DC disconnectors
Display	3 LEDs, Data visualization via gateway / commissioning software
Installation type	Wall-mountable or ground-mountable with included brackets

SAFETY / STANDARD 8	M70A
Protection degree	IP65
Safety class	I
Configurable trip parameters	Yes
Insulation monitoring	Yes
Overload behavior	Current limitation, power limitation
Anti-islanding protection / Grid regulation	UTE C15-712 ERDF-RES-PRO_64E, VDE-AR-N 4110, VDE-AR-N 4105, EN50549-1/-2
EMC	EN51000-6-2, EN51000-6-3, EN51000-3-11, EN51000-3-12
Safety	IEC62109-1 / -2, CE compliance

- 1) The max withstand voltage is 1100 Vdc. (the inverter starts to operate when the PV voltage drops below 1000 Vdc)
- 2) Ambient: + 35 °C : 460...900 V, + 40 °C: 460-900 V, + 50 °C: 520-720 V
- 3) Night time consumption with standby communication
- 4) Cos Phi = 1 (VA = W)
- 5) AC voltage and frequency range will be programmed according to the individual country requirements.



### United Kingdom

Email: [sales.uk@solar-inverter.com](mailto:sales.uk@solar-inverter.com)  
Tel: 0800 051 4280 (Free Call)

### International

Email: [sales.europe@solar-inverter.com](mailto:sales.europe@solar-inverter.com)  
Tel: +49 7641 455 547

### 3 – DC1 data collector

## Monitoring Your Savings

### DC1 - Data Collector

- Collect all relevant data from your Delta inverters
- Manage multiple PV plants in the MyDeltaSolar Cloud
- Connect to your Delta inverters via RS485 or Wi-Fi
- Compatible with third-party monitoring solutions
- Digital inputs, dry contacts, dynamic power limitation



GENERAL	DC1
Supply voltage (RS485 plug)	9 ... 25V <sub>dc</sub> / 5W (from communication card of inverter or Delta DIN rail Power Supply DRC-12V10W1AZ or equivalent)
Supply voltage (Micro-USB)	5 V <sub>dc</sub> / 5W
Protection degree	IP20
Relative humidity	30 ... 85%
Operating temperature range	-25 ... +55 °C
Storage temperature range	-30 ... +70 °C
Maximum operating altitude	2000 m
Max. number of inverters	RS485: 30; Wi-Fi: 9
Connectors	RS485, Wi-Fi, Micro-SD, Extension port, USB 2.0

Wi-Fi	DC1
Network standards	IEEE 802.11b IEEE 802.11g IEEE 802.11n
Data rates	IEEE 802.11b: 6.5 ... 150 Mbps IEEE 802.11g: 6 ... 54 Mbps IEEE 802.11n: 1 ... 1 Mbps
Modulation	OFDM (BPSK), QPSK, 16-QAM, 64-QAM; 802.11b (CCK / DSSS)
Bandwidth	20 MHz / 40 MHz

## 4 – Cableado

### CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

### BAJA TENSIÓN

## AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV  
Norma diseño: UNE 21123-4  
Designación genérica: RZ1-K (AS)



### CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



NO PROPAGACIÓN  
DE LA LLAMA  
EN 60332-1-2  
IEC 60332-1-2



NO PROPAGACIÓN  
DEL INCENDIO  
EN 60332-3-24  
IEC 60332-3-24



LIBRE DE HALÓGENOS  
EN 60754-2  
IEC 60754-2



DESCÁRGATE  
la DoP (Declaración de  
Prestaciones) en este código QR.  
[www.grysmianclub.es/cprlog/DoP](http://www.grysmianclub.es/cprlog/DoP)



Nº DoP 1003875



REDUCIDA EMISIÓN  
DE GASES TÓXICOS  
EN 60754-2  
NFC 20454  
DEF-STAN 02-713



BAJA EMISIÓN  
DE HUMOS  
EN 50399



BAJA OPACIDAD  
DE HUMOS  
EN 61034-2  
IEC 61034-2



RESISTENCIA  
A LA ABSORCIÓN  
DEL AGUA



RESISTENCIA  
AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA  
A LOS RAYOS  
ULTRAVIOLETA



ALTA  
SEGURIDAD



NULA EMISIÓN  
DE GASES CORROSIVOS  
EN 60754-2  
IEC 60754-2  
NFC 20453



BAJA EMISIÓN  
DE CALOR  
EN 50399



REDUCIDO  
DESPRENDIMIENTO  
DE GOTAS/PARTÍCULAS  
INFLAMADAS  
EN 50399

### MÁXIMA PELABILIDAD

Gracias a la capa especial antiadherente se puede retirar la cubierta fácil y rápidamente. Un importante ahorro de tiempo de instalación.

### LIMPIO Y ECOLÓGICO

La ausencia de talco y aceites de silicona permite un ambiente de trabajo más limpio y con menos partículas contaminantes.

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.

#### Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Cca-s1b,d1,a1.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/T5 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2; EN 50399; EN 60754-2; EN 61034-2.

#### Normativa de fuego también aplicable a países

##### que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
- No propagación del incendio: EN 50399; EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos: EN 60754-2; EN 60754-1; IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; NFC 20454; DEF-STAN 02-713.
- Baja emisión de humos: EN 50399.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453.
- Baja emisión de calor: EN 50399.
- Reducido desprendimiento de gotas/partículas inflamadas: EN 50399.

### CONSTRUCCIÓN

#### CONDUCTOR

Metal: cobre electromítico recocido.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

#### AISLAMIENTO

Material: mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según UNE HD 603-1.

Colores: marrón, negro, gris, azul, amarillo/verde según UNE 21089-1.

#### ELEMENTO SEPARADOR

Capa especial antiadherente.

#### RELLENO

Material: mezcla LSOH libre de halógenos.

#### CUBIERTA

Material: mezcla especial libre de halógenos tipo AFUMEX UNE 21123-4.

Color: verde.

### APLICACIONES

- Cable de fácil pelado especialmente adecuado para instalaciones en locales de pública concurrencia: salas de espectáculos, centros comerciales, escuelas, hospitales, edificios de oficinas, pabellones deportivos, etc.
- En centros informáticos, aeropuertos, naves industriales, parkings, túneles ferroviarios y de carreteras, locales de difícil ventilación y/o evacuación, etc.
- En toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable: instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos en edificios o sobre bandejas, etc.,

o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos de construcción.

- Líneas generales de alimentación (ITC-BT 14). • Derivaciones individuales (ITC-BT 15). • Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20). • Locales de pública concurrencia (ITC-BT 28). • Locales con riesgo de incendio o explosión (adecuadamente canalizado) (ITC-BT 29). • Industrias (Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales R.D. 2267/2004). • Edificios en general (Código técnico de la Edificación, R.D. 314/2006, art. 11).

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

BAJA TENSIÓN

# AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV  
Norma diseño: UNE 21123-4  
Designación genérica: RZ1-K (AS)



## DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm <sup>2</sup>	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR mm (1)	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2)	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 1,5	0,7	7	67	13,3	21	21	26,5	21,36
1 x 2,5	0,7	7,5	79	7,98	30	27	15,92	12,88
1 x 4	0,7	8	97	4,95	40	35	9,96	8,1
1 x 6	0,7	8,5	120	3,3	52	44	6,74	5,51
1 x 10	0,7	9,6	167	1,91	72	58	4	3,31
1 x 16	0,7	10,6	226	1,21	97	75	2,51	2,12
1 x 25	0,9	12,3	321	0,78	122	96	1,59	1,37
1 x 35	0,9	13,8	421	0,55	153	117	1,15	1,01
1 x 50	1	15,4	579	0,38	188	138	0,85	0,77
1 x 70	1,1	17,3	780	0,27	243	170	0,59	0,56
1 x 95	1,1	19,2	995	0,20	298	202	0,42	0,43
1 x 120	1,2	21,3	1240	0,16	350	230	0,34	0,36
1 x 150	1,4	23,4	1529	0,12	401	260	0,27	0,31
1 x 185	1,6	25,6	1826	0,10	460	291	0,22	0,26
1 x 240	1,7	28,6	2383	0,08	545	336	0,17	0,22
1 x 300	1,8	31,3	2942	0,06	630	380	0,14	0,19
1 x 400	2	36	3921	0,05	746	446	0,11	0,17
2 x 1,5	0,7	10	134	13,3	23	24	30,98	24,92
2 x 2,5	0,7	10,9	169	7,98	32	32	18,66	15,07
2 x 4	0,7	11,8	213	4,95	44	42	11,68	9,46
2 x 6	0,7	12,9	271	3,3	57	53	7,90	6,42
2 x 10	0,7	15,2	399	1,91	78	70	4,67	3,84
2 x 16	0,7	17,7	566	1,21	104	91	2,94	2,45
2 x 25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	135	116	1,86	1,59
2 x 35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	168	140	1,34	1,16
2 x 50	1	Consultar	Consultar	0,38	204	166	0,99	0,88
3 G 1,5	0,7	10,4	150	13,3	23	24	30,98	24,92
3 G 2,5	0,7	11,4	193	7,98	32	32	18,66	15,07
3 G 4	0,7	12,4	250	4,95	44	42	11,68	9,46
3 G 6	0,7	13,6	324	3,3	57	53	7,90	6,42
3 G 10	0,7	16	486	1,91	78	70	4,67	3,84
3 G 16	0,7	18,7	696	1,21	104	91	2,94	2,45
3 x 25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	115	96	1,62	1,38
3 x 35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	143	117	1,17	1,01
3 x 50	1	Consultar	Consultar	0,38	174	138	0,86	0,77
3 x 70	1,1	Consultar	Consultar	0,27	223	170	0,6	0,56
3 x 95	1,1	Consultar	Consultar	0,20	271	202	0,43	0,42
3 x 120	1,2	Consultar	Consultar	0,16	314	230	0,34	0,35
3 x 150	1,4	Consultar	Consultar	0,12	359	260	0,28	0,3
3 x 185	1,6	Consultar	Consultar	0,10	409	291	0,22	0,26
3 x 240	1,7	Consultar	Consultar	0,08	489	336	0,17	0,21
3 x 300	1,8	Consultar	Consultar	0,06	549	380	0,14	0,18 ...

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

- XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
- XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

- XLPE3 con instalación tipo Metodo D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
- XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

## CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

BAJA TENSIÓN

# RETENAX CPRO Flex RV-K

Tensión asignada: 0,6/1 kV  
Norma diseño: UNE 21123-2  
Designación genérica: RV-K



## CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



NO PROPAGACIÓN  
DE LALLAMA  
EN 60332-1-2  
IEC 60332-1-2



REDUCIDA EMISIÓN  
DE HALÓGENOS  
EN 60754-1  
IEC 60754-1  
(emisión HCl < 14 %)



DESCÁRGATE  
la DoP (Declaración de  
Prestaciones) en este código QR.  
[www.prysmianclub.es/cprilog/DoP](http://www.prysmianclub.es/cprilog/DoP)



Nº DoP 1003873



RESISTENCIA  
A LA ABSORCIÓN  
DEL AGUA



RESISTENCIA  
AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA  
A LOS RAYOS  
ULTRAVIOLETA



RESISTENCIA  
A LOS AGENTES  
QUÍMICOS



RESISTENCIA  
A LAS GRASAS  
Y ACEITES

- Temperatura de servicio: -25 °C, +90 °C (Cable termoestable).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.

**Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:**

- Clase de reacción al fuego (CPR): **Eca**.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

**Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:**

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
- Reducida emisión de halógenos: EN 60754-1; IEC 60754-1 (emisión HCl < 14 %).

## CONSTRUCCIÓN

### CONDUCTOR

**Metal:** cobre electrolítico recocido

**Flexibilidad:** Flexible, clase 5 según UNE EN 60228.

**Temperatura máxima en el conductor:** 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

### AISLAMIENTO

**Material:** mezcla de polietileno reticulado (XLPE) Tipo DIX 3, según HD 603-1.

**Colores:** marrón, negro, gris, azul, amarillo/verde según UNE 21089-1.

### ELEMENTO SEPARADOR

**Cinta de papel longitudinal** (opcional).

### RELLENO

**Material:** SI es necesario, mezcla termoplástica apropiada.

### CUBIERTA

**Material:** policloruro de vinilo (PVC) tipo DMV-18 según HD 603-1.

**Colores:** negro o crema.

## APLICACIONES

Cable de fácil pelado y alta flexibilidad para instalaciones subterráneas en general e instalaciones al aire en las que se requiere una gran facilidad de manipulación y no es obligatorio Afumex (AS).

- Redes subterráneas de distribución e instalaciones subterráneas (ITC-BT 07).
- Redes subterráneas de alumbrado exterior (ITC-BT 09).

- Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20); salvo obligación de Afumex (AS) (ver ITC-BT 28 y R.D. 2267 / 2004).

Los cables RV-K no están permitidos en servicios provisionales en general (obras, ferias, stands... ITC-BT 33, 34 ...) ni para servicios móviles, ni prolongados (ver Flextreme), ni para servicios sumergidos (ver Bupreno Bombas Sumergidas).

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

BAJA TENSIÓN

# RETENAX CPRO Flex

## RV-K

Tensión asignada: 0,6/1 kV  
Norma diseño: UNE 21123-2  
Designación genérica: RV-K



### DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm <sup>2</sup>	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR mm (1)	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2) Y (3)	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
1x1,5	0,7	5,7	42	13,3	21	21	26,50	21,36
1x2,5	0,7	6,2	54	7,98	30	27,5	15,92	12,88
1x4	0,7	6,6	70	4,95	40	35	9,96	8,1
1x6	0,7	7,2	91	3,3	52	44	6,74	5,51
1x10	0,7	8,3	135	1,91	72	58	4	3,31
1x16	0,7	9,4	191	1,21	97	75	2,51	2,12
1x25	0,9	11	280	0,78	122	96	1,59	1,37
1x35	0,9	12,5	389	0,554	153	117	1,15	1,01
1x50	1	14,2	537	0,386	188	138	0,85	0,77
1x70	1,1	15,8	726	0,272	243	170	0,59	0,56
1x95	1,1	17,9	958	0,206	298	202	0,42	0,43
1x120	1,2	18,9	1170	0,161	350	230	0,34	0,36
1x150	1,4	21,2	1460	0,129	401	260	0,27	0,31
1x185	1,6	23,8	1830	0,106	460	291	0,22	0,26
1x240	1,7	26,7	2310	0,0801	545	336	0,17	0,22
1x300	1,8	29,3	3100	0,0641	630	380	0,14	0,19
2x1,5	0,7	8,7	95	13,3	23	24	30,98	24,92
2x2,5	0,7	9,6	125	7,98	32	32	18,66	15,07
2x4	0,7	10,5	165	4,95	44	42	11,68	9,46
2x6	0,7	11,7	215	3,3	57	53	7,90	6,42
2x10	0,7	13,9	330	1,91	78	70	4,67	3,84
2x16	0,7	16,9	503	1,21	104	91	2,94	2,45
2x25	0,9	20,6	775	0,78	135	116	1,86	1,59
2x35	0,9	23,6	1060	0,554	168	140	1,31	1,16
2x50	1	27	1470	0,386	204	166	0,99	0,88
3G 1,5	0,7	9,2	110	13,3	23	24	30,98	24,92
3G 2,5	0,7	10,1	150	7,98	32	32	18,66	15,07
3G 4	0,7	11,1	200	4,95	44	42	11,68	9,46
3G 6	0,7	12,3	270	3,3	57	53	7,90	6,42
3G 10	0,7	14,7	415	1,91	78	70	4,67	3,84
3G 16	0,7	18	639	1,21	104	91	2,94	2,45
3x 25	0,9	21,4	946	0,78	115	96	1,62	1,38
3x 35	0,9	25,1	1355	0,554	143	117	1,17	1,01
3x 50	1	28,8	1900	0,386	174	138	0,86	0,77
3x 70	1,1	32,3	2550	0,272	223	170	0,6	0,56
3x 95	1,1	35,9	3290	0,206	271	202	0,43	0,42
3x 120	1,2	39,2	4060	0,161	314	230	0,34	0,35
3x 150	1,4	44,2	5070	0,129	359	260	0,28	0,3
3x 185	1,6	50,3	6400	0,106	409	291	0,22	0,26
3x 240	1,7	56,7	8200	0,0801	489	336	0,17	0,21
3x 300	1,8	62,2	10450	0,0641	549	380	0,14	0,18

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).  
→ XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x, 3x trifásica).  
→ XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).  
→ XLPE3 con instalación tipo E → columna 10b (3x trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

→ XLPE3 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 1x, 3x trifásica.  
→ XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

## 5 – Protecciones

# Interruptor magnetotérmico DX

Los interruptores magnetotérmicos DX de Legrand ofrecen una amplia gama de características y se pueden usar para organizar la distribución en filas que se requiere hasta 125 A. Es la solución universal ideal para todas las instalaciones residenciales y terciarias.

### LA GAMA LEXIC DX

La gama de interruptores automáticos DX de Legrand es amplia, versátil, flexible y adecuada para todos los segmentos. Han sido diseñados de manera que resulten cómodos para los usuarios e instaladores. Los interruptores automáticos DX están disponibles con curvas B, C y D y regímenes nominales que van de 0,5 a 125 A con poderes de corte entre 10 kA y 50 kA. Pueden aceptar auxiliares de señalización y control que son comunes a toda la gama y también bloques diferenciales adaptables.

La mayoría de los dispositivos están equipados con un gancho doble que les permite ser desmontados de manera independiente entre sí. La conexión de ellos es absolutamente segura usando 2 terminales IP con apriete en el panel frontal.

La maneta de conmutador de control tiene un indicador ON-OFF rojo-verde.

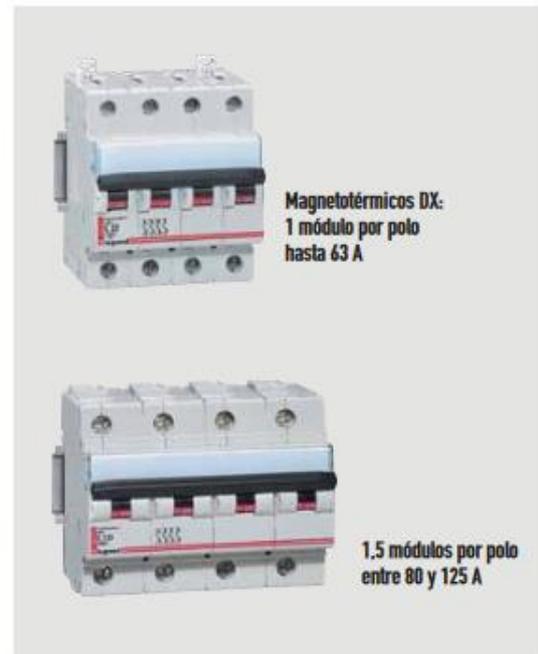
Su rendimiento en combinación con otros dispositivos es excelente (ver página 140).

Han sido sometidos a una rigurosa inspección individual y se encuentran certificados por numerosos organismos de certificación.

La gama comprende:

- DX: interruptores automáticos magnetotérmicos
  - 1P, 1P+N, 2P, 3P, 3P+N, 4P
  - Curvas B y C - poder de corte: **6.000** - 10 kA
  - Curva D - poder de corte: 10 a 25 kA.
- DX-H: interruptores automáticos magnetotérmicos con alto poder de corte.
  - 1P, 1P+N, 2P, 3P, 3P+N, 4P
  - Curva C - poder de corte: **10.000** - 25 a 12,5 kA
- DX-L: interruptores automáticos magnetotérmicos con alto poder de corte.
  - 2P, 3P, 4P
  - Curva C - poder de corte: 50 kA.

Los poderes de corte se encuentran en conformidad con las normas UNE-EN 60898-1 e UNE-EN 60947-2 (ver la página 06).



DX-H 10000 - 25 kA					DX 6000 - 15 kA curva D		DX-L 50 kA	
1P	1P+N	2P	3P/4P	3P+N	1P	2P/3P/4P	2P/4P	
2/3/6/10 13/16/20 25/32/40 50/63/80 100/125	2/3/6/10 13/16/20 25/32/40 50/63	2/3/6/10 13/16/20 25/32/40 50/63/80 100/125	2/3/6/10 13/16/20 25/32/40 50/63/80 100/125	6/10 13/16/20 25/32/40 50/63	1/2/3/6 10/16/20 25/32/40 50/63	1/2/3/6 10/16/20 25/32/40 50/63/80 100/125	10/16/20 25/32/40 50/63	
B y C	B y C	B y C	B y C	B y C	D	D	C	
230/400 V	230 V	400 V	400 V	400 V	230/400 V	400 V	400 V	
50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	
415 V	240 V	415 V	415 V	415 V	415 V	415 V	415 V	
10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	6.000 A	6.000 A	25.000	
10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	6.000 A	6.000 A	25.000	
25 kA	25 kA	In ≤ 40 A: 50 kA In > 40 A: 25 kA	In ≤ 40 A: 50 kA In 50/63 A: 25 kA In > 63 A: 16 kA	In ≤ 40 A: 50 kA In 50/63 A: 25 kA In > 63 A: 16 kA	In ≤ 32 A: 25 kA In ≤ 63 A: 20 kA	In ≤ 32 A: 25 kA In ≤ 63 A: 20 kA	70 kA	
In ≤ 20 A: 25 kA In 25 A: 20 kA In 32 A: 15 kA In > 32 A: 12.5 kA	In ≤ 20 A: 25 kA In 25 A: 20 kA In 32/40 A: 15 kA In > 40 A: 12.5 kA	In ≤ 20 A: 30 kA In 25 A: 25 kA In 32/40 A: 20 kA In > 40 A: 15 kA In > 63 A: 16 kA	In ≤ 20 A: 25 kA In 25 A: 20 kA In 32/40 A: 15 kA In > 40 A: 12.5 kA	In ≤ 20 A: 25 kA In 25 A: 20 kA In 32/40 A: 15 kA In > 40 A: 12.5 kA	In ≤ 32 A: 15 kA In > 32 A: 10 kA	In ≤ 32 A: 15 kA In > 32 A: 10 kA	50 kA	
75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	
500 V	500 V	500 V	500 V	500 V	500 V	500 V	500 V	
4 kV	4 kV	4 kV	4 kV	4 kV	4 kV	4 kV	4 kV	
20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	
10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	
2.500 V	2.500 V	2.500 V	2.500 V	2.500 V	2.500 V	2.500 V	2.500 V	
	•	•	•	•		•		
	•	•	•	•		•	•	
-25 °C a +70 °C	-25 °C a +70 °C	-25 °C a +70 °C	-25 °C a +70 °C	-25 °C a +70 °C	-25 °C a +70 °C	-25 °C a +70 °C	-25 °C a +70 °C	

# Interruptor automático de caja moldeada DPX

Los interruptores automáticos de caja moldeada ofrecen soluciones óptimas para los requerimientos de protección de instalaciones comerciales e industriales. Se pueden instalar:

- En placa o carril  de hasta 250 A.
- En placa de hasta 1.600 A.

## LA GAMA DPX

Montaje en carril  (o placa) con placa de montaje			Montaje en placa con placa de montaje		
					
DPX 125	DPX 160	DPX 250 ER	DPX 250	DPX 630	DPX 1600
Relés magnetotérmicos			Relés magnetotérmicos y electrónicos		
Régimen nominal entre 16 y 250 A			Régimen nominal entre 63 y 1.600 A		

Los automáticos están disponibles en versiones magnetotérmicas y electrónicas con corrientes nominales entre 16 y 1.600 A y poder de corte de entre 16 y 70 kA. Las características principales de los automáticos son sus óptimas dimensiones, su facilidad de instalación, su uso y capacidad de recibir accesorios, y su indiscutible fiabilidad.



Los interruptores automáticos DPX 125, 160 y 250 ER y sus módulos de derivación a tierra de montaje lateral se pueden instalar en un carril  y debajo de una placa frontal modular con visor. Se puede usar un elevador de perfil n.º 262 99 para combinar automáticos modulares y DPX en el mismo carril.



La gama DPX incluye también interruptores automáticos de corte aparente DPX-I (ver página 121 del manual).

# Interruptor automático de caja moldeada DPX (continuación)

## CARACTERÍSTICAS

		DPX-E 125 DPX 125				DPX 160			DPX 250 ER			
Número de polos		1P	3P - 4P - 3P+N/2			3P - 4P - 3P+N/2			3P - 4P - 3P+N/2			
Poder de corte		16 kA	16 kA	25 kA	36 kA	25 kA	36 kA	50 kA	25 kA	36 kA	50 kA	
Corriente nominal In (A)		16-125	16-125	16-125	16-125	63-160	63-160	40-160	100-250	100-250	100-250	
Tensión de aislamiento Ui (V)		290	500	500	500	500	500	500	500	500	500	
Tensión de impulso asignada Uimp (kV)		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
Tensión de empleo Ue (V)		CA 50/60 Hz	230	500	500	500	500	500	500	500	500	
		CC <sup>(1)</sup>		250	250	250	250	250	250	250	250	
Poder de corte Icu (kA)		230/240 V CA	16	22	35	40	40	50	65	40	50	65
		400/415 V CA		16	25	36	25	36	50	25	36	50
		440 V CA		10	18	20	20	25	30	20	25	30
		480/500 V CA		8	12	14	10	12	15	10	12	15
		600 V CA										
		690 V CA										
2 polos en serie 250 V CC <sup>(1)</sup>			16	25	30	25	36	45	25	36	45	
Poder de corte de servicio Ics (% Icu)		50	100	50	75	100	75	50	100	75	50	
Poder asignado de cierre en cortocircuito Icm (kA) a 400 V CA		32	32	52,5	75,6	52,5	75,6	105	52,5	75,6	105	
Categoría de utilización		A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	
Capacidad de seccionamiento		•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	
Desenclavamiento		termomagnético	•	•	•	•	•	•	•	•	•	
		electrónico S1										
		electrónico S2										
Módulos de fuga a tierra <sup>(2)</sup>		lado a lado	•	•	•	•	•	•	•	•	•	
		aguas abajo	•	•	•	•	•	•	•	•	•	
Resistencia (ciclo)		mecánico		25.000	25.000	25.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	
		eléctrico (a In)		8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	
		eléctrico (a 0,5 In)		10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	
Dimensiones L x H x D (mm)		1P	25 x 120 x 74									
		3P		75,6 x 120 x 74		90 x 150 x 74		90 x 176 x 74				
		4P		101 x 120 x 74		120 x 150 x 74		120 x 176 x 74				
Peso (kg)		3P		1		1,2		1,2				
		4P		1,2		1,6		1,6				

(1) Para voltajes superiores a 250 V CC: por favor contacte con nosotros.

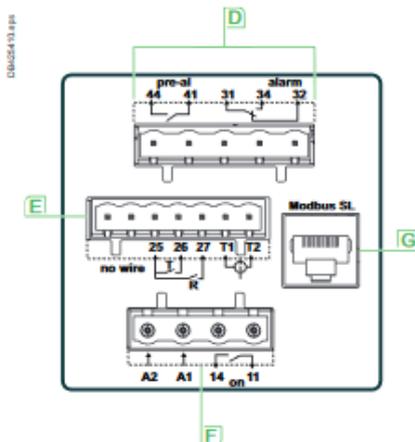
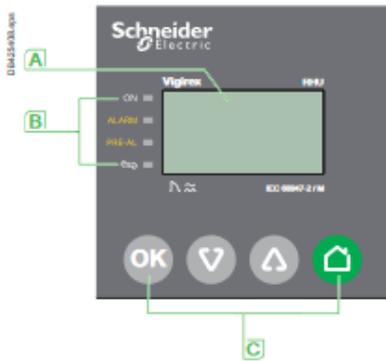
(2) Por encima de 630 A, use los relés con núcleos separados.

## Functions and characteristics

# Description

## RHUs and RHU relays

www.schneider-electric.com



### Functions

The Vigirex RHU is used together with a toroid (open or closed) or a rectangular sensor.

Vigirex RHU:

- Measures the earth-leakage current detected by the toroid.
- Displays the earth-leakage current.
- Trips the installation protection circuit breaker through an MN or MX release if the earth-leakage current exceeds the threshold  $I\Delta N$  for a time greater than the delay  $\Delta t$ .
- Activates a pre-alarm when the earth-leakage current on a circuit exceeds pre-alarm threshold.
- Activates an alarm when the earth-leakage current on a circuit exceeds alarm threshold.
- Integrates perfectly in the Smart Panel architecture system by communicating with the Modbus communication (Except RHUs which is without communication).

### HMI Description and Navigation Principles

Overview

Legend	Display	Description
A	LCD screen	Displays the parameter settings and the measurement values.
B	Status LEDs	Indicates power on, status of alarm, pre-alarm, and communication.
C		Allows to navigate

Status LED

Status LED	Color	Description
ON	Green	Is switched on when the Vigirex relay is powered.
Alarm	Red	Is switched on when an alarm is active.
Pre-alarm	Orange	Is switched on when a pre-alarm is active.
COM	Green	Blinks when the Vigirex relay detects or sends a Modbus frame.

Navigation Buttons

Button	Icon	Description
Validation	OK	Allows to: <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Modify parameter.</li> <li>■ Select an item.</li> <li>■ validate current setting.</li> <li>■ start test mode.</li> <li>■ exit test mode at the end of the test.</li> </ul>
Down	Down arrow	Allows to move to: <ul style="list-style-type: none"> <li>■ next screen.</li> <li>■ next menu item.</li> </ul> Allows to decrease the numerical value while setting the parameters.
Up	Up arrow	Allows to move to: <ul style="list-style-type: none"> <li>■ previous screen.</li> <li>■ previous menu item.</li> </ul> Allows to increase the numerical value while setting the parameters.
Home	Home icon	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Allows to access the home menu.</li> </ul>

### Connection

- D Terminal block to connect the pre-alarm contact and the alarm contact
- E Terminal block to connect the toroid and the Test/Reset contacts
- F Terminal block to connect the power supply and voltage presence contact
- G Modbus SL port



User guide RHU  
DOCA0107EN.



Instruction sheet RHU NHA34834.

## Functions and characteristics

www.schneider-electric.com

# Characteristics

## Protection relays with output contact requiring local manual reset after a fault

A

Vigirex relays		RH10	RH21
<b>General characteristics</b>			
Monitored distribution system: LV AC / System voltage		50/60/400 Hz ≤ 1000 V	50/60/400 Hz ≤ 1000 V
System earthing arrangement		TT, TNS, IT	TT, TNS, IT
A, AC type class as per IEC 60947-2 appendix M <sup>[1]</sup>		■	■
Operating-temperature range		-35 °C / +70 °C	-35 °C / +70 °C
Storage-temperature range		-55 °C / +85 °C	-55 °C / +85 °C
<b>Electrical characteristics as per IEC 60755 and EN 60755, IEC 60947-2 and EN 60947-2, UL 1053 and CSA C22.2 N° 144 for RH10 to 99 with Ue ≤ 220 V</b>			
Power supply:	12 to 24 V AC - 12 to 48 V DC	50/60 Hz / DC	■
rated operational voltage Ue	48 V AC - 24 to 130 V DC	50/60 Hz / DC	-
	48 V AC	50/60 Hz	■
	110 to 130 V AC	50/60 Hz	■
	220 to 240 V AC	50/60 Hz	■
	380 to 415 V AC	50/60 Hz	■
	440 to 525 V AC	50/60 Hz	■
Operational voltage tolerances	Ue : 12 to 24 V AC - 12 to 48 V DC	55 % to 120 % Ue <sup>[2]</sup>	55 % to 120 % Ue <sup>[2]</sup>
	Ue : 48 V AC - 24 to 130 V DC	-	-
	Ue : 48 to 415 V	55 % to 110 % Ue	55 % to 110 % Ue
	Ue : 110 to 415 V	-	-
	Ue > 415 V	70 % to 110 % Ue	70 % to 110 % Ue
Overvoltage category		4	4
Rated impulse withstand voltage up to Ue = 525 V AC	Uimp (kV)	8	8
Maximum consumption	AC	4 VA	4 VA
	DC	4 W	4 W
InSENSITIVE to micro-outages ≤ 60 ms		■	■
Maximum break time on toroid failure (as per standard IEC 60947-2)		■	■
Leakage-current measurements	Measurement range	from 15 mA to 60 A	from 15 mA to 60 A
	Measurement accuracy	±7 %	±7 %
	Display refresh time	-	-
Fault current detection	Threshold IΔn	1 fixed threshold 0.03 A - 0.05 A - 0.1 A - 0.25 A 0.3 A - 0.5 A - 1 A	2 user-selectable thresholds 0.03 A or 0.3 A
	Fault-current detection range	80 % IΔn to 100 % IΔn	80 % IΔn to 100 % IΔn
	Time delay Δt	instantaneous	instantaneous for IΔn = 0.03 A 1 user-selectable time delay instantaneous or 0.06 s for IΔn = 0.3 A
	Δt settings (s)	0	0      0.06
	Maximum non-operating time at 2 IΔn (s)	-	-      0.06
	Maximum operating time at 5 IΔn (s) (residual-current relay alone)	0.015	0.015      0.13
	Maximum total time at 5 IΔn <sup>[3]</sup> (s)	0.04	0.04      0.15
	Setting	none	selector
	Output contact	changeover with latching	changeover with latching
Alarm	I alarm threshold	-	-
	Alarm-current detection range	-	-
	Time delay Δt alarm	-	-
	Δt alarm settings	-	-
	Maximum non-detection time at 2 I alarm	-	-
	Maximum detection time at 5 I alarm	-	-
	Setting	-	-
	Output contact	-	-
	Hysteresis	-	-
Test with or without actuation of the output contacts and output-contact reset following a fault	Local	■	■
	Remote (hard-wired) (10 m maximum)	■	■
	Remote (hard-wired for several relays) (10 m maximum)	■	■
	Remote (via communication)	-	-
Self-monitoring	Relay/sensor link	continuous	continuous
	Power supply	continuous	continuous
	Electronics	continuous	continuous

[1] Type A relays up to 5 A.

[2] 80 % to 120 % Ue if Ue < 20 V.

[3] 80 % to 110 % Ue if Ue < 28 V.

[4] 85 % during energisation.

[5] < 10 % of IΔn: display = 0 and > 200 % of IΔn: display = SAT.

## Functions and characteristics

### Description

#### Sensors

#### Compatibility with toroids

Vigirex RH10, RH21, RH68, RH86, RH99, RH197, RHUs, RHU and RMH relays may be used with the following sensors:

- closed toroids (A type)
- split toroids (OA type)
- rectangular sensors (L type).

#### Adaptation to installations

- Closed toroids are suitable for new installations up to 630 A. Certain toroids may be mounted on DIN rails, plates or brackets, clipped onto the Vigirex relay or tied to the cables (see page B-5).
- New split toroids (from 80 to 120 mm) facilitate installation in existing systems up to 250 A. Thank to a trigger, it's very useful to open the toroid, put the cables and re-close the toroid. These toroids could be installed directly on plates or as a modular product through a specific part.
- Rectangular sensors are for busbars in installations with currents  $\leq$  3200 A.

#### Compatibility with rectangular sensors

The RH10, RH21, RH68, RH86, RH99, RH197, RHUs, RHU and RMH relays may be used with rectangular sensors (L type) 280 x 115 mm and 470 x 160 mm. The Vigirex sensitivity must be set to  $\geq$  300 mA.

#### Withstand capacity for high residual-current faults

Tests guarantee accurate measurements after a high phase-sequence current flowing through the toroid during a short-circuit between a phase and the PE conductor.

#### Temperature ranges

- The temperature range for toroid operation is:
  - A / OA type toroids: -35 °C / +70 °C
  - rectangular sensors: -35 °C / +80 °C
- The temperature range for toroid storage is:
  - A / OA type toroids: -55 °C / +85 °C
  - L type rectangular sensors: -55 °C / +100 °C.



A type closed toroid : SA200.



OA type split toroid : TOA120.



Rectangular sensor.

00947235\_02\_149

A

00119110\_L16\_149

00947040\_02\_149

## 6 – Canalizaciones



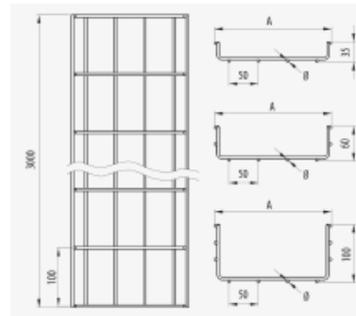
FICHA TÉCNICA DE PRODUCTO

Rejiband. Bandejas de Rejilla

02/06/2020

**Rejiband 35**

1/4



### Descripción

Bandeja de rejilla de acero de 35 mm de altura, con protección superficial, o inoxidable AISI 304 o 316L con borde de seguridad para soporte y conducción de cables. La bandeja portacables Rejiband® esta compuesta de varillas electrosoldadas en malla que proporcionan una gran resistencia y elasticidad. La facilidad en el montaje, gracias a su flexibilidad y a su sistema Click de conexión rápida sin tornillos para soportes y accesorios, permite ahorrar material y coste de mano de obra. Fabricada según normativa internacional IEC 61537. Su amplia variedad de tamaños y acabados facilita la elección mas adecuada según las necesidades de cada instalación.

### Ventajas

Gran resistencia y elasticidad, adaptable a cada instalación proporcionando un ahorro superior al 30% en el montaje.

Borde de seguridad redondeado que evita el daño sobre los cables y el instalador.

Marcado N de Aenor, Certificado UL, Certificado IECC CB de acuerdo con la norma IEC 61537.

Resistencia al fuego E90 (90 minutos, 1000 °C) según DIN 4102-12.

Altura del ala de 35 mm y ancho disponible en 60, 100, 150, 200, 300 y 400 mm con una amplia gama de accesorios.

### Aplicaciones

Canalización, transporte y distribución de cables en Instalaciones eléctricas y/o de telecomunicaciones en: Obras civiles, Túneles, Parkings, Edificios Públicos, Centros Comerciales, Centro de Proceso de Datos, Infraestructuras, Aeropuertos, Líneas de Metro, Tren. Sector Terciario y aplicaciones industriales: Navales, Petroquímica, Textil, Químicas, Alimentaria. Aplicaciones interiores en atmósfera seca o exteriores con ambientes húmedos según acabados.

### Soluciones



INDUSTRIA ALIMENTARIA INDUSTRIA QUIMICA FARMACEUTICA INDUSTRIA PETROQUÍMICA ENERGÍA FOTOVOLTAICA CENTROS DE DATOS EDIFICACIÓN. TERCIARIO



TUNELES. INFRAESTRUCTURAS RESISTENCIA AL FUEGO



[www.pemsa-rejiband.com](http://www.pemsa-rejiband.com)



Toda información incluida en este documento es propiedad de Pemsa®. Dicha información no podrá ser reproducida, total o parcialmente, ni divulgada a terceros, ni utilizada para cualquier otro propósito, sin consentimiento previo y expreso y por escrito de Pemsa®. Todos los derechos de Propiedad Intelectual e Industrial que eventualmente puedan recaer sobre esta documentación, incluyendo Know-how, patentes, diseño industrial o cualesquiera otros derechos, pertenecen a Pemsa®. Pemsa, Rejiband, Pemsaband, Inducanal, Rejitech, Megaband, Pemsaflex son marcas registradas propiedad de Pemsa Cable Management, S.A.

**Características técnicas principales**

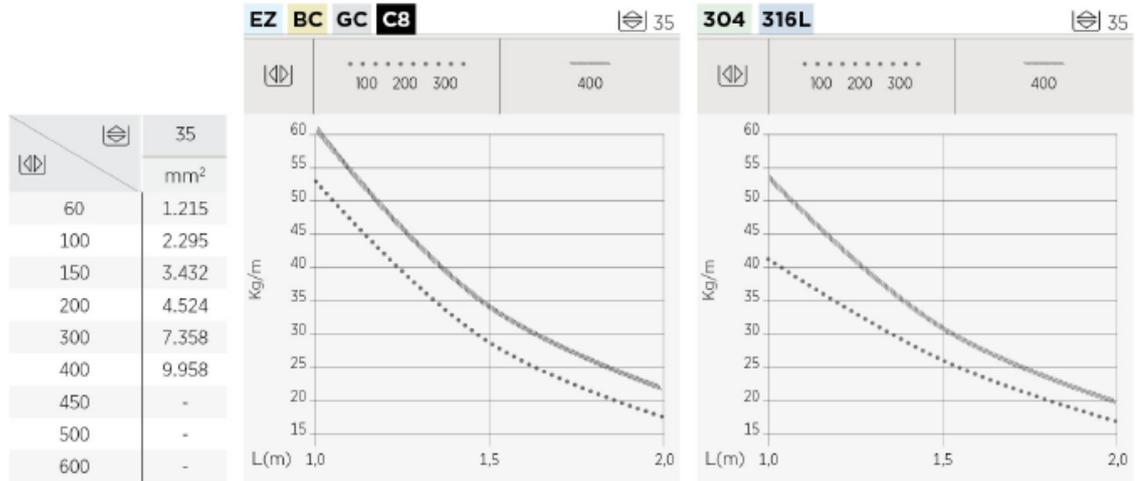
Ⓜ AISI 304, AISI 316L, Bycro (BC), C8, E.Z., G.C.	Ⓜ 35	Ⓜ 100, 150, 200, 300, 400, 60	Ⓜ 20	Ⓜ -50°/150°
Ⓜ A1 No combustible	ETIM EC000853			

**Datos de producto**

Ⓜ	Rejilla	Ⓜ	Ref	kg/u	Ⓜ	Ⓜ	mm2
E.Z.	Clase 3	60	60211060	0.406	24 m	Acero con protección superficial	1208
E.Z.	Clase 3	100	60211100	0.548	24 m	Acero con protección superficial	2312
E.Z.	Clase 3	150	60211150	0.659	24 m	Acero con protección superficial	3616
E.Z.	Clase 3	200	60211200	0.935	18 m	Acero con protección superficial	4976
E.Z.	Clase 3	300	60211300	1.267	18 m	Acero con protección superficial	7696
E.Z.	Clase 3	400	60211400	1.628	12 m	Acero con protección superficial	10416
Bycro (BC)	Clase 5	60	60221060	0.405	24 m	Acero con protección superficial	1208
Bycro (BC)	Clase 5	100	60221100	0.547	24 m	Acero con protección superficial	2312
Bycro (BC)	Clase 5	150	60221150	0.659	24 m	Acero con protección superficial	3616
Bycro (BC)	Clase 5	200	60221200	0.935	18 m	Acero con protección superficial	4976
Bycro (BC)	Clase 5	300	60221300	1.267	18 m	Acero con protección superficial	7696
Bycro (BC)	Clase 5	400	60221400	1.628	12 m	Acero con protección superficial	10416
G.C.	Clase 7	60	60231060	0.427	24 m	Acero con protección superficial	1208
G.C.	Clase 7	100	60231100	0.570	24 m	Acero con protección superficial	2312
G.C.	Clase 7	150	60231150	0.676	24 m	Acero con protección superficial	3616
G.C.	Clase 7	200	60231200	0.976	18 m	Acero con protección superficial	4976
G.C.	Clase 7	300	60231300	1.326	18 m	Acero con protección superficial	7696
G.C.	Clase 7	400	60231400	1.855	12 m	Acero con protección superficial	10416
AISI 304	Clase 9C	60	60251060	0.402	24 m	Acero Inoxidable AISI 304	1208
AISI 304	Clase 9C	100	60251100	0.542	24 m	Acero Inoxidable AISI 304	2312
AISI 304	Clase 9C	150	60251150	0.717	24 m	Acero Inoxidable AISI 304	3504
AISI 304	Clase 9C	200	60251200	1.026	18 m	Acero Inoxidable AISI 304	4834
AISI 304	Clase 9C	300	60251300	1.390	18 m	Acero Inoxidable AISI 304	7494
AISI 304	Clase 9C	400	60251400	1.762	12 m	Acero Inoxidable AISI 304	10154
AISI 316L	Clase 9D	60	60261060	0.402	24 m	Acero Inoxidable AISI 316L	1208
AISI 316L	Clase 9D	100	60261100	0.542	24 m	Acero Inoxidable AISI 316L	2312
AISI 316L	Clase 9D	150	60261150	0.717	24 m	Acero Inoxidable AISI 316L	3504
AISI 316L	Clase 9D	200	60261200	1.026	18 m	Acero Inoxidable AISI 316L	4834
AISI 316L	Clase 9D	300	60261300	1.390	18 m	Acero Inoxidable AISI 316L	7494
AISI 316L	Clase 9D	400	60261400	1.762	12 m	Acero Inoxidable AISI 316L	10154
C8	Clase 8	60	60281060	0.409	24 m	Acero con protección superficial	1208
C8	Clase 8	100	60281100	0.552	24 m	Acero con protección superficial	2312
C8	Clase 8	150	60281150	0.662	24 m	Acero con protección superficial	3616
C8	Clase 8	200	60281200	0.938	18 m	Acero con protección superficial	4976
C8	Clase 8	300	60281300	1.271	18 m	Acero con protección superficial	7696
C8	Clase 8	400	60281400	1.628	12 m	Acero con protección superficial	10416



Diagramas de carga



Aplicaciones de producto

□□



[www.pemsa-rejiband.com](http://www.pemsa-rejiband.com)



Toda información incluida en este documento es propiedad de Pemsa®. Dicha información no podrá ser reproducida, total o parcialmente, ni divulgada a terceros, ni utilizada para cualquier otro propósito, sin consentimiento previo y expreso y por escrito de Pemsa®. Todos los derechos de Propiedad Intelectual e Industrial que eventualmente puedan recaer sobre esta documentación, incluyendo Know-how, patentes, diseño Industrial o cualesquiera otros derechos, pertenecen a Pemsa®. Pemsa, Rejiband, Pemsaband, Inducanal, Rejitech, Megaband, Pemsaflex son marcas registradas propiedad de Pemsa Cable Management, S.A.



# Pliego de condiciones



## ÍNDICE PLIEGO DE CONDICIONES

<b>1. Objeto</b> .....	168
<b>2. Generalidades</b> .....	168
<b>3. Materiales y equipos</b> .....	168
3.1. Módulos fotovoltaicos.....	179
3.2. Inversor.....	180
3.3. Estructura de fijación de los módulos.....	180
3.4. Cableado.....	171
3.5. Puesta a tierra.....	171
<b>4. Conexión a red</b> .....	171
<b>5. Armónicos</b> .....	172
<b>6. Transporte</b> .....	172
<b>7. Monitorización</b> .....	172
<b>8. Recepción y prueba de los materiales</b> .....	172
<b>9. Mantenimiento</b> .....	173
<b>10. Garantías</b> .....	173

## 1 – Objeto

---

En el presente pliego de condiciones se pretende recoger y determinar todas las condiciones técnicas mínimas que se deben establecer para una adecuada ejecución de las obras de montaje del presente proyecto sobre la instalación fotovoltaica de paneles para el autoconsumo en una EDAR.

El ámbito de aplicación de este pliego atañe a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y de otro tipo como los materiales que conforman el conjunto de las instalaciones que se van a emplear.

Las siguientes prescripciones que se van a establecer en este pliego pueden estar sujetas a modificaciones y/o alternativas diversas debida a la propia naturaleza del proceso de desarrollo del proyecto y que, aunque se pretende que queden lo más detalladas y justificadas posibles, se puede dar el caso en el que se encuentren diferencias en base a los pliegos de condiciones particulares.

En cualquier caso, las alternativas prescripciones deben tomarse con bases suficientemente justificadas como para que cumplan las mínimas calidades especificadas en este PCT en base al PCT-C-REV 2011 del IDAE.

## 2 – Generalidades

---

La instalación debe incorporar todos aquellos elementos y características que sean necesarias para garantizar la seguridad y la calidad de suministro en todo momento para lograr un correcto funcionamiento de toda la instalación y que esta no provoque averías o disfuncionalidades que produzcan una disminución de la seguridad ni de las normativas aplicadas, tales como acciones que puedan poner en peligro la seguridad del personal de trabajo o del proceso de explotación de la instalación.

El proteger tanto al personal como a las instalaciones es un requisito indiscutible que se debe de lograr situando elementos que protejan a los materiales de la radiación del sol, lluvias, viento y otro tipo de agentes externos, asegurarse de que el personal de trabajo se encuentra con las protecciones adecuadas según las leyes vigentes añadiendo en caso necesario indicadores y/o etiquetas en los mismos, etc.

## 3 – Materiales y equipos

---

La calidad de los materiales y los equipos que intervienen en la instalación se debe ajustar a la “Norma Técnica para instalaciones de Baja y Media Tensión”.

Estos deben de ser de las máximas calidades posibles, atendiendo estrictamente a las especificaciones de este pliego de condiciones. No se permite el uso de material y equipo que no tengan el marcado CE de la Comunidad Europea, así como aquellos que se empleen sin haber sido consultados y aceptados previamente por el director de obra, el cual tiene el poder de decisión de aceptar o rechazar su uso dependiendo del cumplimiento de las condiciones que se exigen.

El director de obra tiene el derecho a pedir al contratista tantas pruebas como sean necesarias, a su criterio, para comprobar la validez y calidad del material que se le suministra, cerciorándose de que al menos se cumpla un grado de aislamiento eléctrico de Clase 1 en lo referente a los elementos del sistema siguientes:

- Módulos fotovoltaicos
- Inversores
- Cajas y armarios de conexión

Y un grado de aislamiento de Clase 2 con protección IP65 para el cableado de corriente continua que comprende el tramo desde los módulos eléctricos hasta la caja de protecciones debido a las posibles condiciones externas climatológicas.

### 3.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos deben presentar todos ellos las mismas características y especificaciones, a poder ser del mismo modelo como se desarrolla en este proyecto, para garantizar una satisfactoria instalación y que la compatibilidad entre ellos sea óptima para no repercutir negativamente en el rendimiento final de la instalación.

Todos los módulos deben satisfacer las especificaciones que se presentan en la UNE-EN-61215 sobre los módulos de silicio cristalino calificándolos de aptos y apropiados para la función que realizan según laboratorios de nombres conocidos que deben presentar una certificación oficial.

En el caso en que los módulos no estén cualificados, se debe justificar y aportar la documentación pertinente que acredite que estos han sido sometidos a las pruebas y ensayos necesarios para asegurar su calidad y que cumplan con las normas vigentes, contando con la aprobación expresa de la dirección de obra en caso de que vayan a ser utilizados.

Los módulos deben tener las características mínimas siguientes:

- Deben incorporar diodos de derivación para conseguir evitar que la célula y los circuitos internos del módulo queden protegidos y trabajando con la máxima eficiencia a pesar de las adversidades externas.
- Tener un grado mínimo de protección a la intemperie IP65
- Fabricación en aluminio o acero inoxidable reforzado en su estructura externa, la cual se conectará a tierra.
- Los datos técnicos del panel deben estar correctamente indicados en su reverso, indicando el modelo, nombre, fabricante, fecha de fabricación, etc.
- Las potencias y corrientes de cortocircuito reales deben tener un margen máximo del 5% sobre los valores presentados en el catálogo.

Todo módulo que presente defectos de fabricación, así como roturas u otras adversidades pueden ser rechazados por la dirección de obra.

### 3.2 Inversor

Los inversores empleados para la instalación deberán cumplir con las directivas comunitarias de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética, certificación que debe ser aportada por el fabricante del módulo, con protección eléctrica frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores, SPD, o similares.
- Perturbaciones de red como micro cortes, pulsos, etc.
- Evitar funcionamiento en modo isla o aislado.

Estos actuarán como corriente auto conmutada, siendo del tipo adecuado para las características que presente la red eléctrica en esta instalación y con una potencia adecuada que se adapte a la potencia de los paneles solares para conseguir que el conjunto del generador fotovoltaico trabaje siempre en condiciones de máxima potencia.

Los inversores también deben disponer de los controles manuales y señalizaciones necesarias para un correcto funcionamiento, así como la incorporación de controles adecuados para su manejo y puesta en marcha.

### 3.3 Estructura de fijación de los módulos

El diseño de la estructura debe ser concreto y específico para la instalación, teniendo en cuenta la orientación y el ángulo de inclinación óptimos para esta.

Se debe contar con facilidades para el montaje y la posible sustitución en caso de roturas, fracturas o dobleces que se puedan dar debido a agentes externos.

La estructura, por tanto, debe resistir a todo tipo de sobrecargas de viento, nieve u otros factores climatológicos, de acuerdo con el Código Técnico de la Edificación que cumple con el RD 314/2006. Esta debe resistir también la dilatación térmica que se pueda presentar por la exposición solar.

Los puntos de sujeción deben ser suficientes como para que el módulo quede correctamente dispuesto sobre la estructura, teniendo en cuenta el área y la posición de estos, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores o de ser así que cumplan con las exigencias dispuestas por el fabricante.

Por último, la estructura debe tener una construcción de perfiles de acero laminado que cumplan con la norma MV-102 o, en el caso de ser galvanizadas, que cumplan con la norma UNE pertinente, poseyendo una tornillería también en acero inoxidable o tornillos galvanizados en caso de que la estructura sea de acero galvanizado.

### 3.4 Cableado

Se cumplirá con lo dispuesto en el vigente REBT y en el RD 1663/2000 sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

En conexiones a la red trifásica 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.

Para esta instalación los cables serán de cobre, con una sección suficiente como para cumplir que las caídas de tensión en las líneas no superen el 1,5% que establece el REBT, así como para evitar el sobrecalentamiento de estos.

El cableado deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos que puedan alterar su correcto funcionamiento durante su conexionado, flexión en caso necesario o tránsito de personas, presentando un doble aislamiento de clase dos para la protección a la intemperie de acuerdo con la norma UNE21123.

El cableado debe recorrer las canalizaciones pertinentes con un trazado lo más rectilíneo posible, recorriendo estos en zonas correctamente delimitadas y lo más paralelas posibles para evitar curvaturas que puedan poner en peligro la estructura del cable, dejando la holgura necesaria para cumplir este objetivo.

### 3.5 Puesta a tierra

La puesta a tierra de todos los elementos que lo requieran deberá cumplir con lo dispuesto en el RD 1663/2000 sobre las "condiciones de PaT en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión".

En el caso de que el aislamiento galvánico entre la red de distribución de BT y el generador FV no se realice mediante un transformador de aislamiento, se deberá exponer en la presente Memoria del Proyecto los elementos empleados para que se dé esta condición.

Todas las masas de la instalación fv, tanto en el lado de DC como de AC estarán conectadas a una única tierra, la cual será independiente del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el reglamento.

## 4 – Conexión a red

---

Todas las instalaciones de tensiones inferiores o hasta 100kW deben cumplir con lo establecido en el RD1663/2000 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión.

## 5 – Armónicos

---

Todas las instalaciones fotovoltaicas de conexión a red deben cumplir con lo establecido en el RD 1663/2000 sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

## 6 – Transporte

---

El transporte de los materiales se debe realizar de forma cuidadosa de forma que no sean arrastrados, golpeados o arañados, transportando por carreta hasta el punto de la obra los que no se puedan hacer de forma humana con camiones o cualquier otro vehículo que sea capaz de realizar la tarea.

## 7 – Monitorización

---

Los datos de monitorización del sistema se presentarán en medidas horarias, los tiempos de adquisición, de precisión de medidas y la forma en que estos se presenten se debe hacer en conformidad con la normativa EUR16338 EN.

Las variables mínimas que debe presentar este sistema deben ser:

- Voltaje y corriente DC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fases de salida del inversor y potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida o bien con un módulo o bien con una célula o tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5kWp.

## 8 – Recepción y prueba de los materiales

---

Una vez sea recibido el material el instalador debe entregar el albarán al usuario pertinente, dejando constancia del suministro recibido de componentes, materiales y documentación necesaria en lenguaje oficial para la comprensión de este. El albarán debe ser firmando por ambas partes y con copia para cada uno que refleje constancia de la transacción.

Tras la finalización de la obra, todo el material que no intervenga en la instalación, así como los excedentes de estos deben ser recogidos y desechados al correspondiente punto de vertido.

El instalador deberá comprobar que todos los materiales se comportan correctamente una vez hecha las pruebas de arranque y parada de la instalación, así como las pruebas pertinentes de los aparatos de medida y seguridad que aseguran una correcta puesta en marcha.

## 9 – Mantenimiento

---

En el caso de que se acuerde un contrato de mantenimiento entre ambas partes, este se realizará en base a lo contemplado por los fabricantes de cada elemento al que se le deba realizar dicho mantenimiento, realizándose por personal técnico especializado y siempre bajo la responsabilidad de la empresa instaladora, que deberá realizar un seguimiento de las tareas de mantenimiento preventivo y correctivo fijado en el contrato previamente establecido.

El mantenimiento realizado debe estar reflejado en un informe técnico que se cumplimentará cada vez que se realice este y que contemplará la evolución y/o incidencias que se van sucediendo a lo largo del tiempo.

## 10 – Garantías

---

La instalación será reparada sin perjuicios ni reclamaciones en caso de que esta haya sufrido una avería derivada de una mala instalación o cualquier material defectuoso que intervenga en la instalación, favoreciendo al comprador si se justifica de forma adecuada el defecto en base a los certificados de garantía.

La garantía mínima de protección frente a defectos de fabricación, instalación o diseño es de tres años para todos los elementos en general, salvo para los módulos fotovoltaicos que deben presentar una garantía mínima de 10 años a partir de la recepción de estos.

Si en consecuencia de alguna avería se debe interrumpir el proceso de explotación, el plazo se prolongará tanto como dure dicha interrupción siempre que se cumplan las estipulaciones impuestas por la garantía.

En la garantía se incluyen todos los gastos derivados de los portes de nuevos materiales, mano de obra, ajustes, etc., siendo responsabilidad del suministrador de abonar el desembolso que sea necesario.

La reposición y reparación de los elementos dañados y/o defectuosos que entren dentro del contrato de garantía deberán realizarse con la mayor brevedad posible, siendo responsabilidad de la empresa el asumir los perjuicios económicos derivados de la avería siempre y cuando el suministrador no demore las reparaciones por más de diez días naturales desde la notificación de aviso de avería por parte del contratista.



# Presupuesto



## ÍNDICE DEL PRESUPUESTO

1. Desglose por capítulos.....	178
2. Presupuesto de Ejecución de Materiales (PEM) .....	181
3. Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC) .....	182

## 1 – Desglose por capítulos

Con el objetivo de conocer datos económicos de relevancia para el estudio de viabilidad económica se presenta un presupuesto desglosado por capítulos que incluyen el coste del material, elementos y equipos que intervienen en la realización de la instalación de estudio.

Capítulo 1: Equipos de generación eléctrica				
Cantidad	UMB	Descripción	Precio unit.	Importe
208	Ud.	Módulo fotovoltaico Jinko Solar JKM315p-72 de silicio policristalino, de 315 Wp y dimensiones 1956x992x40 mm	70 €	14.560 €
1	Ud.	Inversor trifásico Delta Solar M70A con una potencia nominal a la salida de 70 Kw, tensión nominal de red de 400 V, 18 entradas en CC y unas dimensiones de 629x699x264 mm	3.299,47 €	3.299,47 €
1	Ud.	DC1 data collector, sistema de monitorización y registro de datos complementarios al sistema inversor con comunicación WIFI o RS485	197,85 €	197,85 €
<b>TOTAL CAPÍTULO 1</b>				<b>18.057,32 €</b>

Capítulo 2: Cuadro de protecciones eléctricas				
Cantidad	UMB	Descripción	Precio unit.	Importe
1	Ud.	Cuadro metálico MP42 del fabricante Psolera con grado de protección IP40 e IK07 de dimensiones 643x613x185 mm	92,56 €	92,56 €
1	Ud.	Interruptor magnetotérmico Legrand DX-H 1000 con calibre de 120 A y Pdc 10 kA	102,87 €	102,87 €
1	Ud.	Interruptor automático diferencial de caja moldeada modelo DPX-125 marca Legrand, calibre 125 A y Pdc 25 kA	150,50 €	150,50 €
1	Ud.	Transformador de bobina abierta toroidal TOA80 de Schneider Electric con un diámetro de 80 mm	80,35 €	80,35 €
1	Ud.	Mano de obra por el montaje e instalación del cuadro eléctrico	150 €	150 €
<b>TOTAL CAPÍTULO 2</b>				<b>576,28 €</b>

Capítulo 3: Cableado				
Cantidad	UMB	Descripción	Precio unit.	Importe
900	Metros	Cableado para circuito de corriente continua que comprende desde los módulos hasta la entrada del inversor. Cables unipolares RV-K 0,6/1 kV de sección 4 mm <sup>2</sup> con recubrimiento en polietileno reticulado (XLPE), cubierta de PVC flexible y no propagador de llamas marca Prysmian, modelo RETENAX CPRO flexx.	0,20 €	180 €
4	Metros	Cableado para corriente alterna que comprende desde el inversor hasta el cuadro de protecciones. Cables unipolares RZ1-K 0,6/1 kV de alta seguridad con recubrimiento en XLPE y cubierta de poliolefina no propagador de llamas y de baja emisión de humos y gases nocivos marca Prysmian, modelo AFUMEN CLASS 1000 V (AS) de sección 35 mm <sup>2</sup>	2,50 €	10 €
44	Metros	Cableado para corriente alterna que comprende desde el cuadro de protecciones hasta el cuadro general de alimentación. Cables unipolares RZ1-K 0,6/1 kV de alta seguridad con recubrimiento en XLPE y cubierta de poliolefina no propagador de llamas y de baja emisión de humos y gases nocivos marca Prysmian, modelo AFUMEN CLASS 1000 V (AS) de sección 50 mm <sup>2</sup>	3,50 €	154 €
900	Metros	Conductor de protección a tierra desnudo de cobre trenzado de 4 mm <sup>2</sup> de sección	0,90 €	810 €
44	Metros	Conductor de protección a tierra de 25 mm <sup>2</sup> de sección	2,50 €	110 €
<b>TOTAL CAPÍTULO 3</b>				<b>1.264 €</b>

Capítulo 4: Estructura soporte y canalizaciones				
Cantidad	UMB	Descripción	Precio unit.	Importe
20	Ud	Soporte de rejilla en acero inoxidable AISI 304 de 35mm de altura para conductores, modelo Rejiband 35 del fabricante Pemsa	5 €	100 €
120	Metros	Tubo de PVC para canalizaciones eléctricas de 90mm de diámetro del fabricante Mundoriego.	1,16 €	139,2 €
168	Ud	Bloque de hormigón celular marca YTONG de 100x30x20 cm para anclaje de estructura de módulos	2,95 €	495,6 €
356	Metros	Guía soporte para módulos modelo RCVE 4.0 de Sunfer Energy de 100x5x5 cm de acero galvanizado de diversas longitudes para formar la estructura del almacén y la parcela	1,20 €	427,2 €
523	Ud	Fijador a hormigón con taco químico modelo KH915 VR de 280x165x105 mm	3€/25 Ud.	65,76 €
1000	Ud	Presores centrales y laterales para fijación de módulos solares de dimensiones 200x200x200 mm de la marca Sunfer	5€/50 Ud.	100 €
<b>TOTAL CAPÍTULO 4</b>				<b>1.327,76 €</b>

Capítulo 5: Elementos de protección perimetral				
Cantidad	UMB	Descripción	Precio unit.	Importe
97	Metros	Rollo de malla de simple torsión de 2 metros de alto para cubrir la parcela adyacente, donde se encuentran los módulos solares	1,35 €	130,95 €
20	Ud	Barra de sujeción para la malla perimetral	5,72 €	114,4 €
1	Ud	Cancela para acceso de personas de 2 metros de alto con vallado romboidal y tubo redondeado de 48 mm de diámetro con cierre tipo pasador para asegurarlo con candado	114,83 €	114,83 €
<b>TOTAL CAPÍTULO 5</b>				<b>360,18 €</b>

Capítulo 6: Transporte y mano de obra				
Cantidad	UMB	Descripción	Precio unit.	Importe
470	m <sup>2</sup>	Desbroce y limpieza de la parcela adyacente	5 €	2.350 €
470	m <sup>2</sup>	Asfaltado de la parcela adyacente	10 €	4.700 €
10	Horas	Portes de los materiales necesarios y cargar los necesarios a la cubierta del almacén (trayecto Castellón-Alcora)	40 €	400 €
30	Horas	Horas de trabajo para montaje, construcción y soldadura de la estructura de la parcela y el techo	13 €	390 €
430	Horas	Horas de trabajo para montaje e instalación de módulos, inversores, cableado, etc.	13 €	5.590 €
<b>TOTAL CAPÍTULO 6</b>				<b>13.430 €</b>

## 2 – Presupuesto de Ejecución de Materiales (PEM)

El presupuesto de ejecución de materiales consiste en la suma total de los capítulos anteriormente desglosados. En la tabla 25 se muestra el resumen del coste total de los materiales que intervienen en la instalación fotovoltaica.

Presupuesto de Ejecución de Materiales		
Capítulo	Concepto del capítulo	Importe
1	Equipos de generación eléctrica	18.057,32 €
2	Cuadro de protecciones eléctricas	576,28 €
3	Cableado	1.264 €
4	Estructura soporte y canalizaciones	1.327,76 €
5	Elementos de protección perimetral	360,18 €
6	Transporte y mano de obra	13.430 €
<b>Total PEM</b>		<b>35.015,54 €</b>

Tabla 25: Presupuesto de Ejecución de Materiales. (Creación propia)

El valor del Presupuesto de Ejecución de Materiales asciende a **TREINA Y CINCO MIL QUINCE EUROS CON CINCUENTA Y CUATRO CÉNTIMOS.**

### 3 – Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC)

El cálculo del presupuesto de Ejecución por Contrata consiste en la suma del PEM en conjunto con los gastos que supondrían los gastos generales (GG), el beneficio industrial (BI) de las empresas subcontratadas para la obtención de los materiales y los honorarios que correspondían al Ingeniero al cargo de la obra. Los porcentajes de los honorarios varían en función de lo acordado entre la empresa y el Ingeniero, siendo este de entre un 3% y un 7% sobre el valor total del PEC, el resto de porcentajes están medianamente establecidos y acordados.

A esto se le sumaría el IVA actualizado al año en que se realiza el presupuesto, conformando el presupuesto total de obra como se muestra en la siguiente tabla.

Presupuesto de Ejecución por Contrata y Presupuesto total de obra	
Concepto	Importe
Subtotal del PEM	35.015,54 €
Gastos generales de tramitación y legalización (GG) – 16%	5.602,48 €
Beneficio industrial (BI) – 6%	2.100,93 €
Subtotal del PEC	42.718,95 €
Honorarios – 5%	2.135,95 €
IVA – 21%	8.970,97 €
<b>Presupuesto total de obra</b>	<b>53.825,89 €</b>

Tabla 26: Presupuesto de Ejecución por Contrata y total. (Creación propia)

El valor del presupuesto de Ejecución total de obra asciende a **CINCUENTA Y TRES MIL OCHOCIENTOS VEINTICINCO EUROS CON OCHENTA Y NUEVE CÉNTIMOS.**

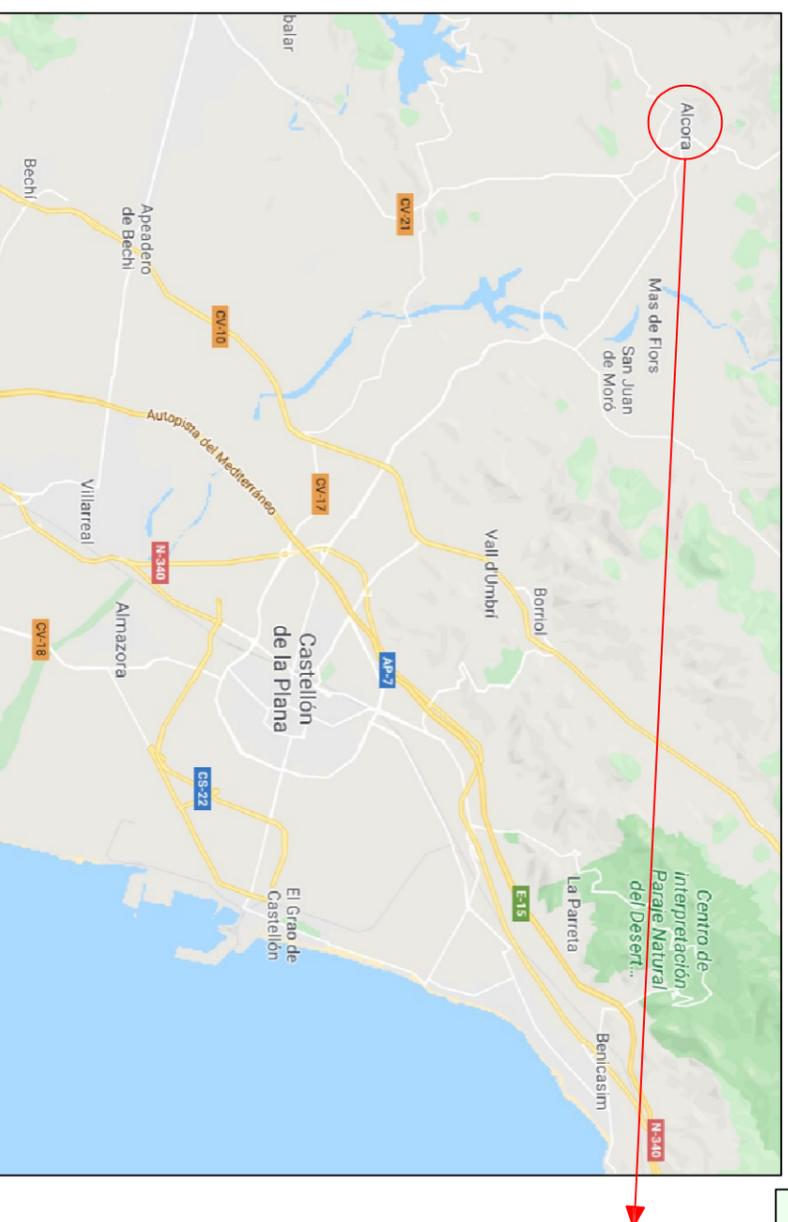
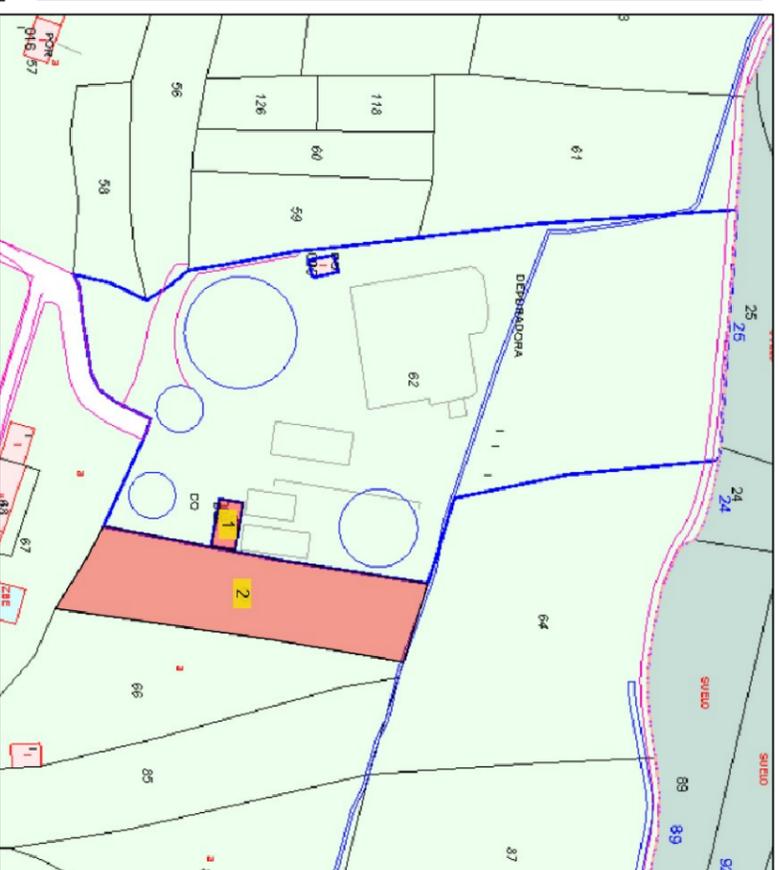


# Planos



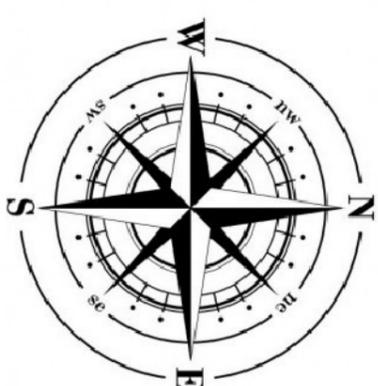
# Índice Planos

- 1. Ubicación y emplazamiento**
- 2. Superficie disponible**
- 3. Layout fotovoltaico**
- 4. Cableado**
- 5. Esquema unifilar eléctrico**

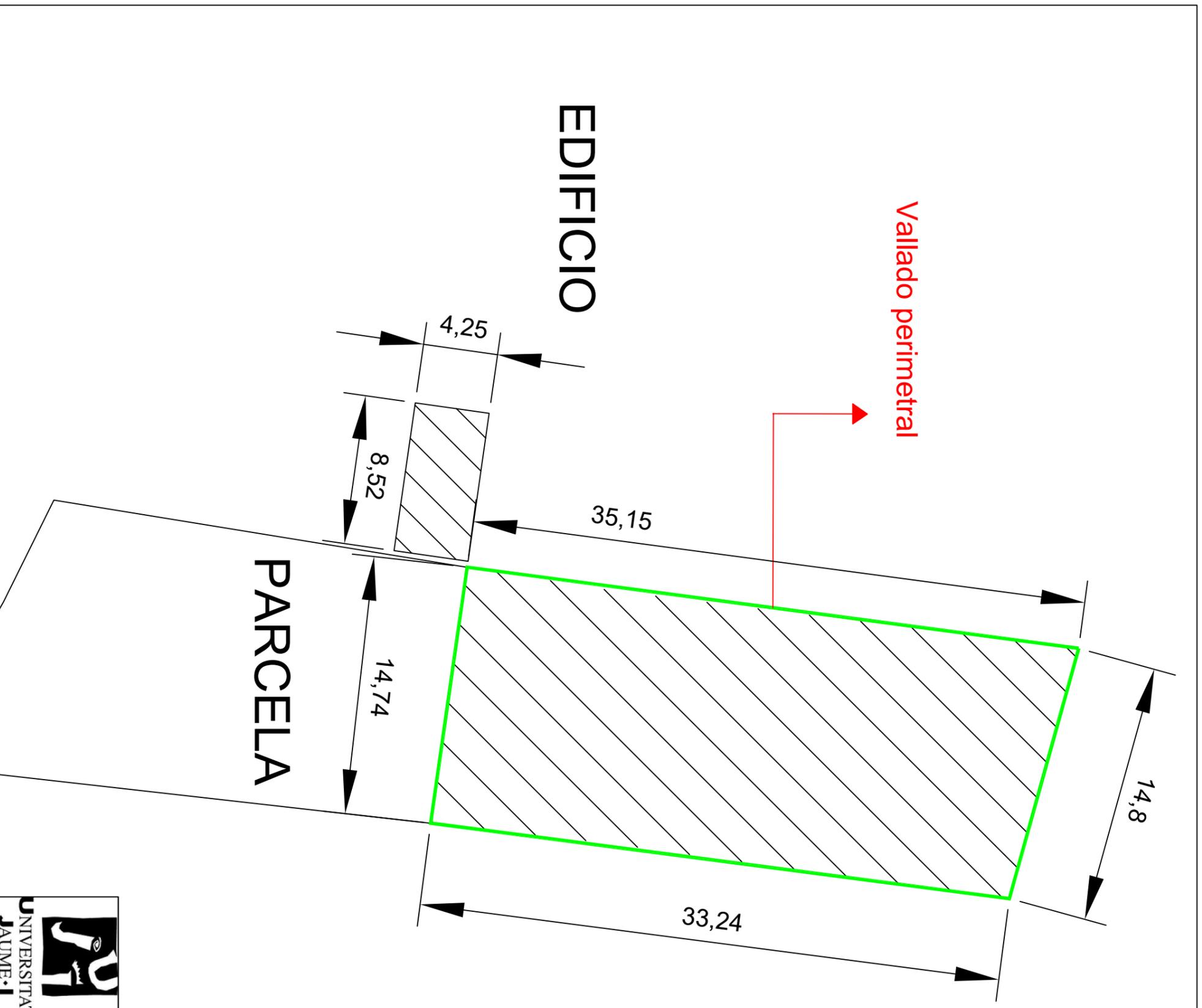


<b>Ubicación</b>	Calle concordia, S/N
<b>Coordenadas</b>	X: 738600.5 Y: 4438943
<b>Ref. Cat.</b>	12005A01900062 12005A01900065

 <b>UNIVERSITAT JAUME I</b>	<b>Proyecto:</b> Instalación fotovoltaica de autoconsumo de 65,52 kWp en una EDAR	Nº Plano: 01
	<b>Plano:</b> Ubicación y emplazamiento	Unidad: N/A
<b>Autor:</b> Carlos Font Alcantara	Escala: N/A	Fecha: Julio 2020

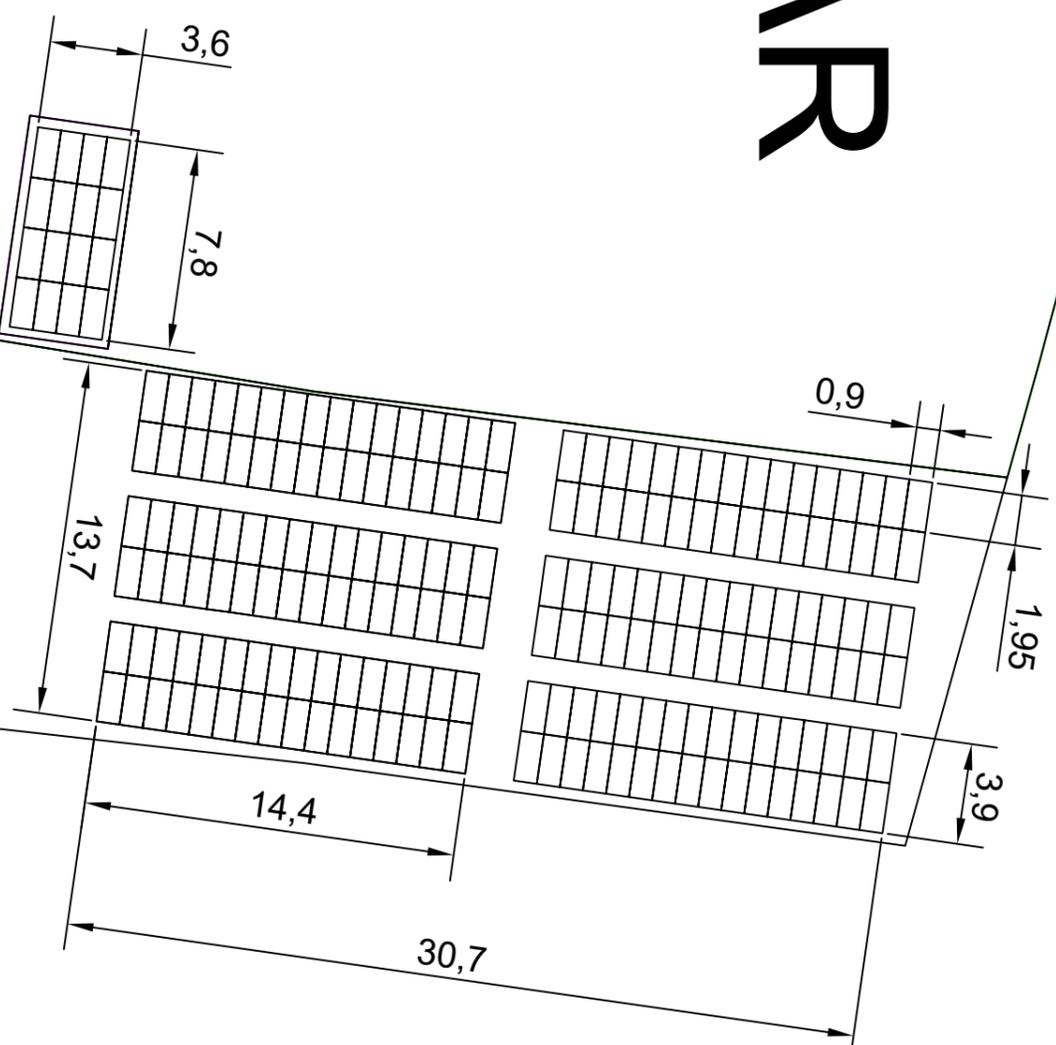


Vallado perimetral



	Proyecto: Instalación fotovoltaica de autoconsumo de 65,52 kWp en una EDAR		Nº Plano: 02
	Plano: Superficie disponible		Unidad: metros
Autor: Carlos Font Alcantara		Escala: 1:100	Fecha: Julio 2020

# EDAR



EDIFICIO

PARCELA

LEYENDA	
Nº Módulos	208
P. Módulos	315 Wp
P. Total	65,56 kWp

 UNIVERSITAT JAUME I	Proyecto: Instalación fotovoltaica de autoconsumo de 65,52 kWp en una EDAR		Nº Plano: 03
	Plano: Layout fotovoltaico		Unidad: metros
Autor: Carlos Font Alcantara		Escala: 1:100	Fecha: Julio 2020



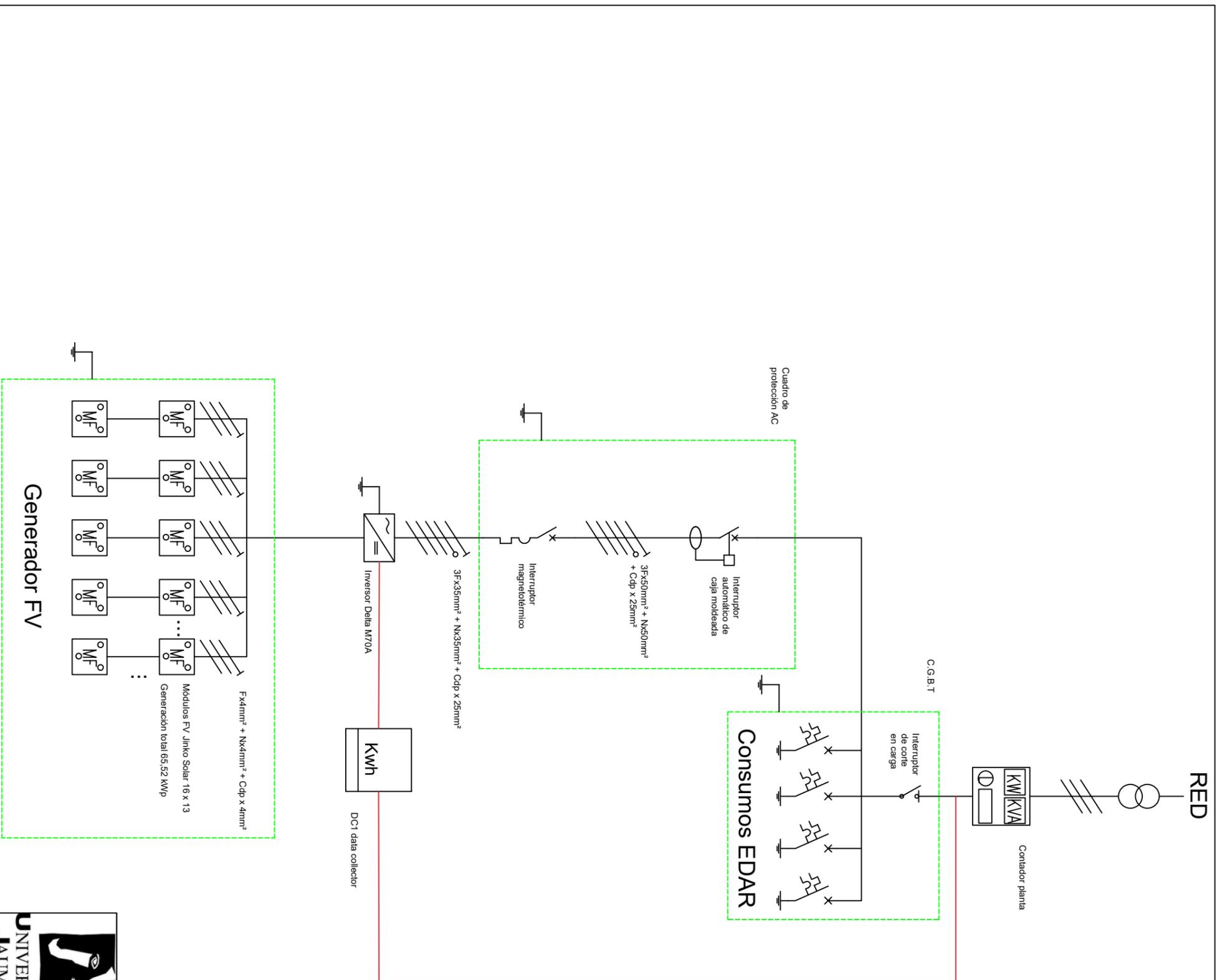
Localización del transformador y el cuadro general de alimentación y medida (CGP) de la EDAR



LEYENDA	
	Cableado DC módulos parcela Instalación bajo tubo enterrado
	Cableado DC módulos almacen Instalación sobre Rejiband
	Interconexión módulos
	Cableado AC Instalación bajo tubo enterrado
	Localización interior del inversor y el cuadro de protecciones AC
	Módulo fotovoltaico Jinko Solar

Nota: Número de paneles solo orientativo

	<b>Proyecto:</b> Instalación fotovoltaica de autoconsumo de 65,52 kWp en una EDAR	<b>Nº Plano:</b> 04
	<b>Plano:</b> Cableado	<b>Unidad:</b> N/A
<b>Autor:</b> Carlos Font Alcantara	<b>Escala:</b> N/A	<b>Fecha:</b> Julio 2020



Cable de red para comunicaciones

 UNIVERSITAT JAUME I	<b>Proyecto:</b> Instalación fotovoltaica de autoconsumo de 65,52 kWp en una EDAR	Nº Plano: 05
	<b>Plano:</b> Esquema unifilar eléctrico	Unidad: N/A
<b>Autor:</b> Carlos Font Alcantara	Escala: N/A	Fecha: Julio 2020