

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



" Diseño y viabilidad económica de una
instalación fotovoltaica de 450 kW para la
venta de energía, en el sur de Alicante "

TRABAJO FIN DE GRADO

Febrero-2023

AUTOR: Raúl Girona Garri

DIRECTOR/ES: Emilio Velasco Sánchez

RESUMEN

El objeto del siguiente trabajo es el diseño de una instalación fotovoltaica sobre suelo, ubicada la Vega Baja del Segura, en el sur de Alicante. La instalación estará destinada a la venta de energía e implementada con la red de distribución, permitirá generar una energía más barata y libre de emisiones de gases de efecto invernadero.

PALABRAS CLAVE

Fotovoltaica, diseño, Callosa, Venta de energía.



ÍNDICE DE CONTENIDO

1. MOTIVACIÓN DEL TRABAJO.....	6
1.1. METODOLOGÍA.....	6
2. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.....	7
2.1. DEFINICIÓN	7
2.2. TIPOS.....	7
2.3. EQUIPOS QUE COMPONEN LA INSTALACIÓN:.....	8
2.3.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	9
2.3.2. INVERSOR:	11
2.3.3. ESTRUCTURA:	13
2.3.4. CABLEADO:	14
2.3.5. APARAMENTA Y PROTECCIÓN.....	15
2.3.6. PUESTA A TIERRA:	16
2.3.6.1 CONDUCTORES DE PROTECCIÓN	17
2.3.6.2. ESQUEMA DE DISTRIBUCIÓN. CONEXIÓN DEL NEUTRO Y LAS MASAS.	18
2.3.7. MONITORIZACIÓN:.....	19
3. CONDICIONANTES DE DISEÑO	21
3.1. TERRENO.....	21
3.2. ESPACIO REAL DISPONIBLE.	23
3.3 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.	24
3.4. CAPACIDAD DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA.	25
3.5. CONDICIONES DE LA NORMATIVA.....	26
3.6. VIABILIDAD ECONÓMICA.	26
4. DISEÑO.....	27
4.1. POTENCIA INSTALADA:.....	27
4.1.1 SUPERFICIE NECESARIA.	28
4.2. ORIENTACIÓN EN INCLINACIÓN.....	29

4.3. ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA	29
4.4. DISEÑO DEL SISTEMA	32
4.5. EQUIPOS.....	34
4.5.1 MÓDULOS.....	34
4.5.2. INVERSORES.....	37
4.5.3. ESTRUCTURA.....	39
4.5.4. PROTECCIONES.....	40
4.5.5. CABLEADO.....	41
4.5.6. PUESTA A TIERRA (PAT).....	43
4.5.7. MONITORIZACIÓN.....	44
4.6. CONFIGURACIÓN DE STRINGS.....	45
4.6.1. NÚMERO DE MÓDULOS EN SERIE.....	46
4.6.2 CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA.....	48
4.7. DISTANCIA ENTRE FILAS.....	49
4.8 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN:	51
4.9. CÁLCULO DE SECCIONES.....	53
4.10. CANALIZACIONES.....	59
4.6.1. ZANJAS	60
4.11. CÁLCULO DE PUESTA A TIERRA.....	60
4.11.1. CONDUCTORES DE PROTECCIÓN.....	61
4.12. CÁLCULO DE PROTECCIONES.....	63
4.12.1 FUSIBLES.....	63
4.12.2. CAJA MOLDEADA.....	64
5.SIMULACIÓN PVSYST.....	66
6. VIABILIDAD ECONÓMICA.....	72
6.1. PRESUPUESTO.....	72
6.2 INDICADORES.....	73

7. CONCLUSIONES.....	76
ANEXO 1. Planos	77
ANEXO 2. Fichas técnicas.	82
BIBLIOGRAFÍA	86



1. MOTIVACIÓN DEL TRABAJO.

Durante los últimos años, se ha incrementado el interés por parte de la población del uso de energías alternativas a las convencionales. En concreto de las energías renovables, ya que suponen una fuente inagotable de energía más limpia en emisiones que las tradicionales. En España, se ha visto un aumento meteórico durante los últimos años, principalmente desde 2018 tras el cambio de normativa y la derogación del llamado "impuesto al sol". Desde 2018 hasta 2022, se ha instalado mas de 14.000 MW de potencia fotovoltaica integrada con la red eléctrica, esto es sin tener en cuenta el autoconsumo, que crece a pasos agigantados desde 2019, tras la salida del RD 244/2019 que pone las condiciones para este tipo de instalación.

Por todo esto, me parece primordial conocer como se diseña una instalación de estas características, ya que van a ser la tónica general durante todo el siglo XXI y se irá viendo su progresiva implantación en todos los hábitos posibles. Además, muchos de los estudiantes actuales de ingeniería técnica industrial, acabaran relacionados con este ámbito de la ingeniería, cosa que ya se puede ver actualmente. Se espera más de medio millón de empleos en la UE para 2030, relacionados directamente con las energías renovables. Por lo que las proyecciones a futuro son muy buenas.

En este proyecto, se diseñará una instalación fotovoltaica explicando sus principales características constructivas y de diseño, dando solución a los problemas más habituales que plantea una instalación fotovoltaica sobre suelo. Y se demostrará la viabilidad económica de estas plantas de producción y el ahorro de CO₂ asociado a la producción de energía.

1.1. METODOLOGÍA.

Durante el desarrollo del proyecto, se diferenciarán varias etapas:

- Primero, pasaremos por describir e introducir las instalaciones fotovoltaicas para la producción de energía, así como sus elementos más representativos.
- Segundo, se pasará por analizar las condiciones que influirán en el diseño de nuestra planta.

- Y por último, se dará solución a los condicionantes y se llevará a cabo el diseño de la instalación, justificando cada decisión con sus cálculos necesarios. Tras a las justificaciones de diseño se presentará la viabilidad económica.

2. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.

2.1. DEFINICIÓN

Es el conjunto de elementos que permite generar energía eléctrica por medio de la radiación electromagnética proveniente del sol.

Este sistema está formado por varios equipos, encargados de generar la energía eléctrica y adecuarla y convertirla para su integración con la red eléctrica.



Parque fotovoltaico.

Fuente: Sun Energy Renovables, S.L.

2.2. TIPOS.

Según su uso, pueden distinguirse 2 tipos de instalaciones:

- Aisladas (SFA) Alimentan cargas que no están conectadas a la red eléctrica. Para su funcionamiento continuo deben de complementarse con otra fuente de energía (o acumulación).
- Conectadas a red (SFCR): Estas instalaciones están interconectadas con la red eléctrica, ya sea la de distribución o la de transporte. Su finalidad es inyectar energía a la red donde se conectan.

No deben provocar ningún problema o variación de la red donde se conecta. Para esto es necesario cumplir una serie de condiciones técnicas y administrativas.

Dentro de las instalaciones conectadas a red tenemos las dedicadas al autoconsumo y a la venta de energía.

- Autoconsumo: La energía se consume en el mismo lugar donde se genera, es decir, se autoconsume. Estas instalaciones siempre llevan asociadas un consumo determinado. Como, por ejemplo, viviendas o fábricas.
- Venta de energía: La energía generada se inyecta a la red eléctrica y el titular/dueño de la instalación percibe una compensación económica. Es un negocio y tributa como tal.

En el caso de este proyecto, se trata de una instalación Conectada a la red de distribución, cuya finalidad es la venta de energía.

2.3. EQUIPOS QUE COMPONEN LA INSTALACIÓN:

Como se ha mencionado, la instalación fotovoltaica consta de un conjunto de elementos que de manera coordinada producen energía eléctrica adecuada para su consumo.

Aunque, coloquialmente siempre se hable de la fotovoltaica como “placas solares”, no tiene ningún sentido hacerlo de forma técnica. Es verdad, que simplemente con unos módulos fotovoltaicos podemos generar energía y darle uso, pero siempre forma aislada y sin ningún tipo de regulación sobre las componentes de la energía generada. Siendo no viable para su conexión a la red eléctrica.

Dentro de estos elementos tenemos:

1. Módulos fotovoltaicos.
2. Inversores.
3. Estructura soporte.
4. Cableado.
5. Protecciones.
6. Toma/ red de tierras.
7. Monitorización.
8. Centro transformación (si procede)
9. Instalación de conexión.

Pasamos a detallar las características de funcionamiento de cada uno:

2.3.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO.

Es el equipo más importante de la instalación. El encargado de convertir la energía proveniente del sol, en energía eléctrica en corriente continua.

Está formado un conjunto de células solares (o medias células) interconectadas (en serie y paralelo) para conseguir los valores de tensión y corriente deseados, dichas células van “encapsuladas” en un único bloque que las protege de la intemperie.

Dando lugar al módulo fotovoltaico.



Fuente: Google Imágenes



2.3.1.1 CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.

Es un dispositivo electrónico formado por la unión de dos semiconductores, dando lugar a la Unión P-N (muy conocida en electrónica). Transforma la energía proveniente del sol en energía, en forma de irradiancia, en energía eléctrica de corriente continua.

El material más utilizado es el silicio, pero también se utiliza el CdTe y el CuInGaSe_2 .

Tecnologías de las células solares:

Según la tecnología de las células que componen el módulo, podemos diferenciar varios tipos:

- Amorfos. (silicio)
- Policristalinos. (silicio)
- Monocristalino. (silicio)

- Mono PERC
- TopCON (células multinunión)
- HJT

Las células TopCON y HJT son un caso especial, se basan en la unión de diferentes tipos de células. De esta forma se aprovecha más el espectro lumínico y se obtienen eficiencias mayores.



Fuente: Google Imágenes.

Tipos de células de silicio (monocristalino, policristalino y amorfo)

Las células TopCON y las HJT, son ambas células multiunión. En 2023 empezarán a introducirse en el mercado, aumenta el rendimiento general de los módulos vendidos en el mercado y rebajando las pérdidas por temperatura.

2.3.2. INVERSOR:

Es un equipo basado en la electrónica de potencia, encargado de convertir la corriente continua generada por los módulos a corriente alterna cumpliendo con unos determinados requisitos de tensión eficaz, eficiencia, distorsión armónica, seguridad eléctrica, fiabilidad, etc. Que permitan su adecuado funcionamiento con la red y los equipos estandarizados.

Los inversores, pueden o no incluir las protecciones necesarias para su instalación. En el caso de llevarlas, habrá que revisar que cumplan con los mínimos exigidos, en el caso contrario, habrá que diseñarlas.

Hay varios tipos de inversores según su aplicación:

- Inversores de red: Se utiliza en instalación que van conectadas a la red, ya sea de distribución o transporte. El inversor funciona de forma sincronizada con la red, pues “replica la red donde se conecta”.
- Inversores aislados: Se utiliza en aplicaciones aisladas, donde no hay posibilidad de interconexión con la red eléctrica existente.

También se clasifican según la disposición de sus entradas en CC:

- Inversores de string: Disponen de múltiples entradas para la conexión de las cadenas fotovoltaicas. Todos los string se conectan directamente al inversor. Permite monitorizar las ramas individualmente. Suelen llevar incorporados varios seguidores de potencia (MPP).
- Inversores centralizados: Tienen pocas entradas para la conexión de las cadenas fotovoltaicas. Los string no van conectados directamente al inversor, si no que se pre-combinan previamente y al inversor, llega uno o unos pocos circuitos individuales.

Circuit Diagram

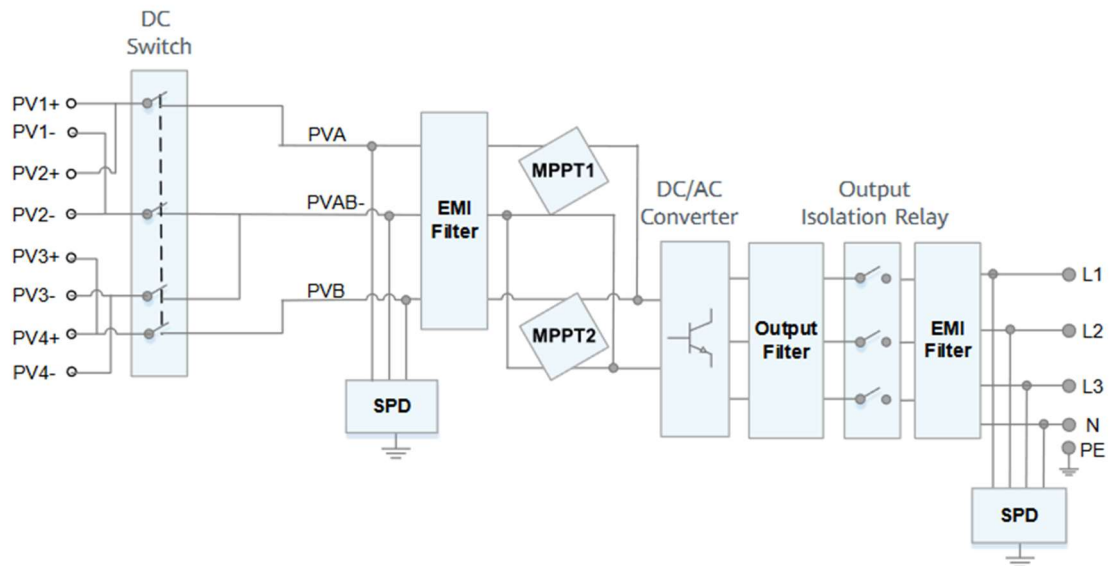


Diagrama del circuito eléctrico de un inversor de red.

Fuente: Huawei Solar.

2.3.3. ESTRUCTURA:

Utilizada para el soporte de los módulos fotovoltaicos y en algunos casos el inversor.

Tiene que ser capaz de soportar el peso de los módulos, tanto en condiciones normales, como en condiciones atmosféricas adversas: viento y nieve.

La estructura más utilizada en las instalaciones fotovoltaicas sobre suelo es la de acero.

Existen varios tipos de estructuras, según el tipo de instalación:

- Estructuras estáticas.
- Estructuras de seguimiento.
 - A un eje.
 - A doble eje.

También puede hacerse una clasificación en base a su cimentación.

- Con cimentación.

- Sin cimentación.
 - Contrapeso.
 - Hincada.



Estructura fija de acero, hincada.

Fuente: Imagen Propia.

2.3.4. CABLEADO:

Transportan la energía generada en los módulos fotovoltaicos, hasta el punto de conexión de la instalación con la red eléctrica.

En una instalación fotovoltaica, tenemos 2 tipos diferente de corriente. Desde los módulos hasta el inversor tenemos corriente continua y desde el inversor al punto de conexión con la red tenemos corriente alterna. Por lo tanto, para cada parte de la instalación debe usarse el cableado correcto.

Por otra parte, toda instalación eléctrica debe tener conductores de protección, para unir todas las partes metálicas a la puesta a tierra. Así como conductores desnudos de cobre.



Diferentes cables aptos para fotovoltaica.

Fuente. Top Cable.

2.3.5. APARAMENTA Y PROTECCIÓN.

Es el conjunto de aparatos encargados de proteger los componentes de la instalación: cableado, inversor, punto de conexión con la red, monitorización, etc. Y a las personas encargadas de su instalación y mantenimiento. Así como la desconexión y conexión de los circuitos eléctricos.

En una instalación fotovoltaica, como en cualquier instalación eléctrica, hay que proteger los componentes y a las personas de cualquier peligro de electrocución.

- ¿Cómo protegemos los componentes?
 - Protección contra sobretensiones
 - Protección contra cortocircuitos.
- ¿Cómo protegemos a las personas?
 - Protección contra contactos indirectos.
 - Protección contra contactos directos.

Igual que pasa en el cableado, en las protecciones debemos diferenciar entre la parte de corriente alterna y la parte de corriente continua. No todas las protecciones a utilizar son equivalentes en ambos casos. Por lo que su minuciosa selección es vital para la seguridad.



Protección combinada magnetotérmico y sobretensiones.

Fuente: Schneider Electric

2.3.6. PUESTA A TIERRA:

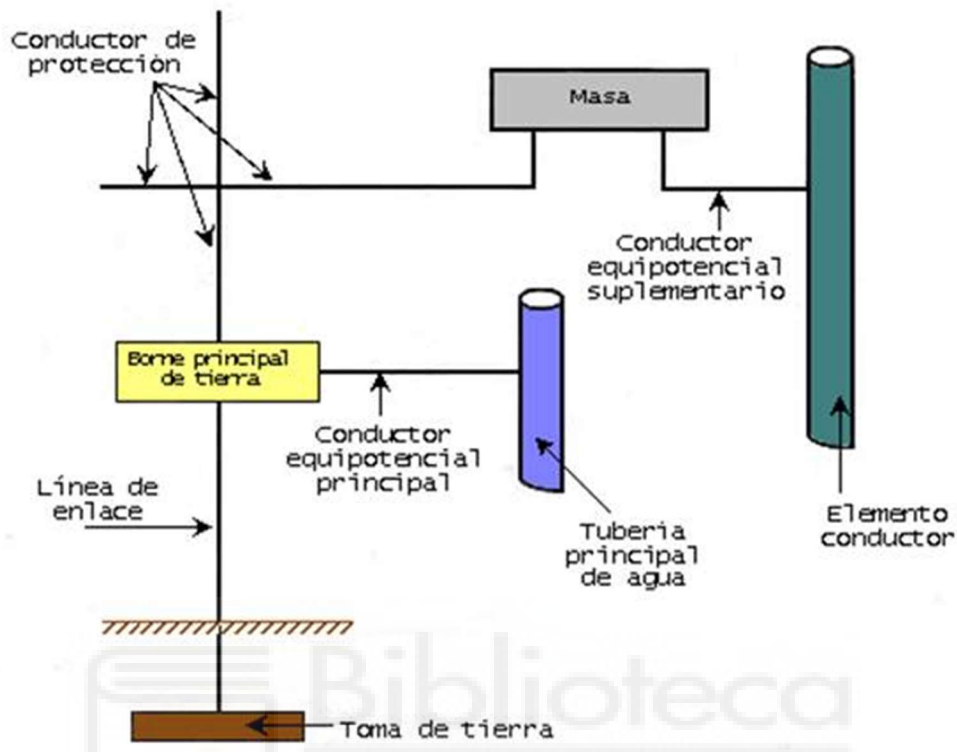
Se denomina puesta a tierra, a la conexión eléctrica directa, sin ningún tipo de protección, de partes conductoras del circuito o de partes no pertenecientes al mismo, con los electrodos que componen la toma tierra en el suelo. Estos electrodos, están en contacto directo con el terreno.

El objetivo, es permitir el paso a tierra de corrientes de fallo o descargas atmosféricas y limitar las tensiones, que, con respecto a tierra, puedan presentar las masas metálicas de la instalación. Limita las tensiones de contacto. También es su objetivo asegurar la actuación de las protecciones eléctricas.

Esto se consigue con diferentes elementos:

- Toma de tierra, formada por electrodos.
- Conductor de tierra, línea de enlace.
- Puesta o borne de tierra.
- Conductores de protección.

- Conductor equipotencial.



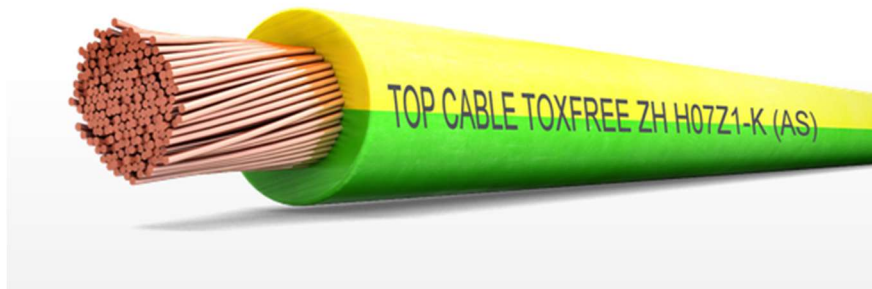
Esquema de puesta a tierra.

Fuente: REBT

2.3.6.1 CONDUCTORES DE PROTECCIÓN

Se utilizan para unir eléctricamente las masas de una instalación con los electrodos de o conductores de tierra. Con el fin de asegurar la protección frente a contactos indirectos. Debe garantizarse la continuidad eléctrica.

El cable debe ser de cobre y diseñado para conexiones de tierra en instalaciones exteriores. Tienen una tensión de 450/750 V y color amarillo y verde, para distinguirlos.

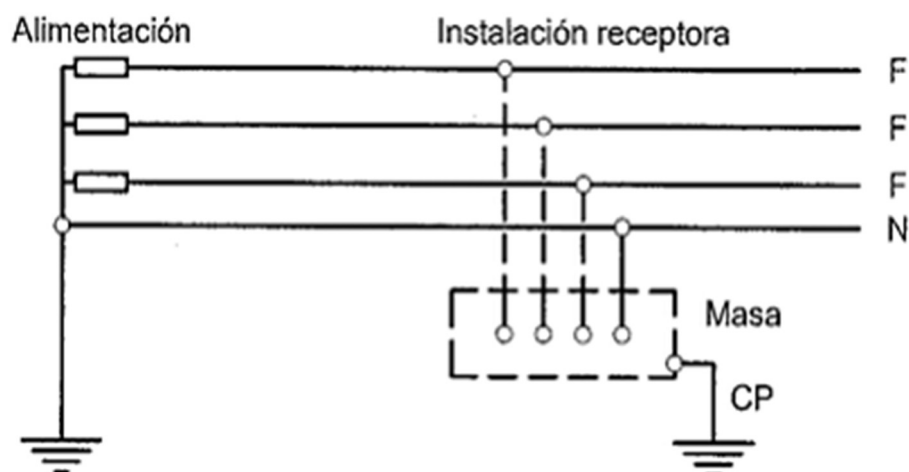


Conductor de protección.

Fuente: Top Cable.

2.3.6.2. ESQUEMA DE DISTRIBUCIÓN. CONEXIÓN DEL NEUTRO Y LAS MASAS.

Su elección determina las características de las medidas de protección contra choques eléctricos en caso de defecto (contactos indirectos) y contra sobrecorrientes, así como de las especificaciones de la aparatada encargada de tales funciones, será preciso tener en cuenta el esquema de distribución empleado.



Esquema distribución TT.

Fuente: REBT.

2.3.7. MONITORIZACIÓN:

Es el equipo encargado de registrar los datos de producción de la instalación fotovoltaica, lo que nos permitirá comparar los resultados obtenidos con los esperados en el diseño del proyecto.

También nos dará alertas de los diferentes problemas que tengan la planta, tales como: sobretensiones, cortocircuito, aislamiento parte CC, medición de aislamiento de los inversores, pérdidas de comunicación, problemas de string, monitorización individual por string.

Una instalación puede funcionar sin este equipo, pero no tendríamos una retroalimentación de datos para realizar posibles correcciones.

Podemos clasificar los sistemas de monitorización en 2 tipos generales:

- **Sistemas exclusivos:** Son aquellos proporcionados por el fabricante de los inversores. Suelen proporcionar datos suficientes para instalaciones de poca potencia.
- **Sistemas universales:** Son sistemas compatibles con cualquier instalación fotovoltaica. Pueden integrar más funciones que los sistemas exclusivos y son escalables.



Software de monitorización.

Fuente: Meteocontrol.



3. CONDICIONANTES DE DISEÑO

El diseño de nuestro proyecto vendrá condicionado por una serie de cuestiones. En esta sección se analizarán los condicionantes, que tendremos en cuenta a la hora de diseñar nuestra instalación fotovoltaica.

3.1. TERRENO.

El terreno se encuentra ubicado en el término municipal de Callosa de Segura, junto al polígono industrial. No se encuentra en zona protegida ambientalmente. Se trata de una parcela de uso agrícola, en desuso, sin ninguna pendiente apreciable. Delimita con otras parcelas y la carretera que permite el acceso. Cuenta con una superficie de 14.246 m².

Tiene un apoyo de media tensión en la parte oeste, que permitirá la interconexión con la red de distribución.

Coordenadas geográficas:

- Latitud: 38° 08' 07.49" Norte
- Longitud: 0° 51' 0.91" Oeste.
- Elevación respecto al nivel del mar: 11 metros.



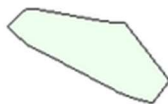
Emplazamiento.

Fuente: Google Earth.

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Referencia catastral	03049A016000570000EZ  
Localización	Polígono 16 Parcela 57 SALADAR. CALLOSA DE SEGURA (ALICANTE)
Clase	Rústico
Uso principal	Agrario

PARCELA CATASTRAL



Localización	Polígono 16 Parcela 57 SALADAR. CALLOSA DE SEGURA (ALICANTE)
Superficie gráfica	14.246 m ²

CULTIVO

Subparcela	Cultivo/Aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m ²
0	CR Labor o labradío regadío	02	14.246

Información catastral.

Fuente: Catastro.

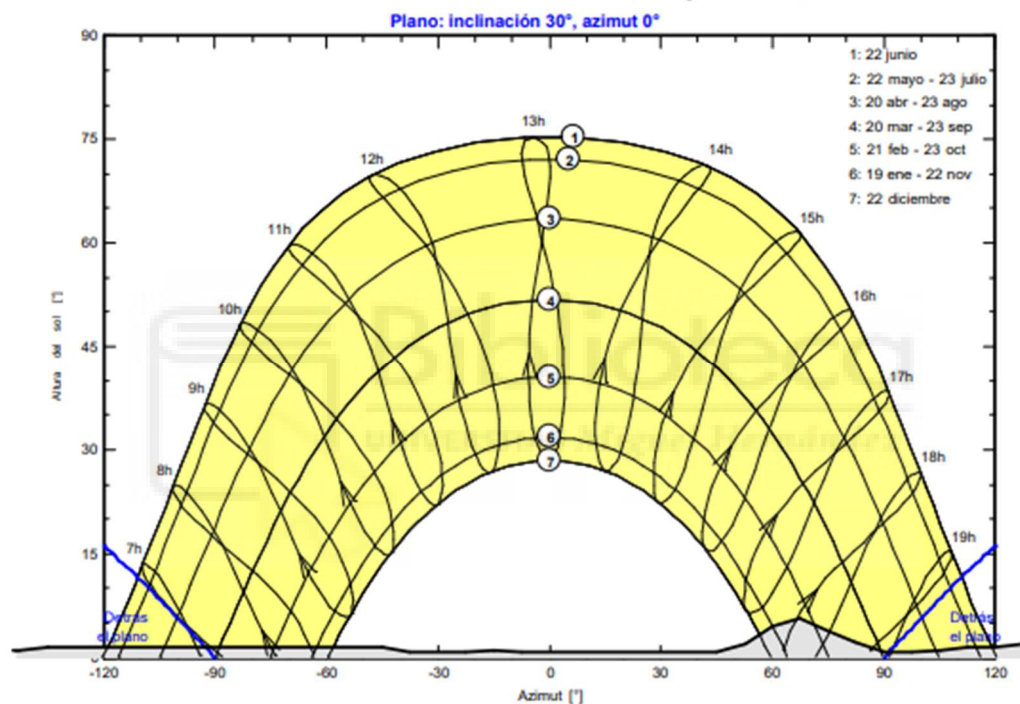
El horizonte de nuestra ubicación también definirá las posibles pérdidas por sombras.

Horizonte

Altura promedio 1.6° Factor difuso 0.99
 Factor Albedo 100% Fracción de albedo 0.95

Altura [°]	2.7	1.5	1.1	1.5	1.1	1.1	1.5	1.5	0.8	0.8	1.1
Azimet [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-45	-38	-23	-15
Altura [°]	0.8	0.8	1.9	4.6	5.7	3.8	2.3	0.8	0.8	1.1	1.5
Azimet [°]	-8	45	53	60	68	75	83	90	98	105	113
Altura [°]	1.5	1.9	2.3	2.3	2.7	2.3	2.7	2.3	2.7		
Azimet [°]	120	128	135	143	150	158	165	173	180		

Horizon from PVGIS website API, Lat=38°8'31', Long=0°-50'50', Alt=8m



Horizonte.

Fuente: PVGIS 5.2.

3.2. ESPACIO REAL DISPONIBLE.

El área útil será menor que la mencionada anteriormente. Esto se debe a varias cuestiones:

- Separación a otras parcelas.
 - o Según la normativa de cada comunidad, hay que dejar una separación con las parcelas colindantes de 5 m. Así como cauces, ramblas y otras vías.

- Obstáculos que puedan generar sombras.
 - Dentro del terreno, tenemos obstáculos imposibles de retirar, que limitarán nuestro espacio. El apoyo de media tensión mencionado anteriormente, será la sombra más desfavorable, debido a su altura, delimitará una zona a su alrededor.

Una vez delimitada el área útil, tenemos un área de 11.661 m². Para el cálculo de las sombras producidas por los distintos apoyos se ha seguido el mismo procedimiento del apartado 4.7, partiendo de una altura de 8 metros.



Área útil.

Realizado con AutoCAD.

3.3 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.

La energía que genera un parque fotovoltaico depende de la irradiancia incidente. Un módulo fotovoltaico, desarrolla su potencia máxima cuando la energía proveniente del sol es perpendicular al plano de la superficie del módulo. Por lo tanto, la orientación e inclinación de los módulos, debe ser tal que maximice la producción anual.

Para saber el ángulo de inclinación óptimo:

$$\beta = 0.69 \cdot \sigma + 3.7$$

La orientación que maximiza la producción es en dirección sur, en el hemisferio norte y en dirección norte, en el hemisferio sur.

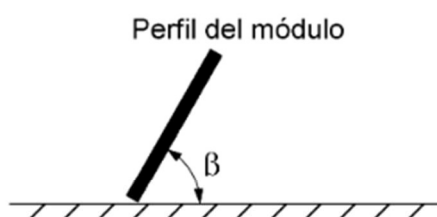


Fig. 1

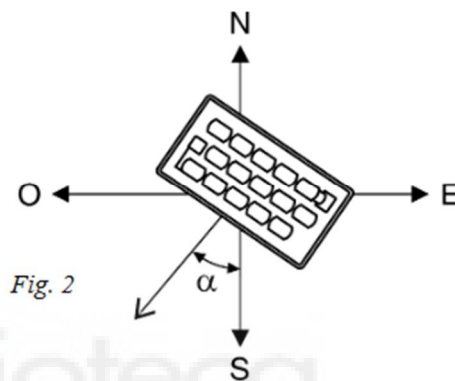


Fig. 2

Ilustración.

Fuente: Pliego condiciones técnicas. Instalaciones conectadas a red (IDAE)

3.4. CAPACIDAD DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA.

Para verter la energía generada y obtener una remuneración económica, es necesario disponer de acceso a la red eléctrica. Tanto para la red de transporte, como para la de distribución.

La subestación de la zona debe tener capacidad disponible. De otra forma, no se podría plantear el proyecto.

El punto de conexión a la red se encuentra en la misma finca que la instalación generadora, reduciendo notablemente los costes de la instalación de conexión. La capacidad de acceso viene determinada, según la propuesta previa que el titular del terreno ha solicitado a la distribuidora. Se han concedido 440 kW. Y se tiene prevista la

necesidad de un suministro de 10 kW para alimentar los sistemas auxiliares de la instalación.

3.5. CONDICIONES DE LA NORMATIVA.

En la realización de cualquier proyecto eléctrico, hay que cumplir la normativa en materia de seguridad y protección, a todos los niveles, de España y la Unión Europea.

Por ejemplo:

- Todos los equipos instalados deben cumplir un mínimo de características físicas y de software, para cumplir los estándares actuales.
- Se debe cumplir con los aspectos medioambientales del proyecto, durante la fase de construcción y mantenimiento.
- Se debe garantizar la seguridad de todas las personas encargadas de las diferentes fases del proyecto.

Todo el desarrollo de la instalación se realizará bajo estas premisas. Y se seguirá la normativa vigente.

3.6. VIABILIDAD ECONÓMICA.

La condición mas importante que debe superar un proyecto para su realización es que sea viable económicamente. Es decir, que produzca beneficios a los inversores.

La instalación que plantea nuestro proyecto se amortizará gracias a la venta de energía a la red. Se integrará en la red de distribución y el mercado eléctrico.

El presupuesto será tal que no se supere el coste de 1 euro/ Wp instalado.

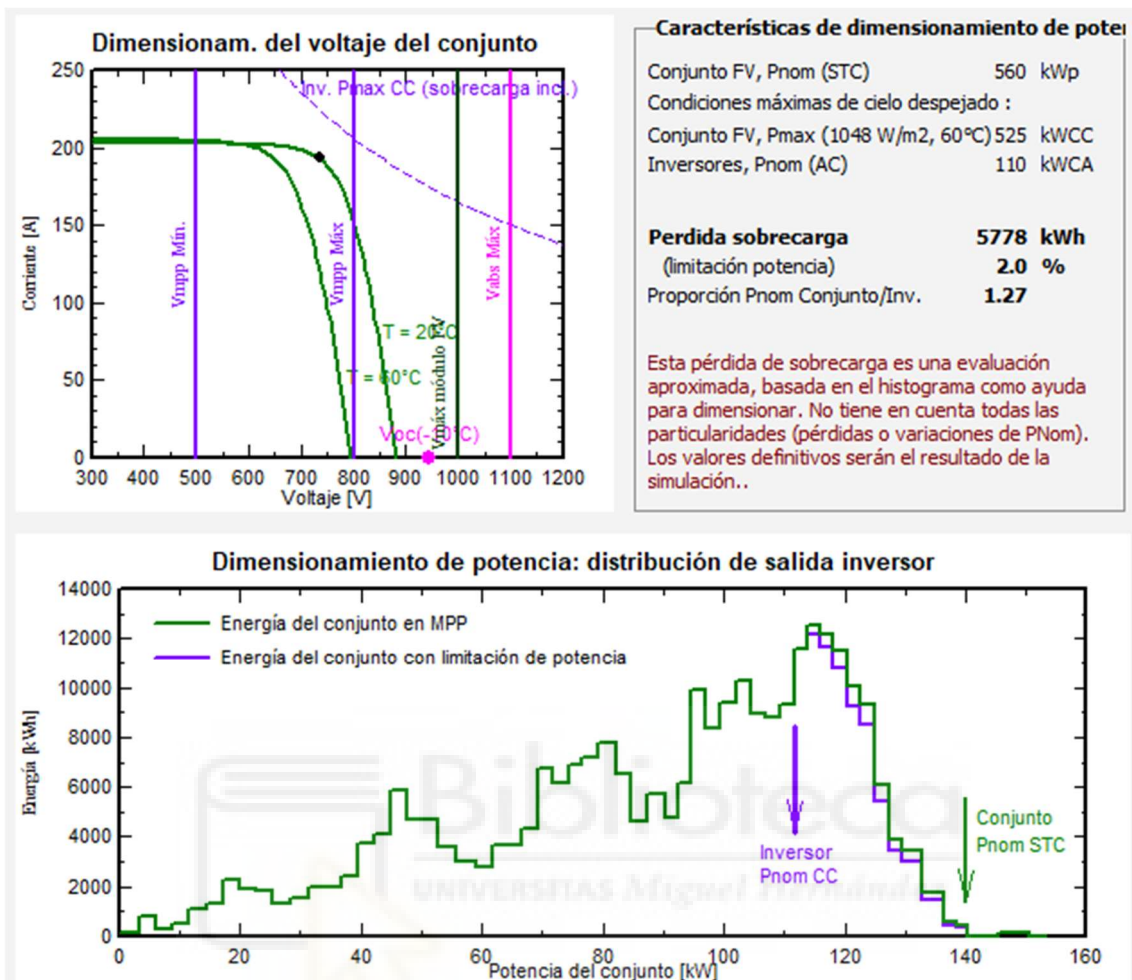
4. DISEÑO.

Vamos a dar solución a los condicionantes descritos en el apartado anterior. Se diseñará la instalación justificando las soluciones adoptadas tanto para elección de los componentes como el diseño del sistema.

4.1. POTENCIA INSTALADA:

Nos interesa que la potencia de salida sea igual a la capacidad de acceso disponible, el mayor tiempo de funcionamiento de la planta posible. Lo que permite inyectar una mayor cantidad de energía a la red. Para conseguir esto, es necesario dimensionar la potencia pico del sistema por encima de la potencia nominal, para compensar las pérdidas que sufren los módulos.

Se instalará potencia pico máxima de 560,120 kWp. Teniendo así, un sobredimensionado de los módulos respecto al inversor del 27%. Sabiendo que la potencia pico real, en condiciones de trabajo puede estimarse como un 80% de la potencia dada por el fabricante. Podemos justificar que no se llegará siquiera a 1% de pérdidas debido a posibles sobre cargas. Esto es, producciones en los módulos mayores que la potencia nominal de los inversores. En el apartado 5 puede verse la comprobación con el software de cálculo.



4.1.1 SUPERFICIE NECESARIA.

Tenemos que saber, de forma aproximada, si toda la potencia que hemos planteado meter antes la potencia nos cabe, sabiendo que se utilizan módulos de última generación 550-670 Wp, considerando un área por módulo de 3 m². La potencia pico planteada necesita de una superficie de 2500 m², lo cual es muy inferior a la superficie útil del emplazamiento. Habría que añadir la separación entre filas que se calculará en el apartado 4.7. Siendo suficiente la superficie disponible.

4.2. ORIENTACIÓN EN INCLINACIÓN.

Aplicando la fórmula de apartado 3.3, con una latitud de 38,14 grados.

$$\beta = 0.69 \cdot 38,14 + 3.7 = 30,017$$

Los módulos que forman el sistema tendrán una inclinación de 30 grados y un azimut de 0 grados. No hay ninguna limitación para conseguir los valores óptimos.

Por tanto, nuestro sistema no tendrá pérdidas asociadas a ángulos de orientación e inclinación diferentes a los óptimos.

4.3. ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA

Una vez seleccionados los valores de orientación e inclinación y planteada la potencia pico a instalar, se puede realizar una primera estimación de la producción de energía.

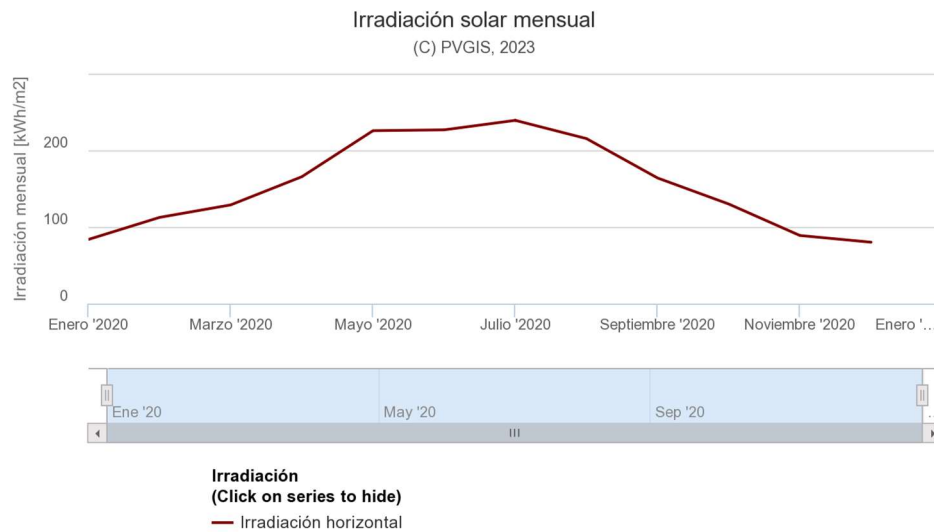
El cálculo para estimar la energía producida por un sistema fotovoltaico debe ser realizado con alguna herramienta de software. Pero podemos realizar una primera estimación abarcando un periodo anual. A través, de la fórmula:

$$E = P * \frac{G'}{G} * PR * (1 - FS)$$

Donde:

- E, es la energía generada anualmente en kWh.
- P, es la potencia pico instalada.
- G' es la irradiancia anual sobre el plano generador por m2.
- G es la irradiancia en condiciones estándar de medida. 1000 W/m2.
- FS, factor de sombras. Es adimensional.
- PR, performance ratio. Es adimensional.

De la base de datos meteorológica, PVGIS SARA2, obtenemos $G' = 2154 \text{ W/m}^2$.



Irradiación solar por meses.

Fuente: PVGIS-SARAH2

Irradiación global con un ángulo de 30 grados

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
141,56	163,58	156,73	177,06	220,89	211,76	229,29	224,63	192,5	178,32	140,43	142,52

Un factor de sombras, $FS = 0$, pues las hemos evitado en el diseño. En cuanto al Performance Ratio, podríamos considerar un valor de 0,8 (la media europea es 0,75). El performance Ratio incluye todas las pérdidas globales del sistema, es el rendimiento global.

Al aplicar la fórmula, arroja una producción de 965,198 kWh/anuales. La simulación realizada con PVGIS, resulta en una producción de 926,965 kWh/anuales. Confirmado con estos datos, que no es necesario usar software de cálculo para una primera aproximación de la energía generada. También se confirma con la simulación que se realizará posteriormente en el apartado 5.

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

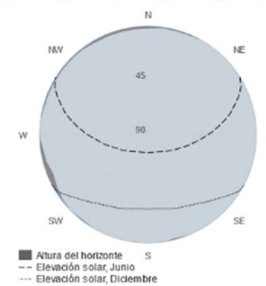
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 38.142,-0.846
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH2
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 560.12 kWp
 Pérdidas sistema: 14 %

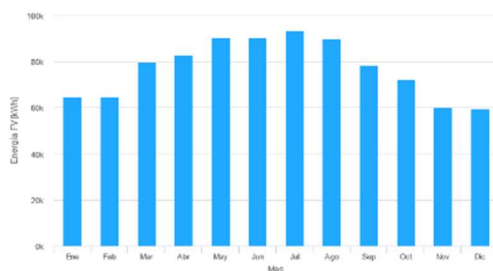
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 30 °
 Ángulo de azimut: 0 °
 Producción anual FV: 926964.66 kWh
 Irradiación anual: 2157.79 kWh/m²
 Variación interanual: 24427.56 kWh
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -2.57 %
 Efectos espectrales: 0.54 %
 Temperatura y baja irradiancia: -8.95 %
 Pérdidas totales: -23.3 %

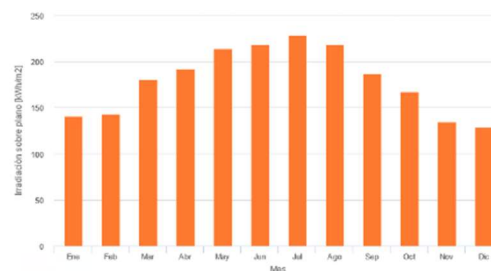
Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Estimación de producción.

Fuente. PVGIS 5.2.

El programa calcula, por defecto, un performance ratio inferior al propuesto por nosotros. Esto se debe a que como variable de entrada estamos estimando unas pérdidas superiores al 14%, a las que se añaden las demás pérdidas calculadas del sistema. Resultando un PR de 0,77.

Más adelante, se presentará una simulación completa. Contemplando todos los equipos del sistema y la distribución elegida. La simulación se realizará con el software PVSYS.

4.4. DISEÑO DEL SISTEMA

Los inversores se ubicarán a la intemperie, anclados a la misma estructura que sustenta los módulos. Esto con lleva una serie de ventajas y desventajas. El sistema será más barato, pues no que necesitamos una caseta para los inversores, a la vez que reducimos la distancia del cableado en C.C. y por tanto la sección de este. Colocados en la parte trasera de la estructura, a la sombra, los inversores se beneficiarán de una ventilación natural, ahorrando un consumo auxiliar de la planta. Respecto a las desventajas, al estar a la intemperie, la cantidad de suciedad que se acumule en los equipos será considerablemente más alta. Se necesitará de un mayor mantenimiento, sobre todo en la limpieza.

En la zona sur del terreno, estará ubicada una caseta de obra. Donde se situará el cuadro de protecciones en CA, sistema de monitorización, sistemas auxiliares, vigilancia, luces, etc. El cableado de CA de los inversores se canalizará mediante zanjas hasta el edificio, posicionando arquetas revisables prefabricadas cada 20 metros, facilitando así la tirada del cable y su posterior mantenimiento. En las mismas zanjas, se instalará la toma de tierra. Aprovechando las características de nuestro equipo, utilizaremos cable de aluminio en todo el tramo de CA, tendremos una sección mayor que con el cobre, pero supondrá un ahorro de costes debido a la gran diferencia de precio entre ambos materiales.

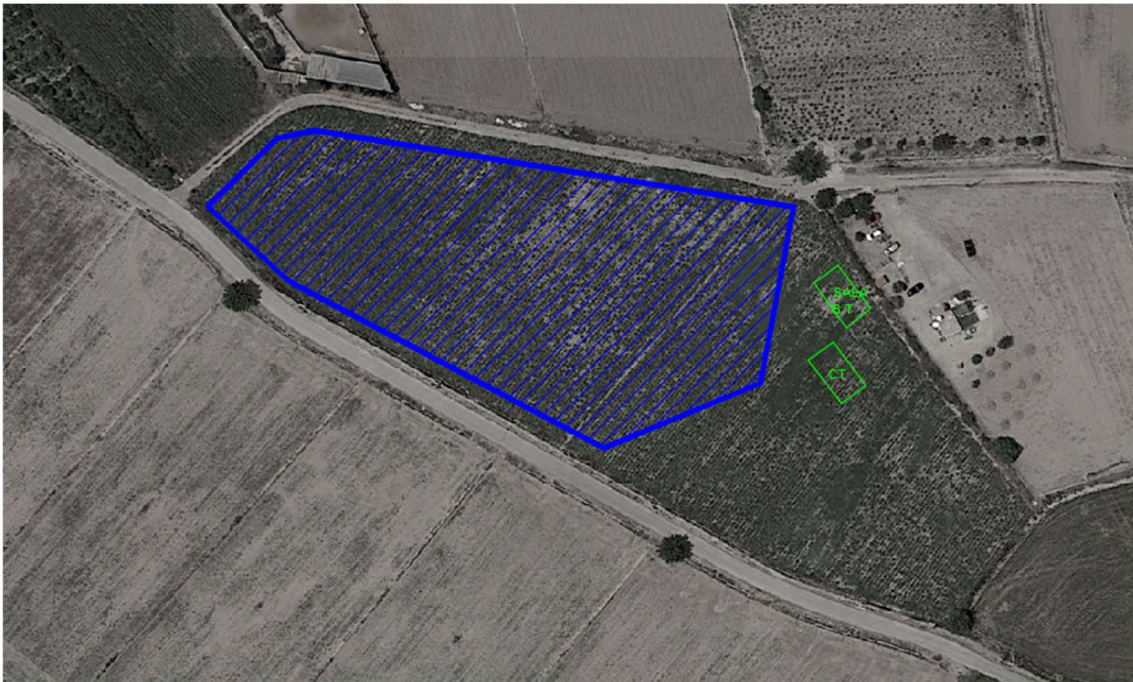
El centro de transformación estará ubicado en la zona sur, debajo de la caseta de obra. Y a su derecha, se encuentran los apoyos existentes y de entronque con la línea.

El cableado de CC, en la conexión de módulos, se gestionarán en la misma estructura gracias a su forma de bandeja. Mientras que se utilizarán zanjas de pequeña envergadura para unir las cadenas de unas mesas a otras, para su conexión al inversor.



Montaje a la intemperie.

Fuente: Sungrow Iberica



Zona de instalación de módulos.

4.5. EQUIPOS.

4.5.1 MÓDULOS.

Actualmente la tecnología que domina el mercado es el silicio monocristalino. Debido a su relación coste-eficiencia. Estos, suelen ir acompañados de la tecnología PERC. Y ofrecen rendimientos que van desde el 19% hasta el 22%. También existen otras tecnologías mencionadas anteriormente, HJT y TopCon, que ofrecen rendimientos mayores. El inconveniente de estas tecnologías es que aun no se ha producido su entrada completa en el mercado, y por tanto sus precios son superiores. Siendo cierto, que durante 2023/24/25 estas tecnologías irán sustituyendo progresivamente al silicio monocristalino simple, a la vez que se van igualando los precios.

Los diferentes fabricantes que integran el mercado suelen tener líneas de productos similares, por lo que siempre y cuando sea un fabricante reconocido tendremos módulos similares.

Partiendo de estas premisas, estas son las características mínimas que debe tener un módulo fotovoltaico:

Eficiencia	20%
Potencia	550 Wp
Tecnología	Mono Perc
Coef. Temperatura	0,36
Carga viento	2400 Pa
Carga nieve	2400 Pa
Garantía	12 años.
Certificaciones IEC	Mínimas
Marca	Reconocida
Servicio Atención	Europa

Se ha elegido la marca Canadian Solar, de origen canadiense y chino. Es una de las más vendidas a nivel mundial y mantiene unos estándares de calidad muy altos. Tiene

gamas de 550 Wp y 670 Wp, con rendimientos de hasta el 21,6 %. Utiliza tecnología de células mono-perc.

Realizamos una comparativa entre ambas gamas módulos, 555 y 670 Wp. Partiendo de que ambos tienen la misma eficiencia, podemos considerar una producción similar en ambos casos, contando con la misma potencia instalada.

555 Wp	
Dimensiones	2261 x 1134 x 30 mm
Área (m ²)	2,565
Potencia instalada	536 kWp
Nº módulos	965,77
Área total módulos (m ²)	2477,19

670 Wp	
Dimensiones	2384 x 1303 x 30 mm
Área (m ²)	3,11
Potencia instalada	536 kWp
Nº módulos	800
Área total módulos (m ²)	2488

El módulo de 555 Wp, ocupa menos área por unidad, pero es necesario utilizar más para alcanzar una misma potencia. Seleccionamos el módulo de 670 Wp, por las siguientes ventajas:

- Menos cantidad de módulos necesaria. Lo que implica menos mano de obra, ya que el tamaño del módulo sigue siendo manejable por 2 empleados, los mismos necesarios para manejar un panel más pequeño.
- Menos objetos totales para mantener y revisar una vez esté en marcha la instalación.
- Menos cable y conexiones de protección para la unión de todos los módulos a tierra.
- Menos tornillería necesaria y piezas de anclaje de módulos.
- Misma cantidad de estructura.

Respecto a la comparativa de sus características eléctricas:

- Con el panel de 670 Wp, podemos configurar cadenas fotovoltaicas de mayor potencia, pues tienen un voltaje menor.

- Con el panel de 555 Wp, tenemos una intensidad Isc menor. En principio nos permitiría reducir la sección de cable solar. Pero si buscamos las intensidades admisibles de los cables, en el REBT, podemos ver que para ambas intensidades se usa la misma sección. No supone ningún un ahorro.

En definitiva, para instalación fotovoltaicas sobre suelo, es más conveniente utilizar módulos de la mayor potencia posible. Cosa diferente sucede en las instalaciones sobre tejado, donde los módulos de 670 W son muy difíciles de trabajar debido a su tamaño y el efecto vela debido al viento.

P _{máx}	670
V _{mp}	38,7
I _{mp}	17,32
V _{oc}	45,8
I _{sc}	18,55
Coef.temperatura	0,34
Eficiencia	21,60%

P _{máx}	555
V _{mp}	41,9
I _{mp}	13,25
V _{oc}	49,8
I _{sc}	14,05
Coef.temperatura	0,34
Eficiencia	21,60%

ELECTRICAL DATA | STC*

CS7N	640MS	645MS	650MS	655MS	660MS	665MS	670MS
Nominal Max. Power (P _{max})	640 W	645 W	650 W	655 W	660 W	665 W	670 W
Opt. Operating Voltage (V _{mp})	37.5 V	37.7 V	37.9 V	38.1 V	38.3 V	38.5 V	38.7 V
Opt. Operating Current (I _{mp})	17.07 A	17.11 A	17.16 A	17.20 A	17.24 A	17.28 A	17.32 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	44.6 V	44.8 V	45.0 V	45.2 V	45.4 V	45.6 V	45.8 V
Short Circuit Current (I _{sc})	18.31 A	18.35 A	18.39 A	18.43 A	18.47 A	18.51 A	18.55 A
Module Efficiency	20.6%	20.8%	20.9%	21.1%	21.2%	21.4%	21.6%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C						
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL))						
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)						
Max. Series Fuse Rating	30 A						
Application Classification	Class A						
Power Tolerance	0 ~ + 10 W						

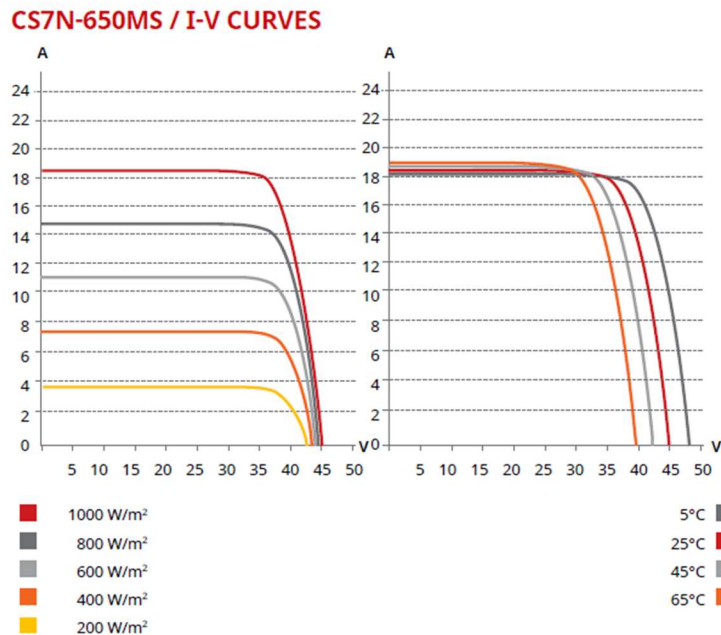
* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	34.4 kg (75.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass with anti-ref-lective coating
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or T4 series or MC4-EVO2
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces

Características del módulo seleccionado.

Fuente: Canadian Solar.



Curvas I-V de los módulos.

Fuente: Canadian Solar.

4.5.2. INVERSORES.

En la selección del inversor, debemos tener en cuenta las premisas de nuestro diseño. Puesto que estarán colocados a la intemperie, es necesario que tengan la posibilidad de montaje en estructura y tengo una protección a los efectos climáticos. La ratio de potencia CC/CA debe ser tal, que se permita el sobredimensionamiento planteado. Desde hace años la eficiencia de estos equipos es muy alta y está bastante estandarizada, siendo muy sencillo encontrar equipos muy eficientes entre las distintas marcas disponibles.

Se instalarán equipos hasta llegar la potencia nominal necesaria. Características mínimas que exigir a un inversor fotovoltaico:

Eficiencia	97%
Potencia	50 kW
Tecnología	1000 V
Tensión	400 V
Tipo protección	IP65
Ratio CC/CA	1,3
Refrigeración	Activa

Montaje	Pared y bastidor
Garantía	10 años
Certificaciones IEC	Mínimas
Marca	Reconocida
Servicio Atención	Europa

Se ha optado por la marca SMA de origen alemán. Entre sus gamas de inversores para instalación fotovoltaicas (utility), hay equipos con potencias desde los 50 kW hasta los 7,4 MVA.

Hemos seleccionado el modelo TRIPOWER CORE2 de 110 kW de potencia nominal. Es un inversor de string con un rendimiento superior al 98%. Permite el montaje tanto en pared como en la propia estructura solar. Incluye la posibilidad de realizar la salida de corriente alterna con cables de aluminio. Estas características nos permitirán reducir el coste del proyecto.



Tripower Core2 de 110 kW.

Fuente: SMA.

Datos técnicos*	Sunny Tripower CORE2
Entrada (CC)	
Potencia máx. del generador fotovoltaico	165000 Wp STC
Tensión de entrada máx.	1100 V
Rango de tensión del MPP	500 V a 800 V
Tensión asignada de entrada	585 V
Tensión de entrada mín. / Tensión de entrada de inicio	200 V / 250 V
Corriente de entrada máx. utilizable por seguidor del MPP / Corriente de cortocircuito máx. por seguidor del MPP	26 A (22 A < 600 V) / 40 A
Cantidad de seguidores del MPP independientes / Strings por seguidor del MPP	12 / 2
Salida (CA)	
Potencia asignada a tensión nominal	110000 W
Potencia máx. aparente de CA	110000 VA
Tensión nominal de CA	400 V
Rango de tensión de CA	320 V a 460 V
Frecuencia de red de CA/Rango	50 Hz / 45 Hz a 55 Hz 60 Hz / 55 Hz a 65 Hz
Frecuencia de red asignada	50 Hz
Corriente máx. de salida	159 A
Factor de potencia a potencia asignada / Factor de desfase ajustable	1 / 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo
Armónicos (THD)	< 3 %
Fases de inyección / Conexión de CA	3 / 3-PE
Rendimiento	
Rendimiento máx. / Rendimiento europeo	98,6 % / 98,4 %
Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	•
Monitorización de toma a tierra / Monitorización de red / Protección contra polarización inversa de CC	• / • / •
Resistencia al cortocircuito de CA / Con separación galvánica	• / -
Dispositivo de monitorización de corriente residual sensible a cualquier corriente	•
Descargadores de sobretensión CA/CC monitorizados	tipo 2 / tipo 1-2*
Clase de protección (según IEC 62109-1) / Categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I/CA: III; CC: II
Función de protección contra arco voltaico (AFCI)	•*
Datos generales	
Dimensiones (ancho / alto \square / fondo)	1117 mm / 682 mm / 363 mm (44,0 in / 26,9 in / 14,3 in)
Peso	93,5 kg (206,1 lb)
Rango de temperaturas de funcionamiento	de -30 °C a +60 °C (de -22 °F a +140 °F)
Emisiones de ruido, máximo (1m)	78 db(A)
Autoconsumo (nocturno)	< 5 W
Topología / Principio de refrigeración	Sin transformador / Refrigeración activa
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP66
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100 %
Equipamiento / Función / Accesorios	
Conexión de CC/CA	Sunclix / Terminal de cable (hasta 240 mm ²)
Indicador led (estado / error / comunicación)	•
Interfaz ethernet	• (2 puertos)
Interfaz de datos	Interfaz web / Modbus SunSpec
Tipo de montaje	Montaje en pared / Montaje en bastidor
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 años	• / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones (selección)	IEC 62109-1/-2, EN50549-1/-2:2018, VDE-AR-N 4105/4110/4120:2018, IEC 62116, IEC 61727, C10/C11 LV2/MV1:2018, CEI 0-16:2019, AS/NZS 4777.2, SI 4777, TOR Erzeuger tipo A/B
Modelo comercial	STP 110-60

Ficha técnica del inversor seleccionado.

Fuente: SMA.

4.5.3. ESTRUCTURA.

Se utilizará estructura de acero, estándar en la industria. Y para la cimentación se optará por el hincado de la estructura directamente al terreno. Evitando así el uso de cementos aplicados sobre el terreno.

Para el hincado, primero es necesario revisar el informe de topografía realizado sobre el terreno. Donde se nos indicará la profundidad de hincado de los apoyos de la estructura. Sobre los que se basará el diseño de esta.



Hincado de estructura, sin cimentación.

Fuente. Imagen propia

4.5.4. PROTECCIONES.

El inversor seleccionado no incluye protecciones contra sobrecargas o cortocircuitos, por tanto, habrá que plantear un cuadro de protecciones en C.C justo antes de la entrada al inversor.

Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	●
Monitorización de toma a tierra / Monitorización de red / Protección contra polarización inversa de CC	● / ● / ●
Resistencia al cortocircuito de CA / Con separación galvánica	● / -
Dispositivo de monitorización de corriente residual sensible a cualquier corriente	●
Descargadores de sobretensión CA/CC monitorizados	tipo 2 / tipo 1-2*
Clase de protección (según IEC 62109-1) / Categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I/CA: III; CC: II
Función de protección contra arco voltaico (AFCI)	●*

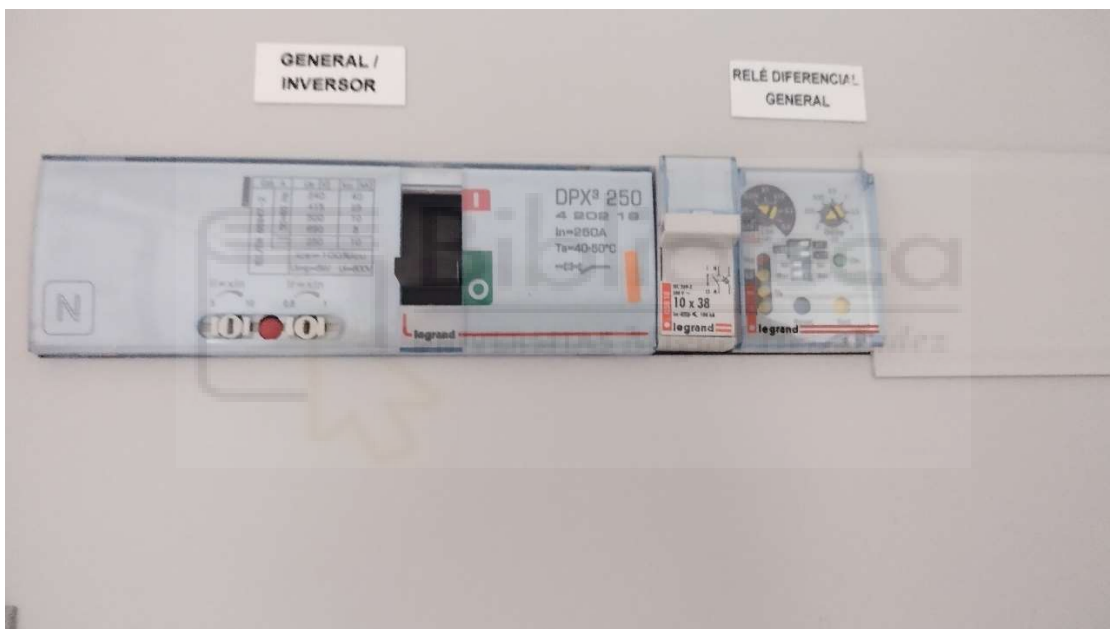
Datos del inversor.

Fuente: Ficha técnica.

Sí que se incluyen, protecciones contra sobretensiones de origen atmosférico. Solamente instalaremos fusibles en la parte de C.C. No son necesarios, puesto que el cortocircuito no es un punto de trabajo peligroso para los equipos. Pero nos facilitará las tareas de mantenimiento, gracias a la posibilidad de conexión y desconexión de cadenas fotovoltaicas.

A la salida del inversor, ya en C.A. se instalarán bloques magnetotérmicos-diferenciales, conocidos como caja moldeada, que protegerán las líneas contra sobrecargas, cortocircuitos y también, contra contactos indirectos. Estos “bloques” están formado por el interruptor magnetotérmico, un relé diferencial y una bobina de disparo. Todos estos equipos se montarán en un cuadro eléctrico metálico.

Todos los interruptores y aparataje eléctrica, serán de la marca Legrand. Marca francesa de gran popularidad en Europa.



Caja moldeada con relé diferencial y fusible de protección.

Fuente: Imagen Propia.

4.5.5. CABLEADO.

El cableado de nuestra instalación cumplirá las siguientes características mínimas:

- Libre de halógenos.
- Aislamiento de polietileno reticulado, XLPE.
- Cable flexible.
- Instalación a la intemperie: al aire, tubo, enterrado.

- Temperatura máxima de trabajo, debe ser como mínimo 90°C.

En una instalación fotovoltaica, es necesario distinguir varias partes. Y para cada una de ellas, debe seleccionarse el cableado. Este, debe cumplir con las condiciones.

- Parte C.C: Se usará el denominado “cable solar”, con denominación H1Z2Z2-K. Es un cable destinado especialmente para trabajar con corriente continua y la intemperie, debido a su doble aislamiento. Este tipo de cable solo está disponible en cobre. Distinguiremos el positivo con el color rojo y el negativo con el color negro.



Cable solar.

Fuente: Top Cable

- Parte C.A: Se utilizará cable apto para montaje a la intemperie. Su denominación es RZ1(AS)-K. Se trata de un cable unipolar con aislamiento de polietileno reticulado, XLPE. Está disponible en ambos tipos de material, cobre y aluminio.



Cable unipolar de aluminio.

Fuente: Top Cable

- Cuadro eléctrico, protecciones: En el interior de un cuadro eléctrico de estas características, se utilizarán pletinas de cobre y cable H07Z1-K (AS).

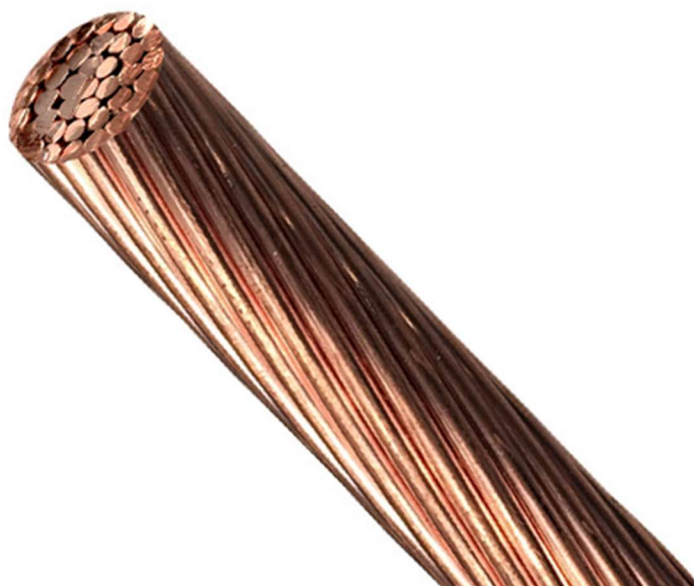
4.5.6. PUESTA A TIERRA (PAT).

La puesta a tierra de la instalación fotovoltaica debe ser independiente de la puesta de tierra de la del neutro de la empresa distribuidora. En nuestro caso, el neutro del centro de transformación en el punto de conexión de la instalación.

En la parte de CC, se realizará un sistema flotante (esquema IT), donde los conductores activos estarán totalmente aislados de tierra. Mientras que todas las masas metálicas de la instalación, incluyendo los módulos y la estructura, irán interconexionadas entre si a tierra.

En la parte de CA, se realizará un sistema TT, se conectarán a tierra todas las masas metálicas de la instalación. Y el neutro de nuestro centro de transformación, donde va conectado el inversor está conectado a tierra.

Se utilizarán conductores de cobre desnudo enterrados horizontalmente. Se distribuirán a lo largo de la zanja de canalizaciones y tendrán una sección mínima de 35 mm².



Conductor de cobre desnudo.

Fuente: Miguelez

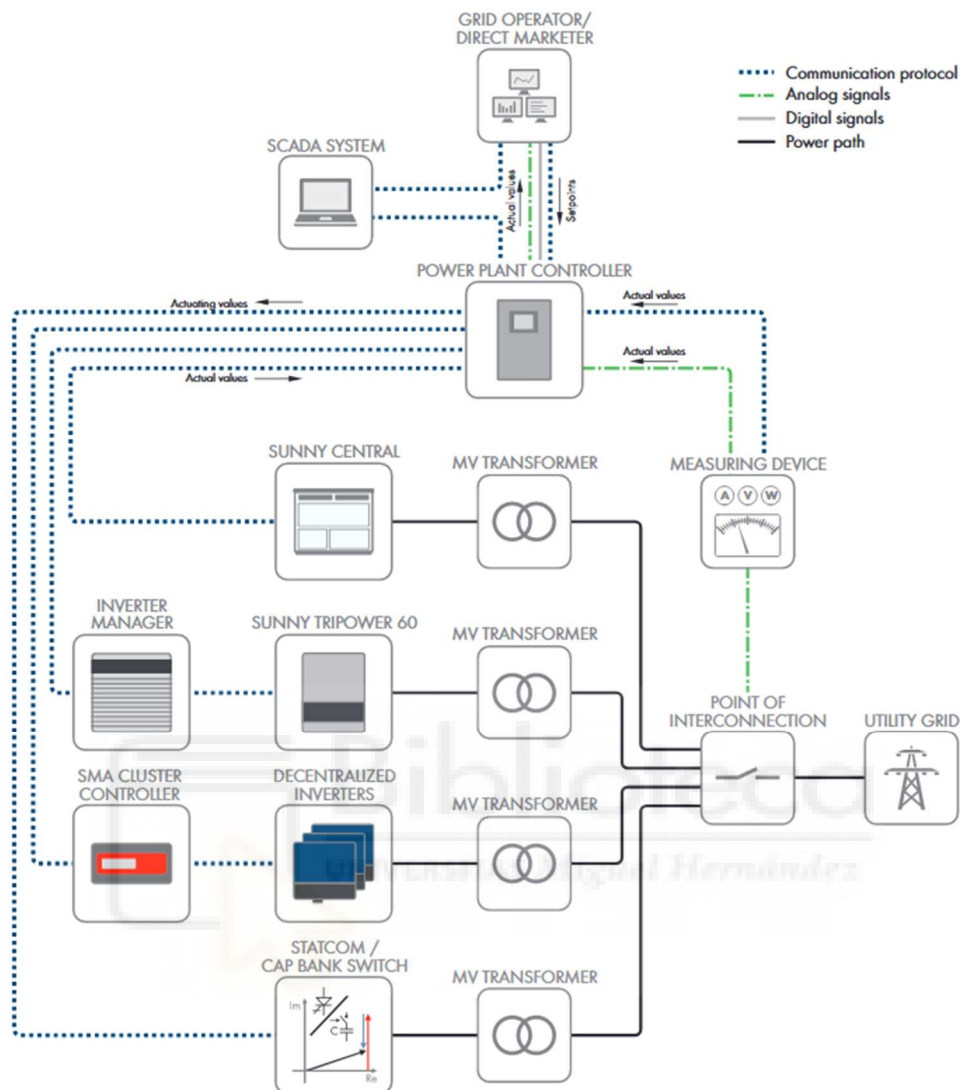
4.5.7. MONITORIZACIÓN.

El sistema elegido será del tipo universal. Que integra las funciones de monitorización de los equipos, con un software de mantenimiento y supervisión basado en la interfaz SCADA. Permite integrar los valores meteorológicos y los datos medidos in situ, para realizar las correcciones convenientes a la instalación.

Los inversores miden la generación energía producida por ellos mismos, mientras que, en el punto de conexión de la instalación, se instalara un equipo de medida con transformadores de intensidad para tomar medida de la energía vertida en el punto de conexión con la red eléctrica. Los datos meteorológicos se medirán en la misma instalación mediante la implantación de una estación meteorológica.

El equipo seleccionado es el Power Plant Controller, del fabricante alemán SMA. Por lo que se garantiza una compatibilidad total con los inversores.





Esquema de conexiones de la planta y su integración con la monitorización.

Fuente. SMA.

4.6. CONFIGURACIÓN DE STRINGS.

La interconexión de los módulos fotovoltaicos puede realizarse tanto en serie como en paralelo, para llegar a la potencia deseada. En nuestro caso, no vamos a conectar módulos en paralelo. Crearemos cadenas conectadas en serie, que se conectarán directamente al inversor. Y será el propio equipo, el que junte de forma paralela las entradas de los diferentes mppt.

4.6.1. NÚMERO DE MÓDULOS EN SERIE.

La tensión nominal de una cadena fotovoltaica se determina por la suma de las tensiones de los módulos que lo componen. Para configurar las cadenas debemos tener dos condiciones:

- La máxima tensión que puede alcanzar un módulo es su tensión de circuito abierto, V_{oc} , y será la que limite la cantidad máxima de módulos a colocar en serie. Nos proporcionará el número máximo de módulos posible.
- La tensión a máxima potencia, V_{mp} , tiene que estar dentro del rango de funcionamiento del Mppt del inversor. Nos proporcionará el número idóneo para estar en el rango de funcionamiento.

Además, ambos valores deben corregirse según la temperatura y la irradiancia incidente. Ya que los valores que se proporcionan en la ficha técnica son para unas condiciones estándar de medida. (temperatura 25°C e irradiancia 1000 w/m²).

Ya, que el voltaje máximo de los módulos se da en las condiciones más desfavorables de temperatura e irradiancia. Y con el voltaje mínimo sucede todo lo contrario.

4.6.1.1. TEMPERATURA CÉLULAS.

La temperatura de funcionamiento de los módulos, para la que se dan los valores en la ficha técnica, vienen determinados por la temperatura de funcionamiento de las células (TONC). La expresión para el cálculo de la temperatura de funcionamiento es

$$T^{\circ}_{módulo} = T^{\circ}_{amb} + \left(\frac{TONC - 20}{800} \right) * G$$

Donde:

- T°_{amb} : Temperatura ambiente
- TONC: Temperatura de funcionamiento de la célula. Sale de la ficha técnica.
- G: Irradiancia.

En nuestro caso, consideramos la temperatura ambiente en la ubicación varía desde -10°C en invierno y 45°C en verano. Y la irradiancia varía de 100 W/m² a 1000 W/m².

DATOS METEREOLÓGICOS

invierno diciembre	T mínima ambiente	-10	AEMET
	Irradiancia mínima	100	PVGIS
verano junio	T máxima ambiente	45	AEMET
	Irradiancia máxima	1000	PVGIS

Con estos datos de partida, tenemos unas temperaturas de funcionamiento de:

Temperatura de trabajo mínima de la célula (°C)	Temperatura de trabajo máxima de la célula (°C)
-7,375	71,25

4.6.1.2. NÚMERO MÁXIMO DE MÓDULOS.

$$N_{sm\acute{a}x} = \frac{V_{m\acute{a}x \text{ entrada inversor}}}{V_{oc}}$$

Donde:

- V_{máx}: Voltaje máximo entrada al inversor.
- V_{oc}: Voltaje circuito abierto módulo.

Corrección por temperatura, para el voltaje y la intensidad:

$$I_{sc} = G_{ef} \cdot \frac{I_{sc}^*}{G_{stc}} \quad V_{oc}(T_c) = V_{oc}^* + (T_c - T_c^*) \cdot \frac{dV_{oc}}{dT_c}$$

El número máximo de módulos que podremos colocar en serie. Sin que se supere la tensión máxima de entrada al inversor, son 22 módulos.

4.6.1.3. NÚMERO ÓPTIMO DE MÓDULOS.

El número óptimo de módulo difiere del número máximo que soporta el inversor. Ya que en el cálculo anterior se ha utilizado la tensión de circuito abierto, que se da cuando el sistema no esta en funcionamiento. Por tanto, el número óptimo de módulos se calculará mediante los valores de tensión de funcionamiento y con el rango óptimo del inversor para el funcionamiento del Mppt.

$$\frac{V_{mppt \text{ mín. inversor}}}{V_{mp \text{ mín.}}} \leq N_s \leq \frac{V_{mppt \text{ máx. inversor}}}{V_{mp \text{ máx.}}}$$

Ns= Módulos en serie		
14,686	Ns	19,067

Se optará por la configuración de strings de 19 módulos en serie. Siendo esta la máxima que nos permite el inversor.

Resumen cálculos:

Vmp (V)	Imp (A)	Vmp (V) para invierno	Imp (A) para invierno	Vmp (V) para verano	Imp (A) para verano
735,3	17,32	797,194	1,452	646,880	17,721

Voc (V)	Isc (A)	Voc (V) para invierno	Voc (V) para verano	Isc (A) para invierno	Isc (A) para verano
870,2	18,55	943,449	765,558	1,555	18,550

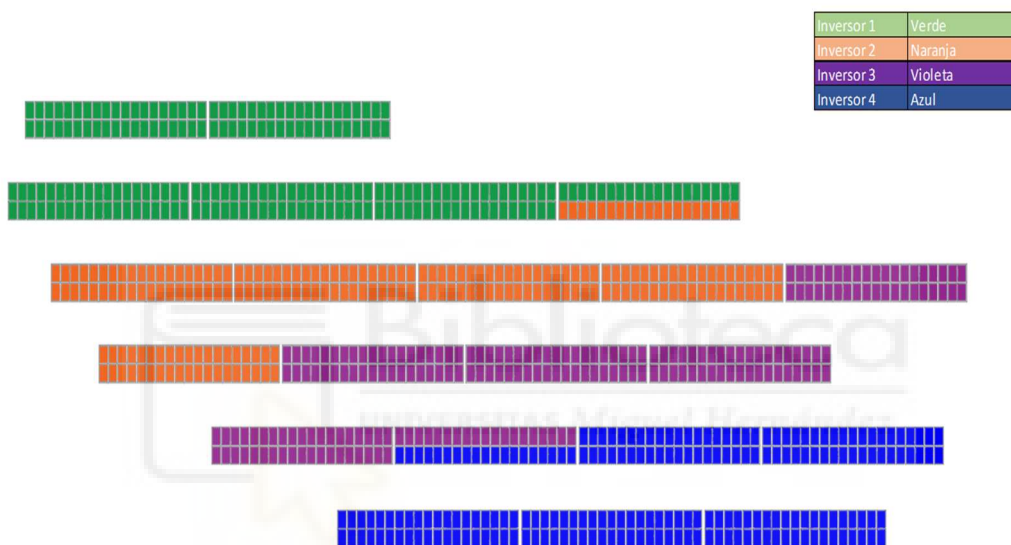
Se justifica así que las cadenas fotovoltaicas diseñadas, trabajarán perfectamente junto con el inversor para las 2 condiciones climáticas más extremas que podemos tener en nuestra ubicación.

4.6.2 CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA.

Para conformar la potencia planteada, se colocarán 836 módulos, que se dividirán en 44 cadenas de 19 módulos cada uno. Las cadenas se distribuirán en los inversores de la siguiente manera:

- INV1: 11 string de 19 módulos.
- INV2: 11 string de 19 módulos.
- INV3: 11 string de 19 módulos.
- INV4: 11 string de 19 módulos.

Quedando equilibrados todos los inversores con la misma carga, manteniendo el sobredimensionamiento del 27% general.



Configuración de cadenas fotovoltaicas.

4.7. DISTANCIA ENTRE FILAS.

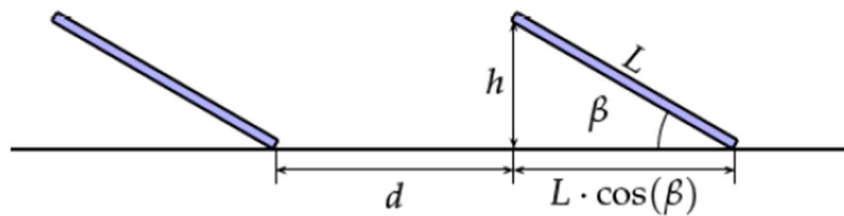
El diseño de las cadenas fotovoltaicas condiciona las dimensiones de la estructura a utilizar. Puesto que la configuración es de cadenas de 19 módulos. Se va a optar por “mesas”, bloques de estructura, con capacidad para 38 módulos. Con dos filas de 19 módulos, en posición vertical.



Diseño de la estructura.

Fuente: Imagen propia.

La distancia para evitar sombras debe ser tal, que durante el medio día del solsticio de invierno (días con el sol más bajo), las filas de módulos no arrojen sombras unas sobre otras.



Representación gráfica.

Fuente: Diseño sistemas fotovoltaicos.

Según el IDAE, debemos mantener un mínimo de cuatro horas del sol en torno al medio día del solsticio de invierno.

Podemos calcular la altura solar en ese momento como:

$$\beta_0 = 90^\circ - \varphi - 23.5^\circ = 28.5^\circ$$

Mientras que podemos obtener la altura h , por trigonometría, sabiendo que L es igual a la longitud de 2 módulos en vertical.

$$h = \text{sen}(30) * L = 2,384 \text{ m}$$

A este resultado se suma la altura de los módulos respecto a tierra, 30 cm.

$$h = 2,684 \text{ m}$$

Obteniendo así el valor de la distancia mínima entre filas.

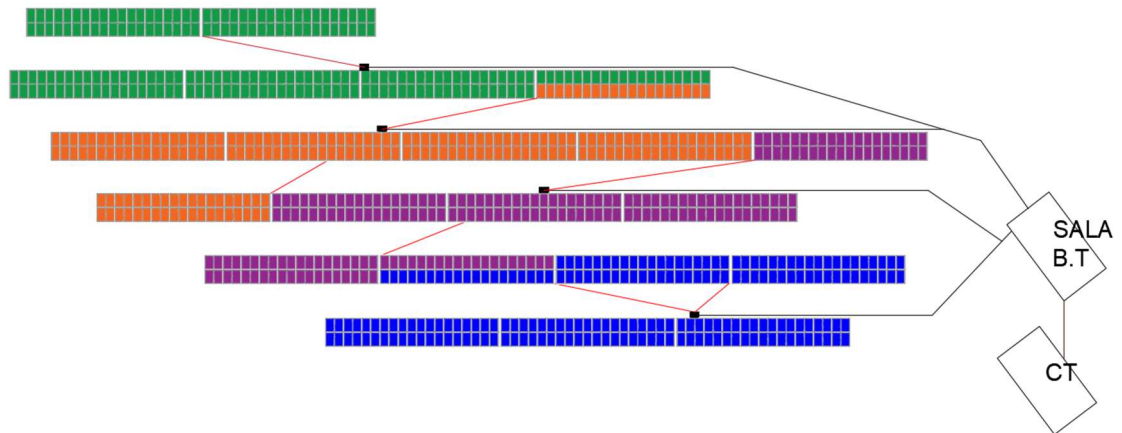
$$d = \frac{h}{\text{tg}(28.5)} = 4,95 \text{ m}$$

La distancia entre el final de una fila y el comienzo de la siguiente será de 5 metros.

Garantizando que no tendremos pérdidas por sombras.

4.8 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN:

Se presenta a continuación, el diseño físico de la instalación y las características generales de la misma.



Dimensionado de la instalación.

Legenda:

- Rojo: Zanja C.C.
- Negro: Zanja C.A.
- Negro: Inversores.
- Módulos: Diferentes colores según inversor al que pertenecen.

Características generales de la instalación

Potencia pico (kWp)	560,12
Nº módulos	836
Nº cadenas	44
Potencia nominal (kWn)	440
Nº de inversores	4
Generación anual (kWh)	965.000

A lo largo de la instalación, se trabajarán diferentes tensiones e intensidades. Para cada tramo, debe elegirse el aislamiento correcto para el cableado y los equipos. En función de la tensión.

Tramos	Tensión (V)	Intensidad (A)	Aislamiento (kV)
Módulos-inversor	735	18,55	1,5/1,8 kV
Inversor-cuadro C.A.	400	159	0,6/1 kV

4.9. CÁLCULO DE SECCIONES.

Los cálculos se realizarán según la ITC-BT 19 y la ITC-BT 40 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Así como con norma UNE HD 60364-7-712.

Cableado de CC

Comprende el tramo desde las cadenas fotovoltaicas hasta sus inversores correspondientes. Para determinar la sección, se trabajará con I_{sc} y V_{oc} , como valores de funcionamiento. Siendo estos los mayores valores que pueden alcanzar ambas magnitudes eléctricas y, por tanto, es la situación más desfavorable.

Para determinar la sección de cable adecuada, debemos pasarle 2 criterios. El criterio térmico y el criterio de caída de tensión.

Criterio térmico.

La intensidad máxima admisible por el conductor debe ser mayor que la máxima corriente proveniente del módulo. Por tanto:

$$I \geq 18,55 \text{ A}$$

Considerando tipo de montaje F, en bandeja ventilada, tenemos que con una sección de 4 mm², 44 A, sería suficiente. (tabla Anexo C, UNE-HD-60.364-5-52). Pero los

valores obtenidos de las tablas son para unas condiciones específicas de 40 °C.

Aplicaremos un factor de corrección de 0,96, que corresponde a una temperatura ambiente de 45 °C.

Dado que para una sección de 4mm², la intensidad admisible es de 44 A. Corregida, 44 A * 0,96= 42,24 A. No se considera necesario aplicar factor de corrección con agrupación de circuitos eléctricos, pues hay suficiente espacio en las canalizaciones.

Cruces de una cadena a otra

Según indica la ITC BT 07, la sección mínima que se puede utilizar en conductos enterrados es de 6 mm² si el cable es de cobre. El caso más desfavorable de instalación, en cuanto intensidad máxima admisible, será cuando en una misma zanja se canalizan 2 tubos, con 2 circuitos eléctricos cada uno de ellos.



Criterio de caída de tensión.

En una instalación fotovoltaica, hay que mantener un máximo de caída de tensión de 1,5%.

Para una línea de CC, aplicamos el método de cálculo para una línea monofásica, en función de la potencia:

$$S = \frac{2 * L * P}{c * e * V^2} * 100$$

Donde:

- L: longitud cable.
- P: potencia cadena fotovoltaica.

- c: conductividad del conductor.
- e: caída de tensión en tanto por ciento.
- V: Vmp cadena de string

Dado que la distancia máxima en la parte de CC será de 70 m. Podemos calcular la sección mínima para limitar la c.d.t a 1,5%. Tenemos una sección mínima de 3,92 mm². La sección mínima para utilizar en módulos fotovoltaicos será de 4mm². Por tanto, será esta la elegida para las canalizaciones en bandeja y 6mm² para las canalizaciones en zanja.



INVERSOR 1

	Módulos	Potencia (W)	Imp (A)	Vmp (V)	Sección (mm2)	Longitud (m)	Montaje	c.d.t (%)
S.1	19	12.730	17,32	735,3	6	54	D	0,76
S.2	19	12.730	17,32	735,3	6	54	D	0,76
S.3	19	12.730	17,32	735,3	6	54	D	0,76
S.4	19	12.730	17,32	735,3	6	54	D	0,76
S.5	19	12.730	17,32	735,3	4	53	F	1,11
S.6	19	12.730	17,32	735,3	4	29	F	0,61
S.7	19	12.730	17,32	735,3	4	27	F	0,57
S.8	19	12.730	17,32	735,3	4	53	F	1,11
S.9	19	12.730	17,32	735,3	4	55	F	1,16
S.10	19	12.730	17,32	735,3	4	31	F	0,65
S.11	19	12.730	17,32	735,3	4	29	F	0,61

INVERSOR 2

	Módulos	Potencia (W)	Imp (A)	Vmp (V)	Sección (mm2)	Longitud (m)	Montaje	c.d.t (%)
S.1	19	12.730	17,32	735,3	6	49	D	0,69
S.2	19	12.730	17,32	735,3	4	50	F	1,05
S.3	19	12.730	17,32	735,3	4	24	F	0,50
S.4	19	12.730	17,32	735,3	4	30	F	0,63
S.5	19	12.730	17,32	735,3	4	56	F	1,18
S.6	19	12.730	17,32	735,3	4	52	F	1,09
S.7	19	12.730	17,32	735,3	4	26	F	0,55
S.8	19	12.730	17,32	735,3	4	32	F	0,67
S.9	19	12.730	17,32	735,3	4	58	F	1,22
S.10	19	12.730	17,32	735,3	6	49	D	0,69
S.11	19	12.730	17,32	735,3	6	50	D	0,70

INVERSOR 3

	Módulos	Potencia (W)	Imp (A)	Vmp (V)	Sección (mm2)	Longitud (m)	Montaje	c.d.t (%)
S.1	19	12.730	17,32	735,3	6	64	D	0,90
S.2	19	12.730	17,32	735,3	6	62	D	0,87
S.3	19	12.730	17,32	735,3	4	43	F	0,90
S.4	19	12.730	17,32	735,3	4	20	F	0,42
S.5	19	12.730	17,32	735,3	4	40	F	0,84
S.6	19	12.730	17,32	735,3	4	45	F	0,95
S.7	19	12.730	17,32	735,3	4	22	F	0,46
S.8	19	12.730	17,32	735,3	4	42	F	0,88
S.9	19	12.730	17,32	735,3	6	56	D	0,78
S.10	19	12.730	17,32	735,3	6	56	D	0,78
S.11	19	12.730	17,32	735,3	6	58	D	0,81

INVERSOR 4

	Módulos	Potencia (W)	Imp (A)	Vmp (V)	Sección (mm2)	Longitud (m)	Montaje	c.d.t (%)
S.1	19	12.730	17,32	735,3	6	38	D	0,53
S.2	19	12.730	17,32	735,3	6	38	D	0,53
S.3	19	12.730	17,32	735,3	6	50	D	0,70
S.4	19	12.730	17,32	735,3	6	37	D	0,52
S.5	19	12.730	17,32	735,3	6	37	D	0,52
S.6	19	12.730	17,32	735,3	4	59	F	1,24
S.7	19	12.730	17,32	735,3	4	34	F	0,71
S.8	19	12.730	17,32	735,3	4	26	F	0,55
S.9	19	12.730	17,32	735,3	4	60	F	1,26
S.10	19	12.730	17,32	735,3	4	35	F	0,74
S.11	19	12.730	17,32	735,3	4	28	F	0,59

Cableado de CA.

Comprende el tramo desde los inversores hasta el cuadro de protecciones, ubicado en la caseta en la zona sur del terreno. Y también el tramo desde el cuadro de protecciones hasta el centro de transformación. Según la ITC-40 del REBT, la intensidad de salida del inversor debe estar mayorada un 125% para el cálculo de la sección admisible del cable.

Datos de partida:

- Voltaje salida del inversor: 400 V.
- Intensidad de salida del inversor: $159 \text{ A} * 1,25 = 198,75 \text{ A}$

Se aplican los mismos criterios.

Criterio térmico.

La intensidad máxima admisible del conductor debe ser superior a la intensidad de salida del inversor, mayorada un 125%.

Por tanto:

$$I \geq 198,75 \text{ A}$$

Considerando tipo de montaje D, enterrado bajo tubo, de (tabla Anexo C, UNE-HD-60.364-5-52), podemos ver que con una sección de 150 mm², 230 A, sería suficiente. Pero los valores de la tabla son para unas condiciones específicas:

- Resistividad térmica de 1,5 K*m/W
- Temperatura del terreno de 25°C.

Aplicamos un factor de corrección de 1, ya que los cables se encuentran por debajo de la zanja, a una temperatura menos cambiante, se prevé una temperatura del terreno de 25 ° C. Se utilizará cable de sección 150 mm² en aluminio, que permite una corriente admisible de 230 A.

Criterio de caída de tensión.

Al igual que en la parte de CC, en la parte de CA debemos mantener un máximo de 1,5% de caída de tensión.

Para el cálculo de una línea de CA trifásica, en función de la potencia:

$$S = \frac{L * P}{c * e * V^2}$$

Donde:

- L: longitud cable.
- P: potencia cadena fotovoltaica.
- C: conductividad del conductor.
- e: caída de tensión en tanto por ciento.
- V: Tensión de línea, sistema trifásico.

De la misma forma que para el cableado de C.C, podemos calcular la sección mínima para limitar la caída de tensión en 1,5%.

TRAMO

	Potencia (W)	Intensidad (A)	Voltaje (V)	Sección (mm2)	Longitud (m)	Montaje	c.d.t (%)
Inv1-Cuadro C.A	110.000	198,75	400	240	155	D	1,27
Inv2-Cuadro C.A	110.000	198,75	400	240	100	D	0,82
Inv3-Cuadro C.A	110.000	198,75	400	240	80	D	0,65
Inv4-Cuadro C.A	110.000	198,75	400	240	60	D	0,49
Cuadro C.A. - C.T	440.000	795	400	960	35	D	0,29

Las secciones calculadas ya incluyen los cambios reflejados en el apartado siguiente.

4.10. CANALIZACIONES

En la parte de CC, tenemos que calcular el tubo a instalar en los strings que cruzan de fila a fila, pues van enterrados. Con montaje tipo D, para 2 circuitos eléctricos por tubo. Nos arroja un diámetro exterior de 50 mm². Ya que un mismo conducto canalizará 2 circuitos, hay que aplicar un coeficiente de 0,75 y, como también se instalarán 2 tubos en la zanja (caso más desfavorable) se aplicará también un coeficiente de 0,9 para tubos separados 25 cm.

En la parte de C.A, la instalación irá en un montaje tipo D, enterrado bajo tubo. Se instalará un tubo por cada 2 circuitos eléctricos. (tenemos 4 circuitos 1 cada inversor). Reduciendo la anchura de la zanja a realizar. Para este tipo de montaje, la ITC-21 del REBT nos arroja un diámetro exterior de los tubos de 250 mm².

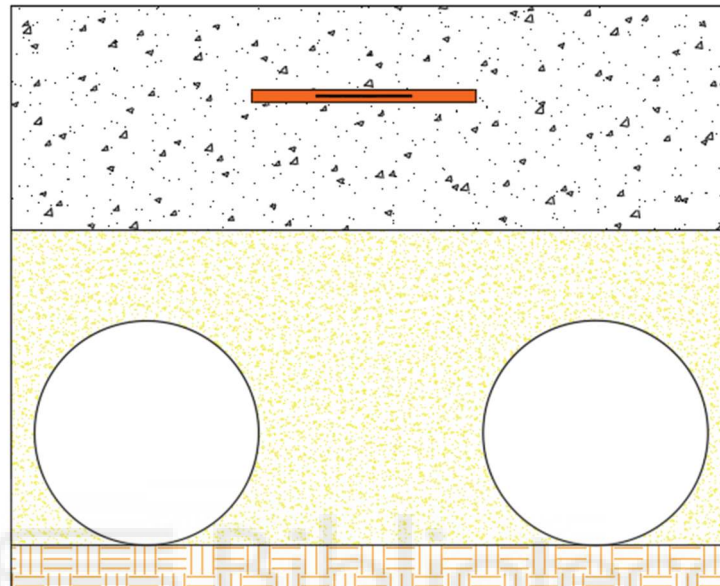
Puesto que un mismo conducto canalizará 2 circuitos, se debe aplicar un coeficiente de reducción por agrupamiento. Se aplicará un coeficiente de 0,75 considerando que todos los cables están en contacto dentro del tubo. También se ha de aplicar un coeficiente de reducción debido a la distancia de los tubos. Los tubos estarán separados 0.25 m uno de otro, lo que corresponde a un coeficiente de 0,9.

Aplicando ambos coeficientes a la sección de 150 mm² seleccionada, comprobamos que no cumple los requisitos. Se escoge la sección superior, 240 mm². Esta tiene una intensidad admisible de $305 \text{ A} * 0,90 * 0,75 = 205,875 \text{ A}$. Esta sección si cumple.

En el tramo desde el cuadro de C.A hasta el centro de transformación, es exactamente igual que el tramo anterior. Se utilizarán 4 circuitos con sección de 240 mm², canalizados en 2 tubos de 250 mm² separados 0,25 m uno de otro.

4.6.1. ZANJAS

Se realizarán según las disposiciones mínimas de la ITC BT 07 y siguiendo la descripción realizada en el apartado 4.10.



Diseño zanja con 2 tubos para la parte de C.A.

Realizado con AutoCAD.

4.11. CÁLCULO DE PUESTA A TIERRA.

Para el cálculo, se ha tenido en cuenta lo indicado en la ITC BT -18. La puesta a tierra debe tener una resistencia de tierra tal, que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V. El valor de 24 V se corresponde con el valor asociado a un local mojado, a la intemperie, o un emplazamiento conductor.

El valor de la resistencia de tierra de los electrodos se calcula a partir del valor de la resistividad del terreno. Para conductores enterrados horizontalmente, tenemos que:

$$R = \frac{2 * \rho}{L}$$

La resistividad del terreno se obtiene de la ITC 18. Para nuestro caso, Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes. Su valor es de 500 ohmios*m.

Utilizando toda la longitud de la zanja procedente del inversor 1, unos 100 m:

$$R = 10 \text{ ohm}$$

Con la resistencia calculada, hay que comprobar si el valor es el correcto para activar las protecciones ante contactos indirectos. La intensidad de defecto máxima será de 300 mA, que es el valor de corriente de fuga al que se activan los bloques diferenciales.

$$R < \frac{U_d}{I_{\Delta n}}$$

Donde:

- Ud: tensión de contacto: 24 V
- I: corriente de disparo de la protección: 300 mA

$$10 < \frac{24}{0.3}; \quad 10 \text{ ohm} < 80 \text{ ohm}$$

Se verifica por tanto para la puesta a tierra, que no se darán tensiones de contacto superiores a 24 V y se garantiza la actuación de las protecciones ante corrientes de fuga.

4.11.1. CONDUCTORES DE PROTECCIÓN.

La sección necesaria se calcula de acuerdo con la ITC BT 18. Teniendo en cuenta las diferentes secciones de fase que tenemos en nuestro proyecto. Eligiendo para cada tramo su correspondiente conductor de protección.

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

Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase.

Tramos:

- Parte de C.C, puesto que se utiliza una sección de 6 mm² para la fase. Se empleará la misma para los conductores de protección.
- Parte de C.A, distinguimos entre:
 - Inversor – Cuadro C.A: Con 240 mm² para los conductores de fase. El de protección debe ser S/2. Se utiliza cable de 120 mm².
 - Cuadro C.A – Centro de transformación: Se utilizarán 2 cables de 240 mm².

4.12. CÁLCULO DE PROTECCIONES.

4.12.1 FUSIBLES

Garantizan la protección contra sobrecargas y cortocircuitos a la entrada del inversor. Su cálculo se realiza según la ITC BT 22 REBT, y con particularidades al tratarse de un sistema fotovoltaico. (UNE HD 60364-7-712)

La corriente nominal de los dispositivos de protección debe ser tal que:

$$1,1 * I_{sc \text{ máx.}} \leq I_n \leq I_{\text{máx fusible}}$$

Donde:

- I_{sc} : intensidad de cortocircuito de la cadena.
- I_n : intensidad nominal fusibles.
- $I_{\text{máx fusible}}$: valor protección contra sobreintensidades del módulos.

$$1,1 * 18,55 \leq I_n \leq 30 \text{ A}$$

Para garantizar la protección contra sobrecarga:

$$I_{adm} \geq I_{sc \text{ máx}}$$

$$42,24 \geq 18,55 \text{ A}$$

Los fusibles de nuestra instalación tendrán una intensidad nominal de 25 A, y estarán ubicados en unas bases portafusibles de 32 A. Se protegerá tanto el cable positivo como el negativo.

4.12.2. CAJA MOLDEADA

Protegen la línea a la salida del inversor (CA), al igual que los fusibles son eficaces contra sobrecargas y cortocircuitos. Pero se incluye también el bloque diferencial, que permite detectar corrientes de fuga.

Frente a sobrecargas:

- 1) $I_b \leq I_n \leq I_z$

- 2) $I_2 \leq 1,45 I_z$, esta condición se cumple siempre e los interruptores magnetotérmicos.

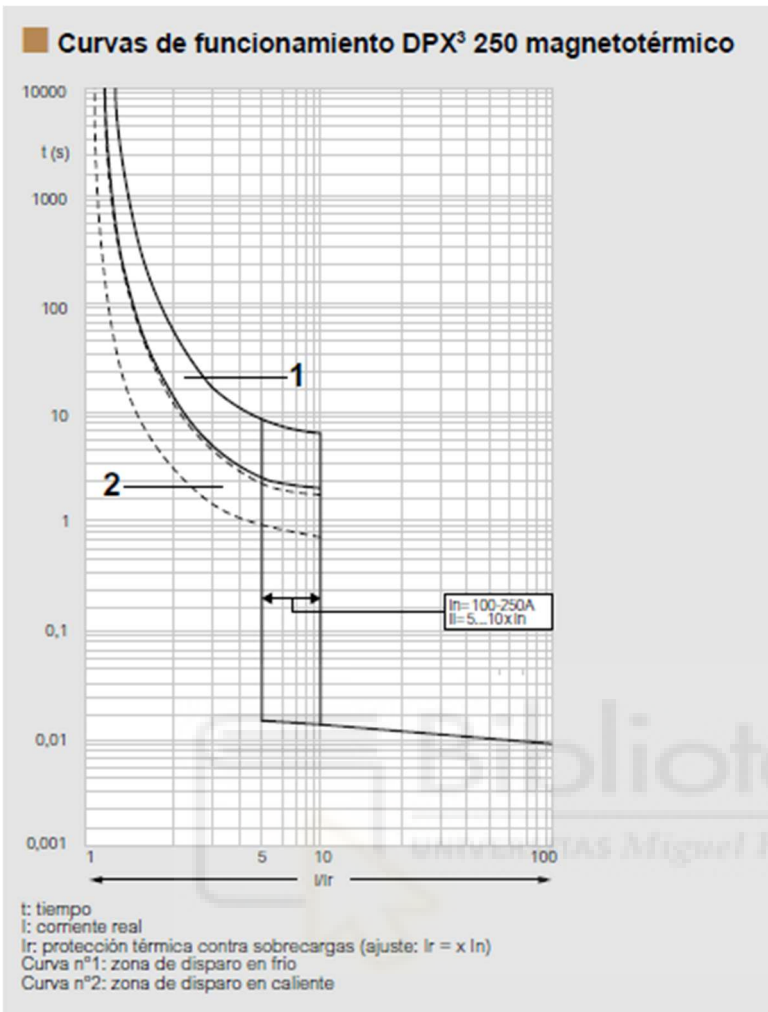
Donde:

- I_b : corriente diseño del circuito.
- I_z : intensidad admisible del cable.
- I_n : corriente nominal del dispositivo de protección.
- I_2 : corriente que asegura la actuación del dispositivo para un tiempo largo.

Se elegirá un el dispositivo de la gama DPX 250 de Legrand, con una intensidad nominal de 250 A, regulable según $0,8 \cdot I_n$. En cabecera del cuadro eléctrico, tendremos un dispositivo DPX 630 A de 1000 A de intensidad nominal, que permita unificar la salida de todos los inversores.

Dado que tenemos dispositivos en cascada, hay que configurar la selectividad de disparo de los relés diferenciales. Para las DPX 250 se seleccionarán 300 mA de corriente de fuga y para la DPX 630 se pondrán 500 mA. Se aplicarán unos retardos de disparo de 0,5 s y 1 s respectivamente.

Respecto a la protección contra cortocircuitos de la caja moldeada, se trata de un interruptor magnetotérmico. De curva tipo C.



Curva C: $I_m = (5 \text{ a } 10) * I_n$

Curva de disparo dispositivo protección.

Fuente: Legrand

Interrupidores automáticos magnetotérmicos diferenciales

Térmico regulable de 0,8 a 1 I_n.
 Magnético regulable de 5 a 10 I_n.
 Diferencial electrónico integrado con pantalla LCD.
 Sensibilidad regulable: 0,03 - 0,3 - 1 - 3 A.
 Disparo regulable: 0 - 0,3 - 1 - 3 s
 (0 s solo con sensibilidad 0,03 A).

Características del dispositivo de protección. Fuente: Legrand

4.12.2.1. PODER DE CORTE.

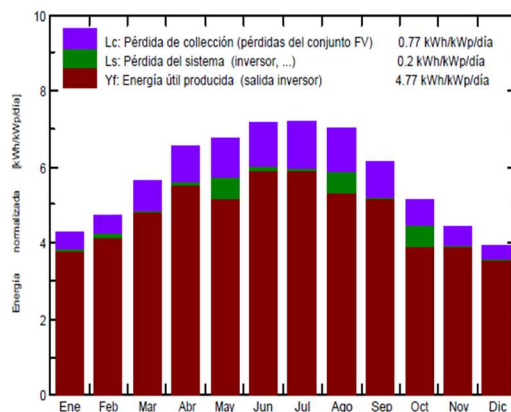
El diseño de esta característica viene definido por la información suministrada por parte de la empresa distribuidora. Que nos da la potencia y la corriente de cortocircuito en el punto de interconexión de la instalación fotovoltaica con la red. De estos valores concluimos que el poder de corte de nuestros equipos será de 50 kA.

5.SIMULACIÓN PVSYS.

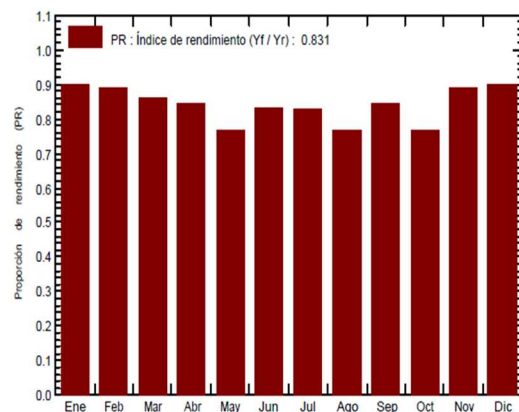
Una vez finalizado el diseño de la instalación, se puede realizar una simulación completa con un software de cálculo. En nuestro caso, utilizaremos PVSYS en su versión 7.0.16 y con la base de datos Metereom 7.3. Gracias a este software, podemos calcular la producción total durante todos los años de vida de la instalación. Incluyendo la degradación anual sufrida por los módulos y como afecta al performance ratio de la planta. Esto es de gran importancia para realizar el estudio económico del proyecto.

La producción anual de la instalación será de 974,80 MWh, durante el primer año. En concordancia con el cálculo estimado realizado en el apartado 4.3.

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 560 kWp



Proporción de rendimiento (PR)

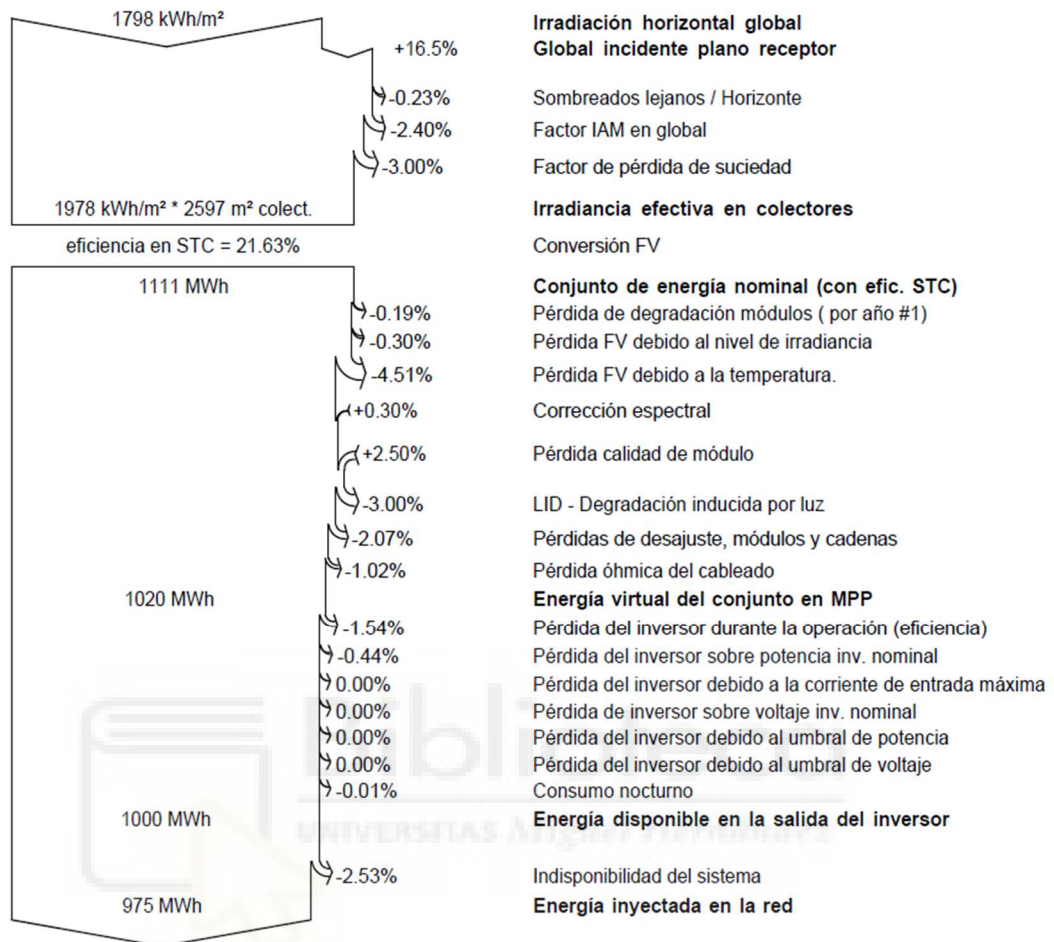


	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	79.6	27.62	10.52	131.9	124.4	67.4	66.3	0.898
Febrero	92.7	36.12	11.81	131.9	124.9	66.6	65.5	0.887
Marzo	141.4	51.75	14.78	174.5	165.1	85.0	83.6	0.856
Abril	180.4	64.48	16.74	196.3	185.3	94.3	92.8	0.844
Mayo	211.7	79.14	20.49	208.8	196.8	99.9	89.7	0.767
Junio	226.6	78.95	24.83	214.5	202.2	101.5	100.0	0.832
Julio	231.0	73.38	27.55	222.6	209.9	104.3	102.7	0.824
Agosto	205.2	71.60	27.60	216.4	204.5	101.9	92.3	0.761
Septiembre	156.2	52.97	23.82	184.5	174.5	88.1	86.7	0.840
Octubre	117.3	44.25	20.28	158.4	149.7	77.6	67.7	0.763
Noviembre	84.7	31.23	14.43	132.7	125.6	67.0	66.0	0.888
Diciembre	71.1	23.83	11.54	121.9	115.4	62.4	61.4	0.900
Año	1797.9	635.34	18.74	2094.4	1978.3	1016.0	974.8	0.831

Legendas:	GlobHor	Irradiación horizontal global	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
	T_Amb	T amb.	E_Grid	Energía inyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Proporción de rendimiento

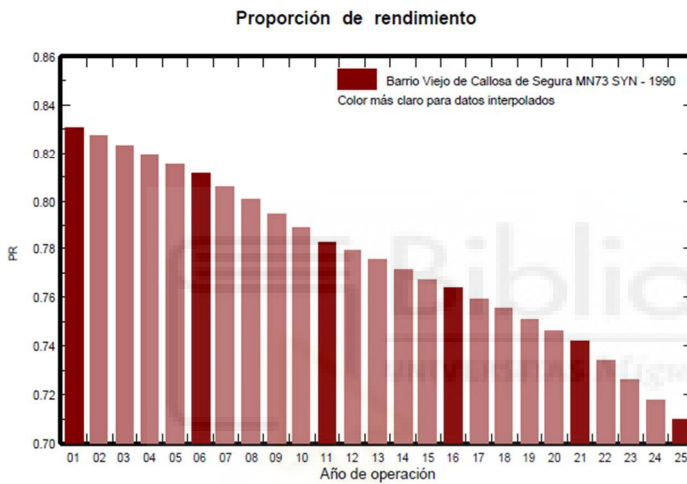
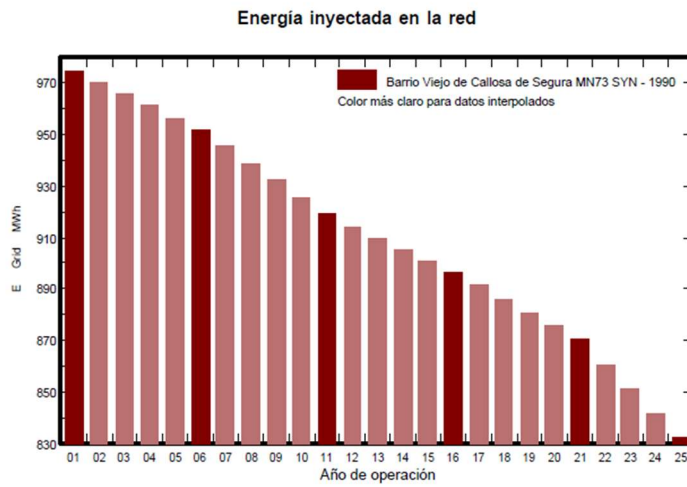
En el siguiente gráfico se muestran las distintas pérdidas que sufre un sistema fotovoltaico. La principal es la debida a la temperatura, de ahí que se realice una corrección por temperatura para realizar los cálculos de string y funcionamiento del inversor.

Diagrama de pérdida durante todo el año



Simulación de envejecimiento:

Contemplamos 25 años de vida del proyecto, con el programa, y se realiza la simulación para los años 1,5,10,15,20 y 25, se interpolarán los años intermedios. Con estos datos podemos calcular todos los indicadores, ajustados a la degradación de los módulos y la pérdida del performance ratio.



Año	#1 E Grid MWh	#1 PR	#1 Pérdida de PR %
1	974.8	0.831	0%
2	970.2	0.827	-0.5%
3	965.6	0.823	-0.9%
4	961.1	0.819	-1.4%
5	956.5	0.815	-1.9%
6	951.9	0.811	-2.3%
7	945.3	0.806	-3%
8	938.7	0.8	-3.7%
9	932.1	0.795	-4.4%
10	925.5	0.789	-5.1%
11	918.9	0.783	-5.7%
12	914.4	0.779	-6.2%
13	909.9	0.776	-6.7%
14	905.4	0.772	-7.1%
15	900.8	0.768	-7.6%
16	896.3	0.764	-8%
17	891.2	0.76	-8.6%
18	886.0	0.755	-9.1%
19	880.8	0.751	-9.6%
20	875.6	0.746	-10.2%
21	870.5	0.742	-10.7%
22	860.9	0.734	-11.7%
23	851.4	0.726	-12.7%
24	841.9	0.718	-13.6%
25	832.4	0.71	-14.6%

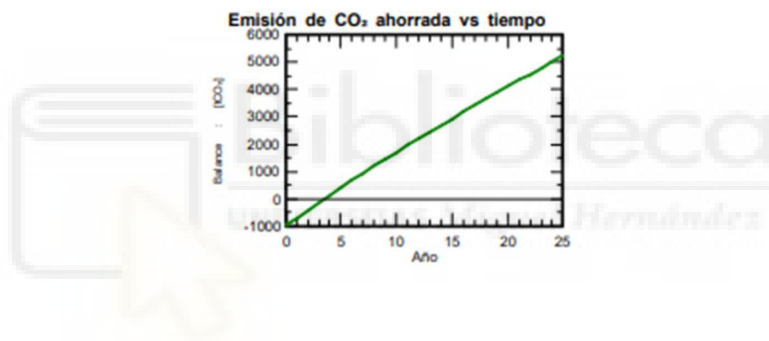
Se puede observar que cada año que pasa, la eficiencia de los módulos va disminuyendo. Lo que provoca que lo haga el rendimiento general de la instalación. Hay gran diferencia entre los primeros años y los últimos, por lo que realizar un estudio económico sin esta simulación. Sería cuanto menos poco preciso.

Por último, se presenta el ahorro de CO₂ estimado. Se refleja la comparativa entre producir energía mediante nuestra instalación fotovoltaica y producir la misma energía aplicando la media de emisiones del mix energético nacional.

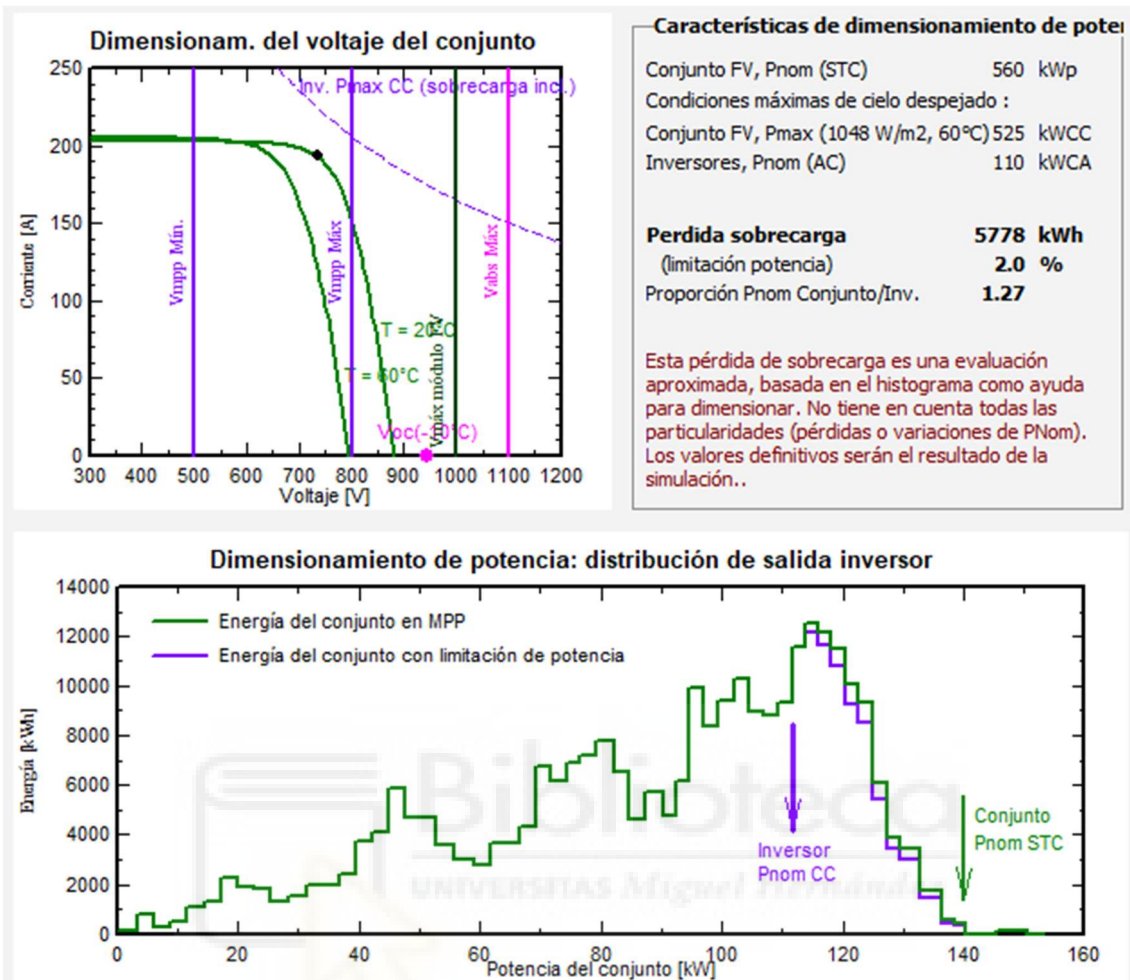
Emisiones generadas	Total:	976.09 tCO₂	
	Fuente:	Cálculo detallado de la siguiente tabla:	
Emisiones reemplazadas	Total:	6994.2 tCO₂	
	Sistema de producción:	974.80 MWh/año	Toda la vida: 25 años
			Degradación anual: 1.0%
	Emisiones del ciclo de vida de la red:	287 gCO ₂ /kWh	
	Fuente:	Lista IEA	País: Spain
Balance de emisiones de CO₂	Total:	5239.7 tCO₂	

Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema:

Artículo	Módulos	Soportes	Inversores
LCE	1713 kgCO ₂ /kWp	1.91 kgCO ₂ /kg	190 kgCO ₂ /unidades
Cantidad	560 kWp	8360 kg	4.00 unidades
Subtotal [kgCO ₂]	959329	16003	759



En el apartado 4, hemos justificado que al sobredimensionar nuestro sistema un 27% no se superaría el 1% de pérdidas por sobre carga en nuestro proyecto. Lo justificamos mediante la simulación completa realizada.



Dimensionamiento de potencia.

6. VIABILIDAD ECONÓMICA.

El análisis económico se realizará teniendo en cuenta los valores de mercado pasados, actuales y esperados a futuro. Se fijan, por tanto, los precios de venta de energía de la siguiente forma:

- Durante los primeros 2 años, el precio será de 0,10 euros / kWh.
- Durante los próximos 20 años el precio de venta será de 0,060 euros / kWh, dándose una reducción del 40%.

6.1. PRESUPUESTO.

En las instalaciones fotovoltaicas, el presupuesto suele tratarse en forma de euro invertido/kWp instalado. El coste por euro/Wp es de 1,04, se ha superado por tanto el coste previsto de la instalación. Debido principalmente a la tasa de impuestos asociada al proyecto. Los costes sin impuestos son de 0,86 euros/Wp. Este coste va en concordancia con los precios actuales en este sector.

Se han previsto unos costes anuales de mantenimiento de 3.500 euros.

Costes de instalación

Módulos FV			
CS7N-670MS	836 unidades	200.00 EUR/unidad	167'200.00 EUR
Soportes para módulos	22 unidades	2'600.00 EUR/unidad	57'200.00 EUR
Inversores			
Sunny Tripower STP 110-60-CORE2	4 unidades	8'700.00 EUR/unidad	34'800.00 EUR
Estudios y análisis			
Ingeniería			25'000.00 EUR
Permisos y otras tarifas admin.			1'500.00 EUR
Instalación			
Costo de instalación global por módulo	836 unidades	120.00 EUR/unidad	100'320.00 EUR
Costo de instalación global por inversor	4 unidades	150.00 EUR/unidad	600.00 EUR
Transporte			1'500.00 EUR
Accesorios, sujetadores			10'000.00 EUR
Cableado			10'000.00 EUR
Conexión a la red			20'000.00 EUR
Caseta de obra			7'000.00 EUR
Centro de Transformación			33'000.00 EUR
Costos del terreno			
Preparación del terreno			10'000.00 EUR
Estudio Geotécnico			5'000.00 EUR
Impuestos			
IVA			101'455.20 EUR
		Total	584'575.20 EUR

Costos de operación

Coste Total	Total (OPEX)	3'500.00 EUR/año 3'500.00 EUR/año
-------------	---------------------	--------------------------------------

En el presupuesto se han incluido varios costes que no se reflejan en el proyecto, con el fin de realizar la viabilidad económica lo más ajustada con la realidad posible. Como, por ejemplo:

- Centro de transformación.
- Conexión a la red de distribución.
- Preparación del terreno.
- Estudio geotécnico.
- Accesorios, como podrían ser los sistemas de vigilancia o el vallado de la finca.
Y la caseta de obra.

6.2 INDICADORES.

Son las magnitudes, que una vez conocidas, nos permiten evaluar la viabilidad económica de una inversión a realizar. Su cálculo se realizará con el software PVSYST.

- **VALOR ACTUAL NETO (VAN)**

Mide el aporte económico de un proyecto a los inversionistas. Refleja el aumento o disminución de la riqueza de estos, al participar en el proyecto en cuestión.

El valor en el año 25 será de 771.287,00 euros.

- **AMORTIZACIÓN.**

Al realizar la inversión, uno de los datos que mas se desea conocer, junto con la tasa interna de retorno, es el número de años de amortización. Que nos indican en cuanto tiempo los beneficios de nuestra instalación nos permitirán recuperar el coste de inversión y empezar a generar beneficios. La amortización se calcula de la siguiente forma:

$$\text{amortización (años)} = \frac{\text{coste instalación}}{\text{Beneficio anual}}$$

El periodo de amortización será de 9,4 años.

- **RETORNO DE LA INVERSIÓN.**

Mide el rendimiento económico que se obtiene al realizar una inversión en un periodo determinado.

En nuestro proyecto será del 132%.

- **LEVELIZED COST OF ENERGY (LCOE)**

Es el precio que nos cuesta generar cada kWh, teniendo en cuenta la vida de la planta y el coste total de la misma, incluyendo la instalación y el mantenimiento. Siendo este último un coste anual y previsiblemente constante durante el tiempo.

Se calcula según la siguiente expresión:

$$LCOE = \frac{\text{Coste durante toda la vida de la instalación}}{\text{Electricidad producida durante toda la vida útil}}$$

El coste de cada kWh producido por la planta será de 0.03 euros/kWh.

Resultados financieros con software de cálculo:

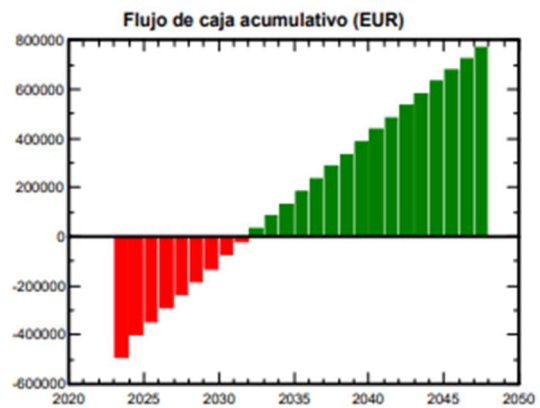
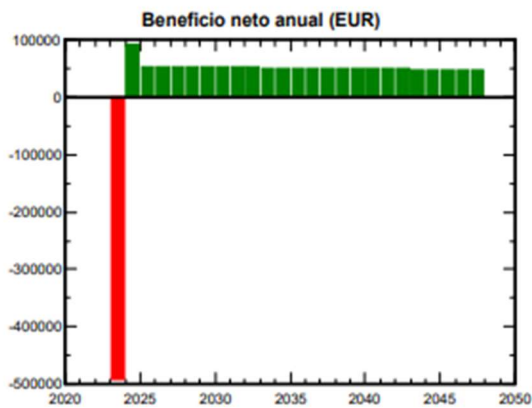
Retorno de la inversión

Período de recuperación
 Valor presente neto (VPN)
 Retorno de la inversión (ROI)

9.4 años
771'286.73 EUR
131.9 %

Resultados económicos detallados (EUR)

	Ingresos brutos	Costos de func.	Subsidio de amortización	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de impuesto	Cumul de lucro	% amorti.
2023	97'480	3'500	0	93'980	0	93'980	-490'596	16.1%
2024	97'022	3'500	0	93'522	0	93'522	-397'074	32.1%
2025	57'939	3'500	0	54'439	0	54'439	-342'635	41.4%
2026	57'664	3'500	0	54'164	0	54'164	-288'471	50.7%
2027	57'390	3'500	0	53'890	0	53'890	-234'581	59.9%
2028	57'115	3'500	0	53'615	0	53'615	-180'966	69.0%
2029	56'720	3'500	0	53'220	0	53'220	-127'746	78.1%
2030	56'324	3'500	0	52'824	0	52'824	-74'922	87.2%
2031	55'928	3'500	0	52'428	0	52'428	-22'494	96.2%
2032	55'533	3'500	0	52'033	0	52'033	29'539	105.1%
2033	55'137	3'500	0	51'637	0	51'637	81'176	113.9%
2034	54'867	3'500	0	51'367	0	51'367	132'543	122.7%
2035	54'597	3'500	0	51'097	0	51'097	183'639	131.4%
2036	54'326	3'500	0	50'826	0	50'826	234'465	140.1%
2037	54'056	3'500	0	50'556	0	50'556	285'021	148.8%
2038	53'786	3'500	0	50'286	0	50'286	335'307	157.4%
2039	53'475	3'500	0	49'975	0	49'975	385'282	165.9%
2040	53'163	3'500	0	49'663	0	49'663	434'945	174.4%
2041	52'852	3'500	0	49'352	0	49'352	484'297	182.8%
2042	52'541	3'500	0	49'041	0	49'041	533'338	191.2%
2043	52'230	3'500	0	48'730	0	48'730	582'068	199.6%
2044	51'660	3'500	0	48'160	0	48'160	630'228	207.8%
2045	51'090	3'500	0	47'590	0	47'590	677'818	216.0%
2046	50'520	3'500	0	47'020	0	47'020	724'837	224.0%
2047	49'949	3'500	0	46'449	0	46'449	771'287	231.9%
Total	1'443'362	87'500	0	1'355'862	0	1'355'862	771'287	231.9%



7. CONCLUSIONES.

Como se ha podido ver en los apartados de este trabajo, la realización de una instalación fotovoltaica supone una muy buena inversión para los promotores de esta, a la vez que tiene varias ventajas sobre otras tecnologías de generación integradas en el mix eléctrico nacional. La inversión realizada se amortizará antes de la finalización del periodo de garantía expedido por el fabricante de los equipos, lo que nos da un beneficio extra, pues cualquier problema podría ser cubierto. El coste de la energía se estima en 3 céntimos por cada kWh generado, lo que suponen un abaratamiento bastante grande respecto a otras tecnologías y que suponen abaratar el precio medio del mercado en las horas en las que entran en funcionamiento estas tecnologías.

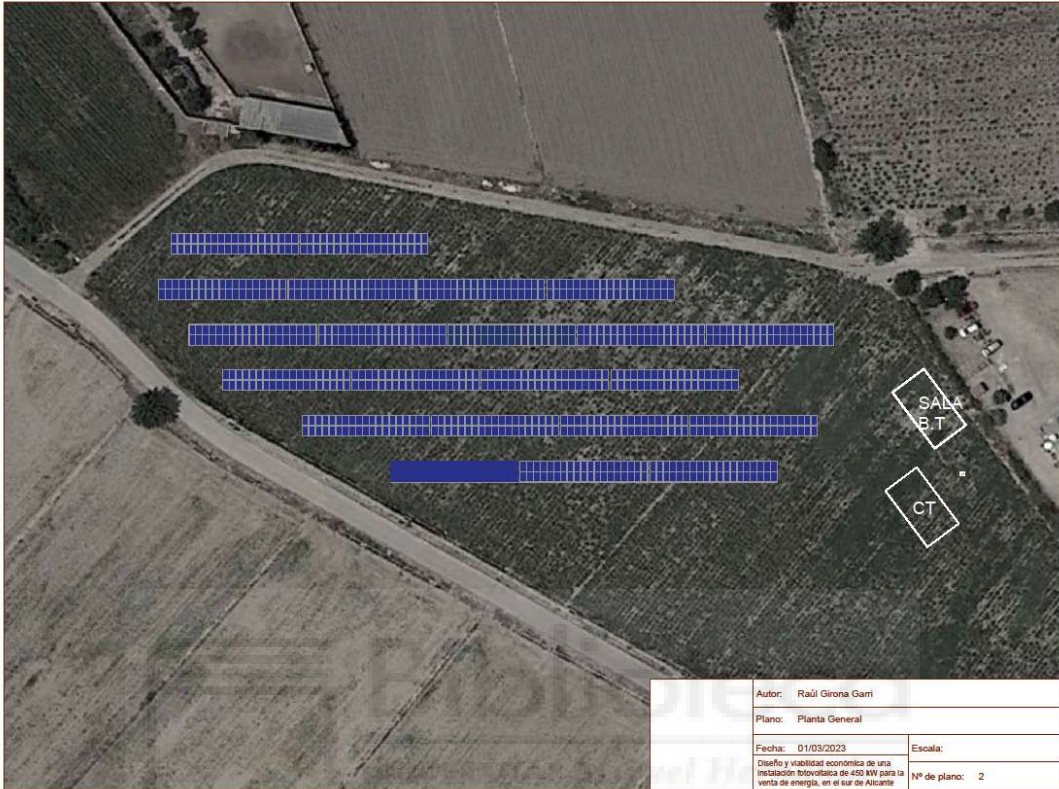
El diseño de la planta nos asegura que no interfiere prácticamente con el medio donde se realiza, y como está comprobado por diferentes estudios, tanto a nivel nacional como internacional, en algunos casos puede ser incluso beneficiosa.

El principal problema de este tipo de proyectos son los trámites administrativos, no mencionados en este trabajo, y la poca capacidad existente en los nudos de la red eléctrica. Existe mucha más demanda de capacidad que oferta, lo que limita la posibilidad de integrar nuevas plantas con la red. Respecto a la administración, un proyecto de estas características podría demorarse unos 2 años en el tiempo desde su planificación a su puesta en marcha definitiva, mientras que la construcción de este podría realizarse en un par de meses.

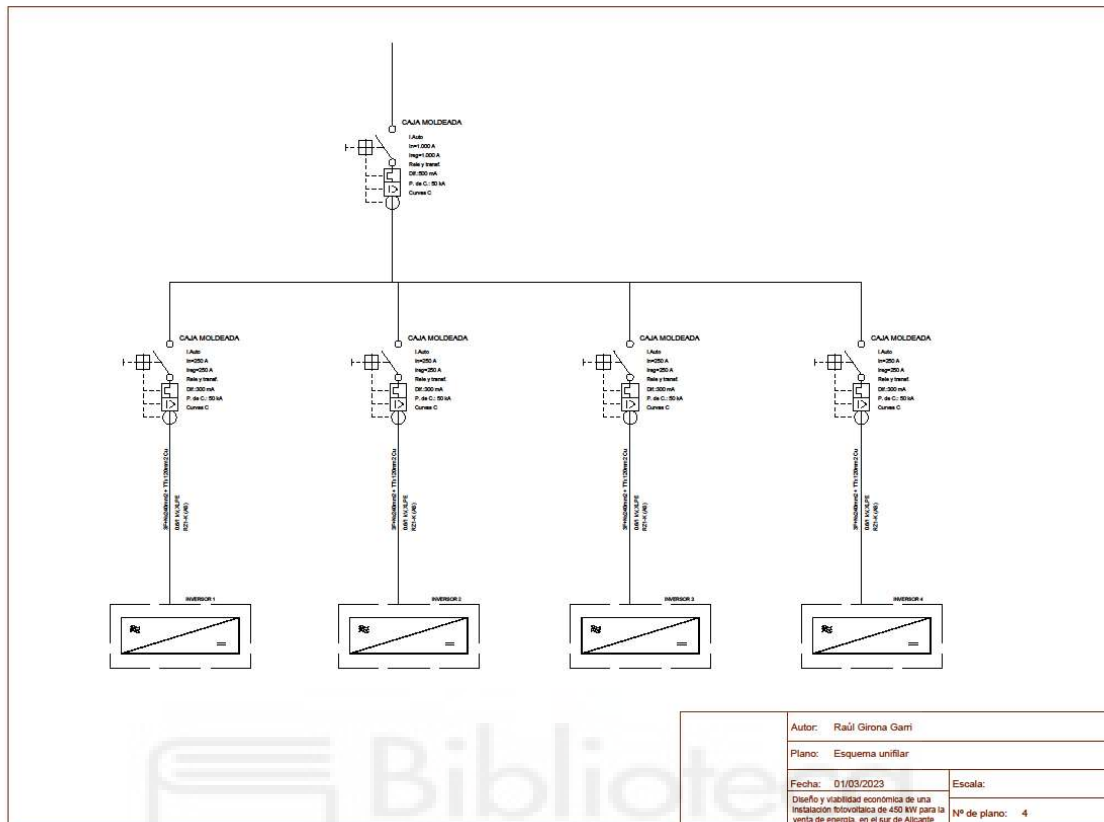
Dado que este proyecto no es de mucha potencia, tiene más posibilidades de poder tener capacidad de acceso a la red y poder verter su energía. Y al estar por debajo de los 500 kW nominales, tiene ciertas ventajas en la tramitación administrativa que permiten que su puesta en marcha se realice antes.

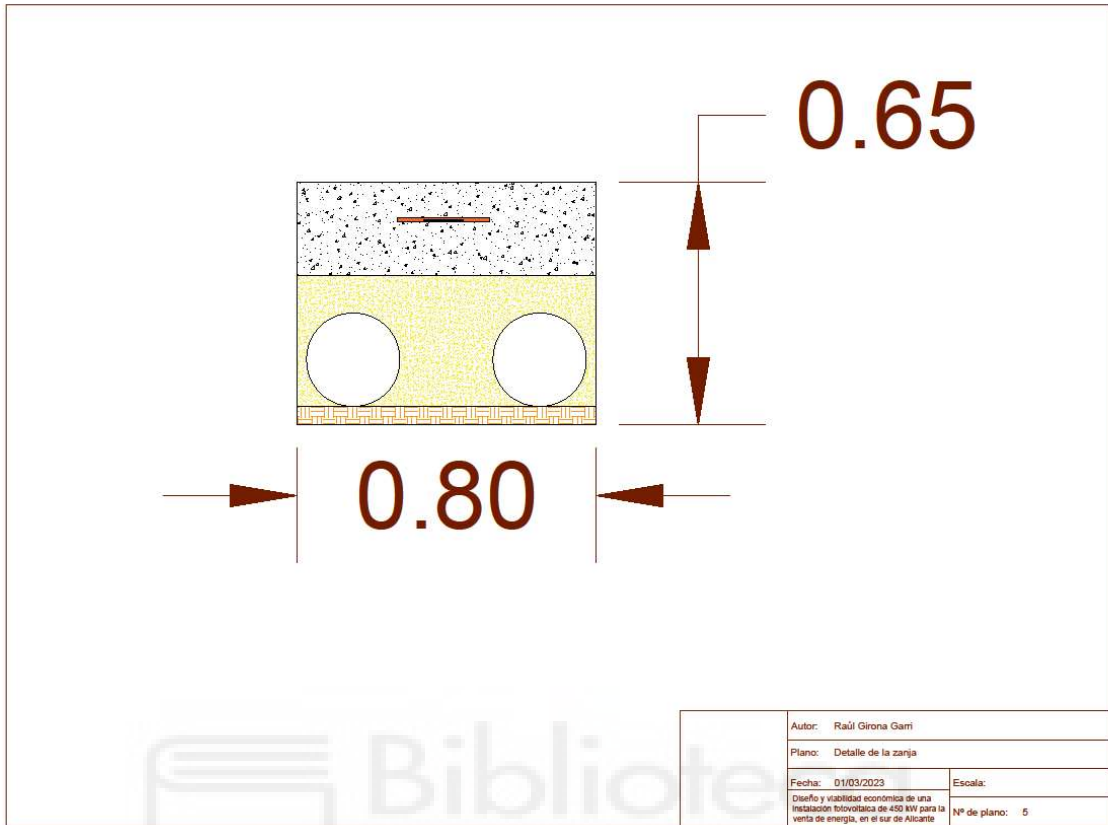
ANEXO 1. Planos











ANEXO 2. Fichas técnicas.

HiKu7 Mono PERC

640 W ~ 670 W
CS7N-640 | 645 | 650 | 655 | 660 | 665 | 670MS

MORE POWER

- Module power up to 670 W
Module efficiency up to 21.6 %
- Up to 3.5 % lower LCOE
Up to 5.7 % lower system cost
- Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
- Better shading tolerance

MORE RELIABLE

- 40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate
- Minimizes micro-crack impacts
- Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

- Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship***
- Linear Power Performance Warranty***

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.55%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way

* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 70 GW of premium-quality solar modules across the world.

* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

SUNNY TRIPOWER CORE2 STP 110-60



Mayor flexibilidad

- Para grandes instalaciones de tejado y en campos abiertos hasta el rango de los MW
- 12 seguidores del MPP
- 24 strings con conectores de enchufe Sunclix de 1100 V CC
- Función de protección contra arco voltaico integrada (AFCI)

Mayor potencia

- 110 kW para estándar de 400 V CA
- Rápida puesta en marcha sin DC-Combiner adicional
- Rendimiento máximo del 98,6 %

Mayor rendimiento

- Servicio de monitorización premium para un rendimiento fiable de la planta
- El máximo rendimiento gracias a una solución de software integrada SMA ShadeFix

Mayor integración del sistema

- Flexible y ampliable de cara al futuro en SMA Energy System Business
- Gestión de la energía integral con enmaxOS
- Gran seguridad de IT

SUNNY TRIPOWER CORE2

Diseño de la planta flexible y el máximo rendimiento gracias a funciones integradas

Diseño de la planta flexible para plantas fotovoltaicas comerciales mayores: el Sunny Tripower CORE2 es el inversor ideal para estructuras de plantas descentralizadas hasta el rango de los megavatios. Con una potencia de 110 kilovatios, 24 strings y 12 seguidores del MPP, el Sunny Tripower CORE2 permite un grado de cobertura solar especialmente elevado durante el transcurso del día en plantas en campo abierto, así como con diferentes inclinaciones en los tejados. La solución de software integrada SMA ShadeFix optimiza en todo momento el rendimiento de la planta de forma automática, incluso con módulos parcialmente a la sombra. El servicio de monitorización automática SMA Smart Connected, gracias a una detección de averías precoz, ofrece también el máximo rendimiento de la planta fotovoltaica. La función de protección contra arco voltaico integrada AFCI contribuye a una mayor seguridad.

Con el Sunny Tripower CORE2 como componente central del SMA Energy System Business, los instaladores y los operadores de la planta se benefician de componentes de alta calidad de un mismo proveedor y de las posibilidades de ampliación a futuro con soluciones de almacenamiento de SMA.



TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K

Cable solar certificado TÜV.

NORMAS DE REFERENCIA: EN 50618/ IEC 62930 / UTE C 32-502



Cca

APLICACIÓN

El cable TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K está certificado por TÜV según la norma EN 50618 y por AENOR según la norma IEC 62930. Es adecuado para instalaciones solares fijas y móviles (huertos solares, instalaciones solares en tejados, autoconsumo y plantas flotantes).

Se trata de un cable muy flexible especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor. Es compatible con la mayoría de los conectores. Gracias a las prestaciones de sus materiales puede ser instalado a la intemperie o directamente enterrado en plenas garantías.

CONSTRUCCIÓN

Conductor

Cobre electrolítico recocido y estañado, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228.

Aislamiento

Aislamiento de goma reticulada de baja emisión de humos y libre de halógenos (LSHF).

Aislamiento según tabla B1, Anexo B de norma EN 50618 e IEC 62930.

Cubierta

Goma flexible de baja emisión de humos y libre de halógeno (LSHF), según tabla B1, Anexo B de norma EN 50618 e IEC 62930.

Color rojo o negro.

CARACTERÍSTICAS

- ⚡ **Características eléctricas**
Baja tensión: 1,5/1,5 (1,8) kV DC.
1,0/1,0 kV AC.
- 🔥 **Características térmicas**
Temperatura máxima del conductor: 120 °C durante 20.000 h.
Temperatura máxima en cortocircuito: 250 °C (máximo 5 s).
Temperatura mínima de servicio: -40 °C (estático con protección).
- 💧 **Características frente al fuego**
No propagador de la llama según UNE-EN 60332-1-2 / IEC 60332-1-2.
No propagador del incendio según EN 50399.
Reacción al fuego CPR: Cca-s1b, d2, a1, según EN 50575.
Libre de halógenos según UNE-EN 60754-1 / IEC 60754-1.
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 / IEC 61034:
Transmitancia luminosa > 60%.
Baja emisión de gases corrosivos según UNE-EN 60754-2 / IEC 60754-2.
- 📏 **Características mecánicas**
Radio de curvatura:
4x diámetro de cable (diámetro de cable ≤ 8 mm)
5x diámetro del cable (8 < diámetro del cable ≤ 12 mm).
6x diámetro de cable (diámetro de cable > 12 mm).
Resistencia a los impactos: AG2 Medio.
- 🌿 **Características medioambientales**
Resistencia a grasas y aceites: Excelente.
Resistencia a los ataques químicos: Excelente.
Resistente al ozono según EN 50618.
Resistencia a los rayos ultravioleta según EN 50618.
Presencia de agua ADB Sumersión.
- ✂️ **Condiciones de instalación**
Al aire.
Enterrado.
Entubado.

NORMAS / CERTIFICACIONES

- 📄 **Norma de referencia**
EN 50618/ IEC 62930 / UTE C 32-502
- 🏠 **Certificaciones**
TÜV (desde 2,5 hasta 25 mm² en rojo y negro) / RETIE / AENOR / RoHS / CE
- 🌿 **CPR (Reglamento de Productos de La Construcción)**
Cca-s1b, d2, a1





TOXFREE® ZH RZ1 (AS) AI



Cable de aluminio para la transmisión de potencia, libre de halógenos.
NORMAS DE REFERENCIA: IEC 60502-1 / UNE 21123-4



B2ca

APLICACIÓN

El Toxfree® ZH RZ1 (AS) AI es un cable de aluminio libre de halógenos (LSHF) y no propagador del incendio, para instalaciones fijas. Adecuado para el transporte de energía eléctrica en instalaciones receptoras en edificios como línea general de alimentación y en derivaciones individuales.

- Uso Industrial.
- Redes de distribución.

CONSTRUCCIÓN

Conductor

Aluminio, clase 2 según UNE-EN 60228 e IEC 60228.

Aislamiento

Poliétileno reticulado tipo XLPE según IEC 60502-1 y tipo DIX-3 según HD 603.

La identificación normalizada de los conductores aislados según HD 308 es la siguiente:

- 1x Natural
- 3x Marrón + Negro + Gris
- 4x Marrón + Negro + Gris + Azul

Cubierta

Poliolefina ignifugada, libre de halógenos (LSHF) y con baja emisión de humos y gases corrosivos en caso de incendio.

Color verde.

Otros colores disponibles bajo demanda.

CARACTERÍSTICAS

- ⚡ **Características eléctricas**
Baja tensión: 0,6/1 kV.

- ⬇ **Características térmicas**
Temperatura máxima del conductor: 90°C.
Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5s).
Temperatura mínima de servicio: -40°C (estático con protección).
Temperatura mínima de instalación y manipulación: 0°C.

- 🔥 **Características frente al fuego**
No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 / IEC 60332-1.
No propagación del incendio según UNE-EN 60332-3 / IEC 60332-3 y EN 50399.
Reacción al fuego CPR: B2ca -s1a, d1, al (para unipolares) y B2ca -s1b, d1, al (para multiconductores) según EN 50575.
Libre de halógenos según UNE-EN 60754-1 / IEC 60754-1.
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 / IEC 61034.
Transmitancia luminosa > 60%.
Baja emisión de gases corrosivos UNE-EN 60754-2 / IEC 60754-2.

- ⌋ **Características mecánicas**
Radio de curvatura: 5x diámetro exterior.
Resistencia a los impactos: AG2 Medio.

- 🌐 **Características medioambientales**
Resistencia a los ataques químicos: Aceptable.
Resistencia a los rayos ultravioleta: según UNE 211605 y EN 50618.
Presencia de agua: AD5 chorros de agua.

- ✳ **Condiciones de instalación**
Al aire.
Enterrado.
Entubado.

NORMAS / CERTIFICACIONES

- 📄 **Norma de referencia**
IEC 60502-1 / UNE 21123-4
- 🌐 **Certificaciones**
RoHS / CE
- 🏠 **CPR (Reglamento de Productos de La Construcción)**
B2ca -s1a, d1, al o B2ca -s1b, d1, al (según sección).



BIBLIOGRAFÍA

- Reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT).
- Pliegos de condiciones técnicas para instalación fotovoltaicas del IDAE.
- Instalaciones eléctricas en baja y media tensión, José García Trasancos.
- Diseño de sistemas fotovoltaicos, Óscar Perpiñan Lamigueiro y Antonio Colmenar.
- La energía solar aplicaciones prácticas, centro de estudios CENSOLAR.
- Norma UNE HD 60364-7-712, sistemas de alimentación solar fotovoltaica.
- Apuntes asignatura Energía fotovoltaica, tercer curso UMH.
- Proyectos de ingeniería apuntes de la asignatura.
- I-DE Redes Eléctricas Inteligentes.
- Artículos técnicos de SMA.
- Ingeniería Fotovoltaica, Eduardo Lorenzo.
- Experiencia laboral en el sector fotovoltaico.

