



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA

  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

PARQUE FOTOVOLTAICO DE 10 MW C.A. EN  
ALMÁCERA

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería Mecánica

AUTOR/A: Pérez Gascón, Pablo

Tutor/a: García Martínez, Miguel

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022

# Contenido

Índice de figuras:.....	
Índice de Tablas.....	
INTRODUCCIÓN.....	1
Resumen y contexto:.....	1
Objetivos del Proyecto:.....	3
Oportunidad social y mercado emergente de la energía solar:.....	3
MEMORIA TÉCNICA.....	8
1. Objeto:.....	9
2. Legislación aplicable:.....	12
3 Solución adoptada:.....	14
3.1 Terreno de la instalación.....	14
3.2 Elección de equipos y soluciones alternativas:.....	16
3.3 Datos principales de la instalación:.....	28
4 Descripción detallada de la instalación.....	29
4.1 Descripción de sistemas poco convencionales:.....	29
4.2 Medidas de materiales y trabajo:.....	31
5 Diseño, cálculos y dimensionamiento de la planta:.....	40
5.1 Max. Corriente CC delimita nº max de paneles/string:.....	40
5.1.1 Explicación y cálculos:.....	40
5.1.2 Solución adoptada.....	42
5.2 Cálculo de Cuadros tipo Combiner y disposición más favorable:.....	43
5.2.1 Explicación y cálculos:.....	43
5.3 Diseño del cableado:.....	44
5.3.1 Explicación y cálculos:.....	45
5.3.2 Solución adoptada:.....	48
5.4 Distancia entre filas:.....	50



5.4.1	Explicación y cálculos: .....	51
5.4.2	Solución adoptada .....	53
5.5	Dimensionado de Tracker: .....	54
5.5.1	Solicitaciones en Inca: .....	55
5.5.2	Solicitaciones en Eje (viga): .....	61
5.6	Protecciones sistema eléctrico:.....	64
5.6.1	Puesta a tierra: .....	64
5.6.2	Protecciones de baja tensión: .....	69
5.6.3	Protecciones de media tensión:.....	71
6.	Producción energética esperada:.....	73
6.1	Pérdidas del sistema: .....	73
6.1.1	Pérdidas previas a irradiancia en el colector: .....	73
6.1.2	Pérdidas en producción de energía:.....	79
6.1.3	Pérdida de eficiencia del módulo .....	82
6.1.4	Pérdidas por envejecimiento de sistema: .....	83
6.1.5	Cálculo de PR factor global de pérdidas:.....	84
6.2	Energía Inyectada a Red .....	84
6.3	Estimación de pérdidas mediante PVSyst: .....	86
6.4	Resultados PVSyst: .....	87
7.	Estudio económico:.....	90
7.1	Retribución y amortización de la inversión:.....	90
7.2	Valor VAN para inversión externa:.....	102
	Conclusiones: .....	104
	Referencias.....	106
	PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS: .....	108
1.	Objeto:.....	109



2. Generalidades: .....	109
3. Definiciones:.....	110
4. Condiciones en el diseño.....	111
5. Condiciones de componentes y materiales: .....	112
6. Pruebas de servicio: .....	116
7. Requerimientos del contrato de mantenimiento .....	117
PRESUPUESTO DEL PROYECTO:.....	120
1. Objeto del presupuesto: .....	121
2. Presupuesto final: .....	122
3. Precios descompuestos:.....	123
PLANOS:.....	128

### *Índice de figuras:*

Figura (0.1) Potencia instalada fotovoltaica en España por año.....	4
Figura (0.2) Gráfico distribución de energía renovable en distintas tecnologías España .....	5
Figura (0.3) Derogación de impuesto al sol.....	6
Figura (3.1) emplazamiento del proyecto .....	14
Figura (3.2) perfil Norte-Sur .....	15
Figura (3.3) Perfil Este-Oeste .....	15
Figura (3.4) Diagrama de perdidas irradiación.....	17
Figura (3.5) Tipos de seguidores .....	22
Figura (3.6) Comparativa sombras cercanas backtracking.....	26
Figura (4.1) CAB en cableado de grouping.....	29
Figura (4.2) CAB en cableado de string .....	30
Figura (4.3) Explicación Backtracking.....	31
Figura (4.4) Bloques de mesas .....	32
Figuras (4.5) Bloques irregulares.....	34
Figura (4.6) distancias método seno-coseno .....	35
Figura (3.2) Perfil Norte-Sur .....	39
Figura (5.1) Plano estaciones meteorológicas .....	41
Figura (5.2) Captura de plano (bloques) .....	44
Figura (5.3) valor de h y d para distancia de módulos pliego de condiciones .....	51
Figura (5.4) Distancia entre mesas.....	54
Figura (5.5) Fuerzas y momentos en inca .....	56
Figura (5.6) Axil, cortante y momento en inca.....	57
Figura (5.7) Sección de inca.....	58
Figura (5.8) Pandeo .....	60
Figura (5.9) Distribución de los momentos eje de estructura .....	62



Figuras (5.10) Pica, de puesta a tierra.....	69
Figura (6.1) Diagrama pérdidas de irradiancia.....	73
Figura (6.2) Abaco solar con horizonte .....	74
Figura (6.3) Abaco sombreado cercano para cálculo.....	75
Figura(6.4) Pérdidas por inclinación del módulo .....	77
Figura (6.5) mapamundi, suciedad estimada por país SolarAnywhere .....	78
Figura (6.6) Diagrama de pérdidas de la instalación.....	79
Figura (6.7) Gráfico pérdidas por desajuste respecto variables .....	81
Figura (6.8) Pérdida eficiencia del módulo .....	83
Figura (6.9) Distribución de la probabilidad.....	88
Figura (7.1) Grafica de flujo de caja .....	92

### *Índice de Tablas*

Tabla (3.1) Características de distintos modelos de módulos.....	16
Tabla (3.2) Características distintos modelos de inversores.....	18
Tabla (3.3) Datos de distintos cuadros marca SMA .....	19
Tabla (3.4) Resumen de intercnexión entre equipos (eléctricos).....	20
Tabla (3.5) Incremento rendimiento según seguidor (estudio realizado por Hogarsense) .....	22
Tabla (3.6) Resumen diseño de instalación fotovoltaica .....	28
Tabla (4.1) Distancias inversor 1 .....	36
Tabla (4.2) Distancias resto de inversores .....	36
Tabla (5.1) Datos estación meteorológica .....	41
Tabla (5.2) distribución de strings y cuadros eléctricos.....	43
Tabla (5.3) valor de k pliego de condiciones.....	50
Tabla (5.4) criterios de Real Decreto 337/2014.....	64



Tabla (5.5) Valor admisible de tensión por tiempo.....	66
Tabla (5.6) Valores Kr según tipo de electrodo.....	66
Tabla (5.7) resumen material necesario puesta a tierra.....	68
Tabla (6.1) valores estimados para cálculo de pérdidas por sombras ábaco .....	75
Tablas (6.2) Tablas estimación pérdidas sombreados cercanos $\alpha=0$ y $\beta=0$ .....	76
Tabla (6.3) Pérdidas por Temp. Meteonorm.....	81
Tablas (6.4) Pérdidas por envejecimiento.....	83
Tabla (6.5) Producción anual por meses.....	85
Tabla (6.6) Pérdidas estimadas mediante PVSyst .....	86
Tabla (6.7) Resultados principales PVSyst.....	88
Tabla (7.1) Resumen flujo de caja y TIR .....	91
Tabla (7.2) f. caja completo.....	0
Tabla (7.3) Prestamo plan alemán .....	102
Tabla (7.4) Estimación de VAN .....	103
Tabla (9.1) Presupuesto Final.....	122
Tabla (9.2) Presupuesto detallado de la instalación .....	124
Tabla (9.3) Mano de obra según tipología .....	125
Tabla (9.4) Presupuesto detallado materiales .....	126

# *INTRODUCCIÓN*

## *Resumen y contexto:*

Ante la creciente demanda de energía y el exponencial desarrollo de la energía solar se ha planteado un escenario, en el que un conjunto de propietarios de terrenos agrícolas en Almacera, deciden crear una cooperativa para explotar sus terrenos durante los próximos 25 años. Pretenden hacerlo de forma conjunta, mediante la construcción de un campo solar fotovoltaico de 12.247 MWp y 10 MW de potencia nominal, de esta forma, se necesita realizar un estudio preliminar a cerca de las distintas posibilidades técnicas y económicas que esta oportunidad presenta.

En este momento en el que la sociedad se encuentra inmersa en un proceso de transición energética con un claro desajuste entre la oferta y la demanda de la energía, el planteamiento y realización de esta clase de proyectos no solo constituyen una gran oportunidad económica y medioambiental, sino que también promueven un cambio social, que ayuda a cambiar la estructura actual de la industria energética, haciéndola más plural y promoviendo una relación más responsable tanto con su producción como con su consumo.

En este trabajo, se encontrará en primer lugar una aclaración del objeto del proyecto y de la legislación más representativa que a este afecta.

En segundo lugar, se realiza un diseño preliminar del parque justificando el cumplimiento de ciertas especificaciones técnicas y de criterios que maximicen su producción y rentabilidad. Para ello, se exponen distintos equipos y soluciones para seguidamente escoger los más favorables, justificando la elección con distintos criterios.

En siguiente lugar, se presenta la configuración elegida de forma más detallada con sus respectivos cálculos estimativos para las cantidades necesarias de equipos y trabajo, para proseguir en el siguiente capítulo, con los cálculos de diseño tanto eléctricos como mecánicos, que justifican a nivel técnico la elección y validez de distintos componentes y soluciones.



A continuación, se expone un estudio que determina la producción energética esperada de la planta, así como sus distintas pérdidas causadas por factores ambientales y por el sistema eléctrico. También, se estudia aquí el envejecimiento de la planta y su efecto en la producción.

Se añade a continuación, un estudio basado en el anterior que mide la rentabilidad del proyecto planteado, presentando así, unos resultados que permitan valorar la viabilidad y la retribución económica estimada, que este proyecto podría proporcionar en el plazo de los 25 años.

Para terminar, se exponen las conclusiones que han sido tomadas de la realización de este proyecto y de los resultados obtenidos.

Como proyecto técnico, este vendrá acompañado de un pliego de condiciones técnicas que especifique y aclare aspectos necesarios de la construcción de este; de un presupuesto económico, que busca ser lo más realista y justificable posible basado en precios del mercado americano en el mes de mayo; y de un set de planos, con el que se pretende sean suficientes para la construcción del proyecto.

Los resultados obtenidos mediante todo este proceso que se realiza desde el diseño del parque, hasta el estudio de la retribución esperada sobre la inversión, han sido comparados con resultados obtenidos del Software de Cálculo de instalaciones fotovoltaicas PVsyst, el cual permite obtener resultados más cercanos a la realidad y estimaciones más certeras. También se han utilizado softwares para la creación de los planos tales como AutoCAD y Solidworks, con lo que se pretende haber conseguido un resultado completo y que sirva, de forma preliminar, de ejemplo a cerca de las distintas consideraciones y estudios que conforman un proyecto de estas características.

Con los planos aportados se busca que, sin ser para construcción, aporten una idea concreta de la instalación y distribución del proyecto.

### *Objetivos del Proyecto:*

- Estudiar la viabilidad técnica y económica de un proyecto solar en el municipio de Almacera.
- Justificar y presentar la elección de los distintos equipos principales de la instalación.
- Plantear todos los aspectos principales que delimitan la producción energética real de la planta.
- Atender a las limitaciones legales en el diseño.
- Crear un procedimiento y explicaciones coherentes con la búsqueda de maximizar la producción mientras se opta por las soluciones más económicas.
- La discusión de distintas alternativas técnicas.
- Creación de un presupuesto competitivo y justificable.
- Obtención de parámetros que muestren la retribución económica de este proyecto.
- Especificaciones técnicas suficientes en planos y pliego de condiciones para la posibilidad de llevar a cabo el proyecto.

### *Oportunidad social y mercado emergente de la energía solar:*

La creciente demanda y el desarrollo de las tecnologías renovables, así como el surgimiento de nuevas formas de generación de energía nos presentan, un mercado energético más variado que nunca y tan rápidamente cambiante como lo ha sido en las grandes revoluciones industriales que se han vivido a lo largo de la historia.

Esta situación, es un marco perfecto para el desarrollo y la oportunidad que representan las ya mencionadas energías renovables dentro de nuestra sociedad. En un mundo en el que cambia tan rápidamente la forma en la que cubre sus necesidades energéticas, es necesario entender la importancia de crear una estructura sana y duradera que fomente un equilibrio con el entorno que nos rodea. Si se quieren evitar futuros colapsos y crisis energéticas ante la creciente demanda de energía, se ha de entender que es necesario crear una estructura más sólida y que no dependa tanto de combustibles fósiles, agotables y tan fuertemente ligados a intereses

políticos, los cuales, crean inestabilidad en el mercado energético. Además, se ha de tender a reducir la huella de carbono y el impacto medioambiental que el uso de estos combustibles provoca en nuestro planeta.

Es inevitable, y a estas alturas no debería sorprender a nadie, el hecho de que nos encontramos en plena transición hacia un modo más sostenible de producción energética. Dentro de las distintas variantes que se pueden elegir a la hora de generar energía renovable, las ventajas del uso de la energía solar sobresalen sobre otras muy extendidas como la eólica, la hidráulica, la geotérmica o la termosolar. La tecnología solar fotovoltaica tiene la característica de poder ser instalada en prácticamente cualquier lugar del mundo y aunque depende de la radiación solar, la cual no es constante, se puede considerar como una fuente de energía bastante homogénea en el tiempo y que proviene directamente del foco energético más grande del que disponemos, el sol

Se puede ver a continuación en la figura 0.1 el incremento en los últimos años de la construcción de instalaciones generadoras fotovoltaicas en España:

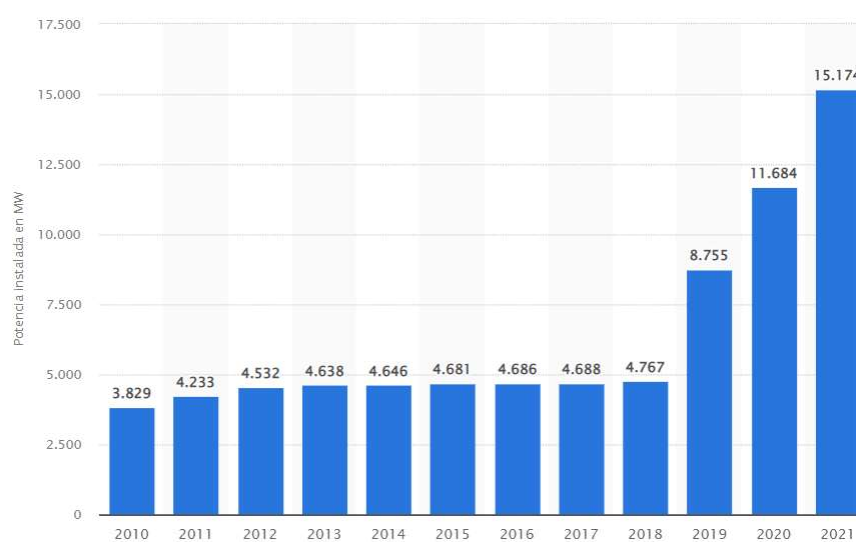


Figura (0.1) Potencia instalada fotovoltaica en España por año

Y el porcentaje que esta representa respecto a la energía renovable total producida a nivel nacional en el año 2021 en la figura 0.2.

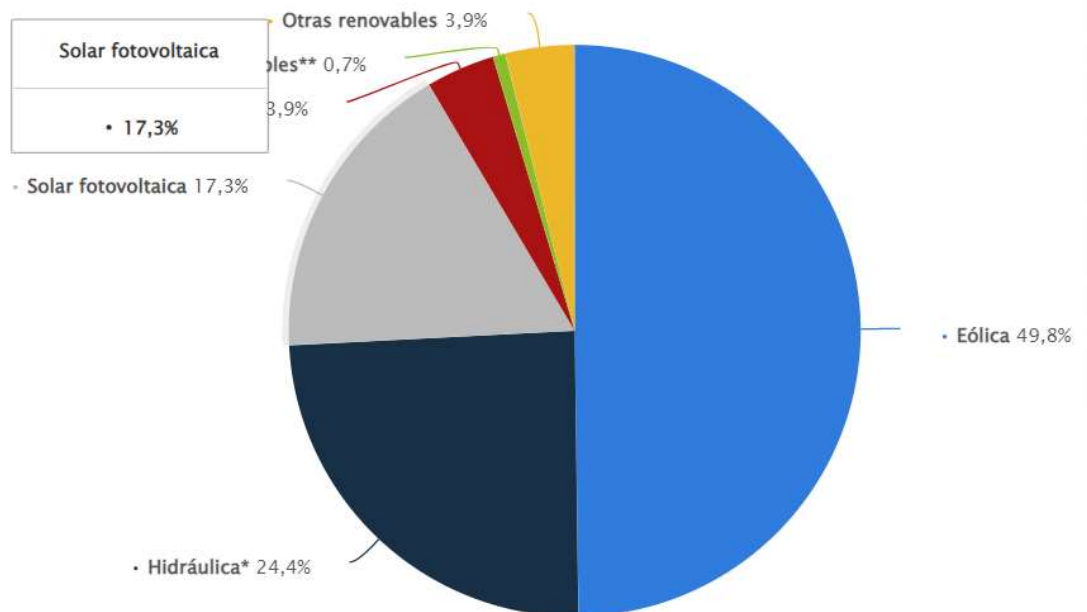


Figura (0.2) Gráfico distribución de energía renovable en distintas tecnologías España

Se puede suponer viendo las gráficas de este país, que esta tecnología se encuentra en una fase de desarrollo y crecimiento; con la mejora del rendimiento de los módulos solares cada vez sale más rentable al inversor, promotor y demás agentes económicos promover proyectos de este tipo.

De esta forma, llegamos a la gran ventaja, además de su sencillez técnica, que la tecnología solar fotovoltaica tiene sobre las demás fuentes renovables de energía. Se trata del marco socioeconómico que genera y la oportunidad de inversión que este tipo de proyectos pueden suponer para un amplio grupo de personas y no solo para grandes compañías o fondos de inversión.

Aunque la distribución de energía la sigan haciendo grandes compañías, es la única tecnología de generación eléctrica que realmente pueda mantener un cierto nivel de autoconsumo incluso pudiendo, en ciertas ocasiones, generar sistemas aislados que impliquen una independencia energética. El gran potencial social que esta tecnología nos ofrece, es el de diversificar la producción de la energía y fomentar el consumo desde la producción propia, y aunque el marco

legal aún se encuentre en desarrollo, desde la derogación del impuesto al sol (artículos 7.1 y 7.2 del real decreto 900/2015) se ha abierto una ventana interesante para invertir en este tipo de proyectos o para instalar placas solares a nivel particular.



Figura (0.3) Derogación de impuesto al sol

En la figura 0.3 se puede observar el impacto positivo de la derogación de dichos artículos unido al desarrollo de la energía solar.

Por último, hay que explicar que el objeto de este trabajo pretende ser un ejemplo que justifique la oportunidad que suponen a nivel de inversión los proyectos de generación energética fotovoltaica en la actualidad. Si bien, la situación expuesta es poco convencional, no deja de ser rentable para los propietarios, como se expone a lo largo del proyecto y se concluye al final.





# *MEMORIA TÉCNICA*

## 1. Objeto:

En este trabajo se pretende abordar varios aspectos del estudio preliminar necesario para el desarrollo de un proyecto de parque solar Fotovoltaico, Full EPC, es decir que busca diseñar el parque, adquirir materiales y construir el mismo, englobando así los aspectos más importantes del desarrollo de un proyecto de estas características. Se prestará especial atención a todos los aspectos relacionados con la viabilidad técnica y económica del proyecto, buscando realizar un ejercicio exhaustivo a cerca de como plantear un primer estudio completo para ambos aspectos. Se espera de este, que sirva de base para poder entender la oportunidad que el proyecto representa para un posible inversor, así como un primer esbozo técnico, de las posibles opciones que se discuten para su planteamiento y construcción.

Por un lado, se busca realizar un primer diseño coherente y global de los distintos aspectos técnicos que conforman un proyecto de generación eléctrica fotovoltaica en torno a los 12,247 MW CC, por otro, realizar un estudio retributivo coherente con los valores del mercado y justificable para este diseño preliminar.

Los datos principales de esta instalación son:

- Potencia pico del generador → 12,247 MWp
- Potencia nominal inyectada a red → 10 MW CA
- Ratio DC/AC → 1,225
- Precio de la energía (según actualización de ETU/130/2017) → 109,73€/MWh
- Precio total (sin gastos gen. IVA ni beneficio industrial) → 14.735.287,07 €
- Energía generada primer año → 24,065 GWh
- Localización → Almacera, Camí del Barranc (39.508714, -0.348702)
- Instalación fotovoltaica autoconsumo conectada directamente a red.
- Compañía eléctrica → Iberdrola
- LONGI 5 LR5-72HBD Bifacial → 22.680 módulos
- Área del proyecto → 29,03 hectáreas
- Potencia generada por estación de potencia SG3000 HV-MV → 2500 kW CA (4)



**Alcance del proyecto:**

- Diseño eléctrico preliminar del proyecto.
- Equipo principal necesario.
- Diseño mecánico preliminar de la estructura.
- Diseño civil preliminar del parque.
- Explicación del diseño, dimensionamiento de protecciones
- Cálculos de diseño y dimensionamiento de equipos de protección.
- Cálculo de producción energética y uso de software PVSystem como comparación.
- Medición de componentes necesarios.
- Presupuesto del proyecto.
- Estudio final de rentabilidad y viabilidad de la inversión del proyecto.

**Exclusiones y aclaraciones:**

No se incluyen en el alcance de este proyecto:

- El estudio de la disponibilidad de las distintas parcelas en las cuales se va a emplazar el proyecto.
- Consideraciones para la interconexión con el servicio eléctrico fuera de las impuestas por la normativa (**MT 2.03.20**) de Iberdrola, ni posibles limitaciones de este para la potencia conectada a la red.
- Estudio del terreno, informe geotécnico que recoja las distintas características de este y las consecuencias en limitaciones u otras características al diseño.
- Se presupone el trabajo de tirar la línea de media tensión hasta el punto de interconexión como responsabilidad del cliente y no entra dentro del alcance de este proyecto.
- Costes debido a la adaptación de la subestación existente.
- Diseño o especificaciones técnicas del sistema de adquisición de datos SCADA.

Se ha considerado, por lo tanto:

- Que el terreno que aparece en los planos como área del proyecto se encuentra ya adquirido y con los permisos necesarios en regla para proceder sin problemas al desarrollo del proyecto.
- Una tensión de 12,47 kV en el punto de interconexión y la posibilidad de conectar 10 MW ac en este emplazamiento.
- La línea de media tensión a la que se encuentra directamente conectada este parque, se encuentra conectada a la subestación situada en Camí de vera, en las inmediaciones del Campus de Vera de la UPV. Cualquier coste derivado de la adaptación de la subestación para la integración de este proyecto se considera responsabilidad del cliente.

## 2. Legislación aplicable:

- De obligado cumplimiento:
  - **REAL DECRETO 842/2002**, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión. Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT 51.
  - **Real Decreto 337/2014**, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITCRAT 01 a 23.
  - **Orden ETU/130/2017**, de 17 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017.
  - **Real Decreto-ley 15/2018**, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Derogación de los artículos 7.1 y 7.2 del real decreto 900/2015 y actualización de este.
  - **Real Decreto 244/2019**, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
  - **CTE DB SE A** Código técnico de la edificación documento básico seguridad acero estructural.
  - **Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo**, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo (para seguidores solares).
  - **Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo**, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas



- Complementaria pero no de obligado cumplimiento:
  - **PCT-C-REV - julio 2011 de IDAE** Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red; (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía)
  - **(documento MT 2.03.20)** Normas particulares para instalaciones de alta tensión (hasta 30 kV) y baja tensión, de Iberdrola (Como ejemplo de servicio eléctrico al que conectarse).

### 3 Solución adoptada:

#### 3.1 Terreno de la instalación

##### Terreno y emplazamiento:

El terreno escogido para esta instalación a seguido los siguientes criterios de selección:

- Inclinação y topografía del terreno en el emplazamiento
- Posibles obstáculos en la irradiancia de los módulos
- Distancia a subestación para interconexión con red
- Posibilidad de realizar paisajismo en los límites del parque solar
  - o Uso de Google Earth Pro para la obtención del perfil del terreno:



Figura (3.1) emplazamiento del proyecto



Figura (3.2) perfil Norte-Sur

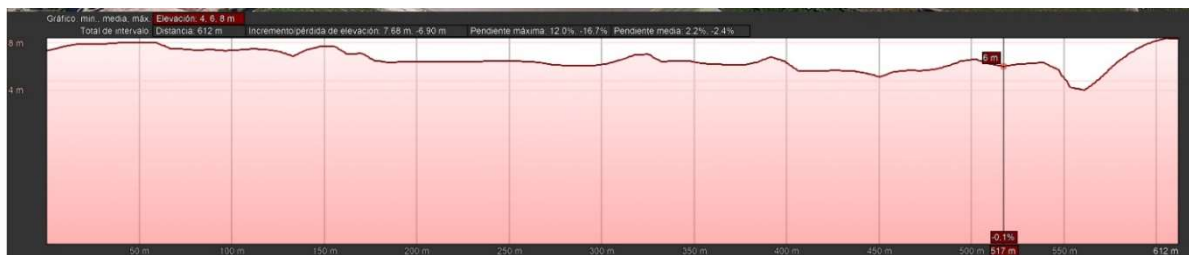


Figura (3.3) Perfil Este-Oeste

De estos perfiles se asume que no hay grandes inclinaciones, en el plano que contenga al parque solar no habrá mayor inclinación que del 2% y en todo caso sería favorable pues está orientada hacia el sur.

Por otro lado, se puede llegar a la conclusión de que en ciertos lugares del terreno será necesario realizar trabajos de movimientos de tierras y acondicionamiento mediante trabajo de tierras (aplanamiento de la superficie), esto será valorado en los planos y el presupuesto del proyecto.

Por último, el terreno que se encuentre en la zona de los colectores, siendo donde se encuentran los módulos se dejará lo más desnudo posible solamente siendo fijado con el césped o método que la normativa del emplazamiento obligue. Esto es así, ya que con el uso de módulos bifaciales se busca maximizar la incidencia de la radiación reflejada por el suelo y este efecto se maximiza en suelos áridos y claros ya que, suelen tener tonos más claros y reflejar mayor porcentaje de la irradiancia que en ello incide.

### 3.2 Elección de equipos y soluciones alternativas:

#### Módulos:

Para los módulos se tiene en cuenta que se buscará un colector solar de alta potencia para minimizar en la medida de lo posible el rango €/Wp, además permite la instalación de mayor potencia en el mismo terreno. En este caso y aunque existen ya en el mercado módulos en torno a los 600 Wp, se han escogido distintos tipos de módulos de 540 Wp para modelar el parque.

Los candidatos son los siguientes módulos bifaciales de la misma potencia:

- NB-JD 540 BF-HC-MONO
- JA Solar TDS 540 JAM72D30-Monoperk
- Longi TDS 540 LR572HBD

La oferta económica ha sido tomada de una web que vende al por menor, aun así, se tomará como referencia a la hora de tomar la decisión.

A continuación, se exponen los tipos y sus características:

	Módulos		
	<i>NB-JD 540 W Bifacial</i>	<i>JA Solar MBB Bifacial mono Perk</i>	<i>Longi TDS 540 LR572HBD</i>
Pot. [W]	540	540	540
Voc [V]	49,4	49,3	49,5
Peso [kg]	32,5	31,8	32,3
tipo	Bifacial	Bifacial	Bifacial
Isc [A]	13,69	13,86	13,85
rend [%]	20,9	20,9	21,3
Precio [€/mod]	288,7	271,85	260,15

Tabla (3.1) Características de distintos modelos de módulos

Se escoge el modelo LONGI 5 LR5-72HBD Bifacial 540 Wp ya que la diferencia económica es considerable y, aun teniendo un Voc menor, no supone tanta diferencia como para tomar otra opción. Además, en este sentido la eficiencia del Longi es mayor a la de los demás, lo que supone otro punto a favor.

Por estas razones se escoge el módulo Longi, en este caso el ratio €/Wp del módulo es de 0,481 más adelante, en el presupuesto se tomará un valor más aproximado por economía de escala de 0,377 €/Wp.

A partir de ahora se dimensionará el proyecto teniendo en cuenta los datos del módulo escogido.

**Bifacialidad:**

A continuación, se pretende estudiar el peso del efecto de la bifacialidad del módulo en la producción del colector solar, para ello se recurre al software de estudio de parques solares PVsyst que con el dato del  $70 \pm 5\%$  de bifacialidad, nos devuelve el siguiente resultado.

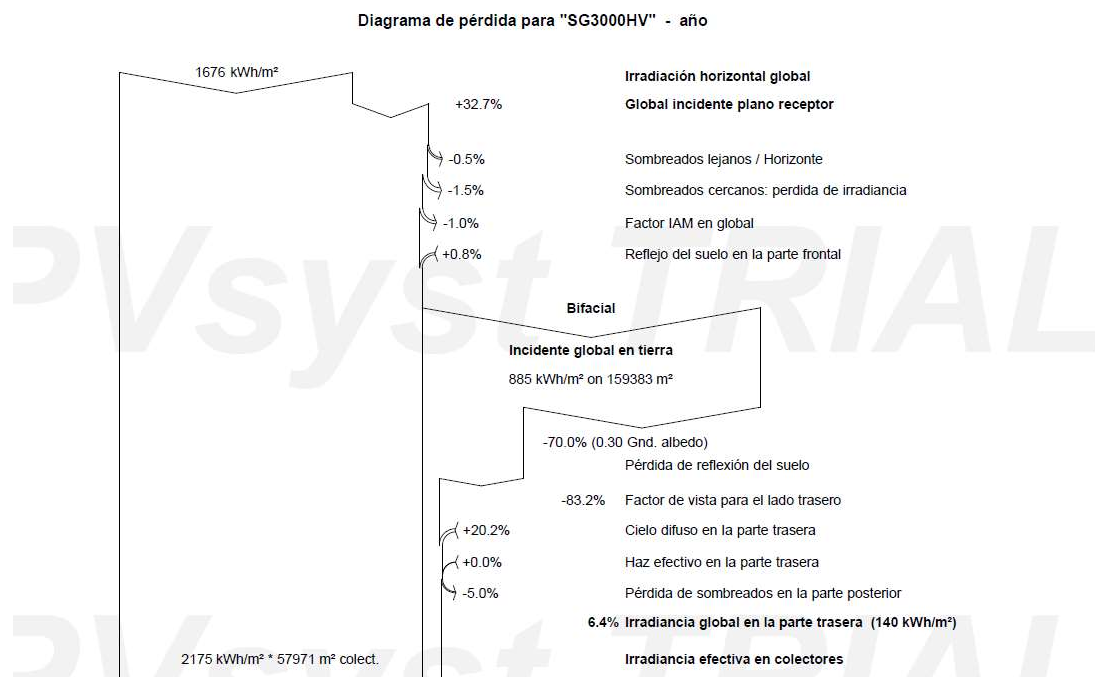


Figura (3.4) Diagrama de pérdidas irradiación



Se puede observar, como el programa estima que la irradiancia efectiva que reciben los colectores crecerá en un 6,4% debido a este efecto. Aunque es un valor bastante bajo, un incremento de entre el 5%-30% se considera un valor lógico y aceptable, por lo que se acepta el módulo bifacial y se prosigue con el módulo anteriormente seleccionado.

### Inversores:

Para la elección de los inversores se va a escoger entre 3 tipos distintos de montaje que van a ser los siguientes:

- Inversores de string a transformador.
- Inversor central y transformador por separado, en el mismo PAD.
- Una única estación de potencia que incluye transformador e inversor.

Se dispone de la siguiente tabla que aclara las características de cada disposición:

	<b>Inversores centrales</b>		
	<i>Inversores de String SUNGROW 125</i>	<i>Inversor central + Trafo SMA 2500 &amp; trafo 2500 kVA</i>	<i>Estación de potencia SUNGROW SG3000</i>
número	80	4 de cada	4
pot [kVA]	125	2500	3000
I salida[A]	120	2624 (inversor)	2886 (inversor)
Vsal [V]	480-690	420 // 12.470	12,47
rend [%]	98,7	98%	98,7
precio [€]	8612,807016	168297,0727	158942,3787
precio total [€]	689024,5613	673188,2906	635769,5149

Tabla (3.2) Características distintos modelos de inversores

Como se puede ver en esta tabla la solución más económica nos la ofrece SUNGROW con una estación de potencia de 3000 KVA que tendrá que ser limitada a 2500 KVA para obtener una potencia nominal y de inyección a red de 10 MW CA. Aunque el peso de la propuesta económica resulte suficiente para tomar la decisión, hay que tener en cuenta por otro lado que, desde el punto de vista técnico los inversores de string se rompen más y a veces no sale rentable cambiarlos hasta que hay un cierto número que no funcionan. La instalación de los inversores de string también es más propensa a generar sobrecostes ya que son un mayor número y hay más probabilidad por lo tanto de error humano.

Por otro lado, la opción del Inversor central SMA y un transformador aparte, es muy similar a la adoptada y si económicamente hubiera sido mejor, se podría haber optado por ella, el único problema que puede tener es que al tener el inversor una tensión de salida de 440 V, se ha de encontrar un transformador que trabaje con esta tensión y ello reduce las opciones del mercado.

#### Cuadros eléctricos:

Para calcular el número de cadenas de módulos óptimo por cuadro de combinación y de esta forma el número de cuadros eléctricos necesarios para este proyecto, hay que tener en cuenta primero, como se puede ver en el capítulo 5 que el número óptimo de módulos por cadena es de 27.

Primero, disponemos de cuadros eléctricos de la marca SMA con posibilidad de 12/16/24/32 inputs simples. Por lo que con los datos del proveedor que se disponen a continuación, se pueden obtener los siguientes parámetros:

	Cuadros eléctricos		
	DC-CMB-U15-16	DC-CMB-U15-24	DC-CMB-U15-32
Voltaje [V]	1500	1500	1500
entradas	16	24	32
I entrada[A]	17,2	13,75	10,31
I salida [A]	275	330	330
peso [kg]	25	28	40

Tabla (3.3) Datos de distintos cuadros marca SMA

Se puede ver en esta tabla como se cumple que el máximo amperaje permitido en la entrada del cuadro es mayor que el nominal en los módulos, por lo que son compatibles.

Para cumplir con la seguridad requerida y proteger el circuito, se han de instalar fusibles de protección antes de la combinación de intensidades, para que no pueda darse un pico que comprometa la integridad del sistema. Se toman como la mejor opción fusibles de 15 A ya que, la  $I_{max,ent} = I_{SC} = 13,78 A$  y esta es la máxima intensidad que se puede producir en cortocircuito.

Siguiendo este criterio, el único modelo que cumple con los requisitos es el de 16 inputs, por lo que este será el número máximo de strings que podrán recogerse en un solo cuadro.

Otro criterio a tener en cuenta, en este caso, es el de crear bloques de strings lo más simétricos y compactos posible tanto para ahorro de cable, como para evitar grandes caídas de tensión previas al cuadro eléctrico. Además, el trabajar con bloques relativamente simétricos nos permite una mejor estimación de la cantidad de cable y de su coste.

También, existe la preferencia de tener las menores configuraciones de cuadro eléctrico posibles y de esta forma una mejor distribución del amperaje entre cuadros, esto reduce la mayor sección requerida de cable de agrupación.

Por último, la distribución homogénea y equitativa entre estaciones de potencia, minimiza pérdidas por limitación de potencia y mejora su rendimiento.

Tomando estos parámetros en cuenta se ha escogido la siguiente distribución:

	CB	Strings/CB	Pot/CB	Total Strings	Pot. Pico (DC)	
INV 1	7	12	174,96	84	1224,72	3061,80 kW
	9	14	204,12	126	1837,08	
INV 2	7	12	174,96	84	1224,72	3061,80 kW
	9	14	204,12	126	1837,08	
INV 3	7	12	174,96	84	1224,72	3061,80 kW
	9	14	204,12	126	1837,08	
INV 4	7	12	174,96	84	1224,72	3061,80 kW
	9	14	204,12	126	1837,08	

Tabla (3.4) Resumen de interconexión entre equipos (eléctricos)

En esta configuración se encuentran 64 Cuadros eléctricos, 28 de 12 strings y 36 de 14 strings. De esta forma se asegura una distribución uniforme entre las estaciones de conversión de la potencia.

Por último, destacar que si se compara el amperaje de salida permitido en los cuadros, con el calculado en el capítulo 5 el permitido por las combiner box es mucho mayor por lo que no supone un problema.

### **Estructura de la instalación:**

En este apartado se escoge el tipo de estructura más ventajosa para este proyecto teniendo en cuenta los distintos tipos que nos ofrece el mercado actual. Para ello, primero se deben conocer las distintas opciones:

En este caso al tratarse de un parque de 12,247 MWp y por tanto, ya tener un número considerable de módulos y de MW instalados se puede considerar la opción de instalar seguidores solares en lugar de estructuras fijas con el fin, de aumentar la producción del parque al optimizar el ángulo de incidencia de la radiación sobre los paneles.

Para este caso, como seguidores se tendrán en cuenta solo del tipo de eje simple debido a su simplicidad mecánica y al menor mantenimiento requerido, estos se encuentran en un rango de precios actualmente en torno a +32% respecto a la estructura fija para la misma potencia, para este proyecto, el incremento en el precio sería de 1.265.088,80 € siendo el precio de la estructura fija 3.991.680,00 €, extrapolado de proyectos de características similares.

Se puede observar en la siguiente tabla, una diferencia de producción energética representativa entre parques solares similares, uno con cada tipo de estructura, en un estudio realizado por la revista Hogarsense especializada en energía solar.

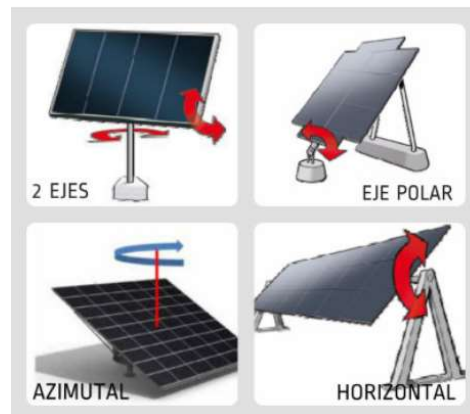


Figura (3.5) Tipos de seguidores

De dos ejes	De un eje		
	Polar	Azimutal	Horizontal
<b>Monoposte:</b> 1 <b>Carrousel:</b> varios apoyos distribuidos a lo largo de una superficie circular	Eje orientado al sur e inclinación igual a la latitud de la instalación	Un solo apoyo, sobre el que se mueven los paneles solares inclinándose de este a oeste	Eje soporte este-oeste, sobre él se instalan los paneles solares
Capacidad de giro 360°	Menos de 180°	Menos de 180°	Menos de 180°
Incremento de rendimiento: 30 a 45%	de 10 a 20%	Hasta el 25%	de 10 a 20%

Tabla (3.5) Incremento rendimiento según seguidor (estudio realizado por Hogarsense)

En este caso se estudia la posibilidad de implementar seguidores solares de eje horizontal, por lo que como se puede ver en el estudio, el incremento en el rendimiento de la instalación se espera que sea de entre el 10-20%, en este caso se tomará el 15%.

Ahora, para justificar la elección de la estructura de seguidor sobre la fija se recurre al estudio económico y de producción energética final, en el que se ha estimado unos ingresos por venta de energía producida de 56.526.143 € para estructura tracker de eje simple horizontal.

Se calcula pues con la siguiente ecuación el dinero ganado por la instalación de seguidores en lugar de estructuras fijas:

$$\begin{aligned} \Delta \text{Venta acumulada} &= V_{acum} - \frac{V_{acum}}{(1 + \Delta \text{producción})} = 56.526.143 \text{ €} - \frac{56.526.143 \text{ €}}{1,15} \\ &= 7.372.975 \text{ €} \end{aligned} \tag{3.1}$$

Teniendo en cuenta que el incremento en el gasto de instalación y material del seguidor sobre la fija es de 1.265.088,80 € <<  $\Delta \text{Venta acumulada}$  se toma la decisión de invertir en la instalación de seguidores y aun tener un margen para reparaciones y mantenimiento de unos 6.107.887 € a los que nunca se llegará.

Para terminar, se determina cuantos módulos por fila serán instalados en las mesas. Al no tener un excesivo espacio para la construcción de este parque, se va a tener en cuenta como criterio de diseño la disposición que permita introducir un mayor número de módulos por metro cuadrado, teniendo en cuenta que cuanto mayor número de módulos mayor sombra produce a la mesa contigua. Se determina que la mejor opción es la de 2 por fila (2P) ya que, con esta disposición se ahorra espacio y de la misma forma se reduce el número de mesas necesarias a la mitad, de esta forma si nos fijamos en los precios que proporciona SOLTEC (tomados como referencia para este proyecto) parece la opción más recomendable.

### **Solución para conducción de cables:**

#### **CAB System vs Zanja:**

En este proyecto se busca sujetar mediante perchas en lugar de conducir todo el cableado de baja tensión mediante zanja con el fin de ahorrar recursos económicos, la comparativa entre ambas opciones se presenta en las ecuaciones (3.2-3.9), las distancias de los cables se estudian en el capítulo 4.

Con zanja para toda la longitud del cable de agrupación:

$$\begin{aligned} \text{Mat: Opción A: } (Dist_{CAB} + Dist_{Zanja}) * Precio_{zanja} &= (4314,16 + 4564,73) * 42,69 \\ &= 379039,81\text{€} \end{aligned} \quad (3.2)$$

$$\begin{aligned} \text{Instal: Opción A: } (Dist_{CAB} + Dist_{Zanja}) * Precio_{zanja} &= (4314,16 + 4564,73) * 25,18 \\ &= 223570,45\text{€} \end{aligned} \quad (3.3)$$

Con CAB en parte de la agrupación:

$$\begin{aligned} \text{Mat: Opción B: } Dist_{CAB} * Precio_{CAB} + Dist_{Zanja} * Precio_{zanja} \\ &= 4564,73 * 32,87 + 4314,16 * 42,69 = 334214,17\text{€} \end{aligned} \quad (3.4)$$

$$\begin{aligned} \text{Instal: Opción B: } Dist_{CAB} * Precio_{CAB} + Dist_{Zanja} * Precio_{zanja} \\ &= 4564,73 * 22,42 + 4314,16 * 25,18 = 210971,80\text{€} \end{aligned} \quad (3.5)$$

La diferencia total entre ambas opciones es de:

$$Dif. = 379039,81 + 223570,45 - 334214,17 - 210971,8 = 57424,29\text{€} \quad (3.6)$$

**CAB System vs Bandeja:**

Con bandeja en parte de agrupación:

$$\begin{aligned} \text{Mat: Opción A: } Dist_{Bandeja} * Precio_{bandeja} + Dist_{zanja} * Precio_{zanja} \\ &= 4564,73 * 36,27 + 4314,16 * 42,69 = 349743,25 \text{€} \end{aligned} \quad (3.7)$$

$$\begin{aligned} \text{Instal: Opción A: } Dist_{Bandeja} * Precio_{bandeja} + Dist_{zanja} * Precio_{zanja} \\ &= 4564,73 * 24,5 + 4314,16 * 25,18 = 220466,43\text{€} \end{aligned} \quad (3.8)$$

Con CAB en parte de la agrupación:

*Mat: Opción B = 334214,17€*

*Instal: Opción B = 210971,80€*

La diferencia total entre ambas opciones es de:

$$Dif. = 349743,25 + 220466,43 - 334214,17 - 210971,8 = 25023,71€$$

(3.9)

Entre la opción de zanja completa y el uso de CAB system resulta ser una diferencia muy relevante que presumiblemente en el diseño final pueda ser mayor, pues parte de las incas que se usan para la instalación del CAB system pueden ser simultáneamente usadas para los cuadros o pertenecer a la propia estructura mecánica de alguna mesa. Esto podría abaratar aún más en un futuro su instalación, por lo que el uso de zanja se descarta.

Por parte de la bandeja, también resulta ser una opción más cara, además de ser más pesada y por tanto tener un riesgo mayor de producir grietas en el soporte unido a las incas. El coste de su transporte también es más elevado y mientras sea posible la instalación de las perchas, estas siempre serán una opción más competitiva que las bandejas.

### **Sistema backtracking:**

Se pretende ahora estudiar el beneficio de la inclusión de un software de backtracking, que corrige la posición de las mesas, puede tener en la producción energética de este proyecto.

Al ser un terreno bastante plano, se prevé que no tenga un impacto excesivamente grande, aunque también hay que tener en cuenta que el coste de instalación de sensores y programación del software será reducido por la misma razón.

Se ha recurrido a un análisis de sombras cercanas para determinar los posibles beneficios del uso de esta tecnología en este proyecto, estos resultados se muestran en la figura (3.5).



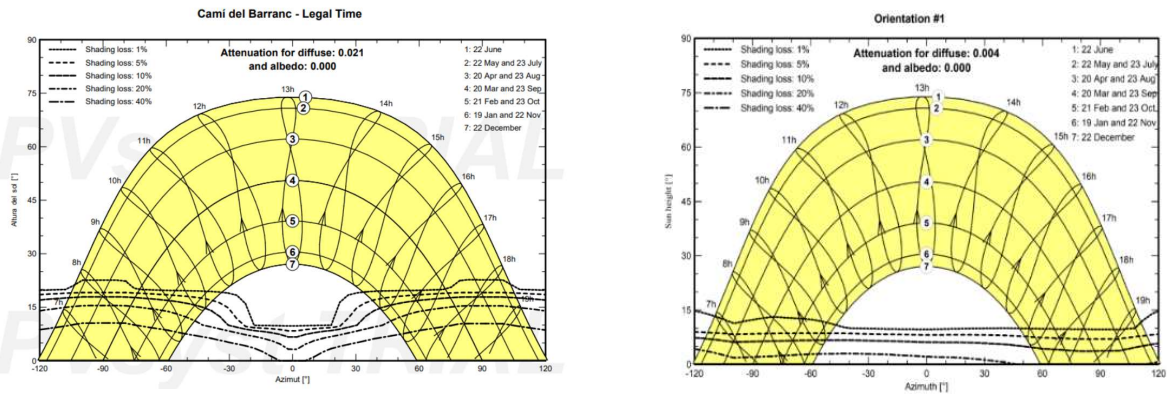


Figura (3.6) Comparativa sombras cercanas backtracking

Como se puede observar hay una gran influencia positiva respecto a las sombras cercanas cuando se utiliza un software de backtracking, esta puede ser tan significativas que las pérdidas por sombras cercanas pueden pasar de valer un 4,7% sobre la irradiancia de la zona a solo el 1,5%. No cabe duda de que vale la pena su instalación, ya que la producción de la planta se verá fuertemente incrementada debido a su uso. Aun así, se debe tener en cuenta que su implementación afectará negativamente a las pérdidas de IAM ya que, para evitar sombras, se colocan las mesas en ángulos de menor incidencia, que, si bien magnifica la producción general, incrementa también ese tipo de pérdidas.

Se concluye pues que si se usa el software de backtracking.

### Fibra óptica:

Se estudia a continuación el uso de fibra óptica para la instalación de adquisición de datos, que, si bien su diseño y programación no es parte del alcance del proyecto, la interconexión entre los gabinetes y la estimación de su precio sí que lo son. En primer lugar, según estima GPM para sus sistemas hasta una distancia de 800 m máximo se puede instalar Ethernet en lugar de fibra sin riesgos a falsear datos por una distancia excesiva.

Una vez comprobado, en el diseño no se llega a esta cifra por lo que es posible utilizar ambas opciones.

La fibra supone un sobrecoste de hasta 30.000€ según el número de PADs = 4 y la distancia entre ellos, por lo que se opta por no incluirla en este proyecto.

### Cableado:

En este apartado se va a decidir si la parte de baja tensión debería ser diseñada con cables de cobre o de aluminio.

En primer lugar, el precio del cobre en estos momentos triplica al del aluminio, tiene un mayor peso y una mejor conductividad que este. Se busca pues cuantificar estos puntos para tomar la mejor decisión a la hora de elegir uno u otro para la zona de cableado por perchas.

$$\rho_{\text{cobre}} = 8,96 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3}$$

$$K_{\text{cobre}} = 58 [A * m / \text{mm}^2 * V]$$

$$\rho_{\text{aluminio}} = 2,7 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3}$$

$$K_{\text{aluminio}} = 35,71 [A * m / \text{mm}^2 * V]$$

*K: factor de conductividad eléctrica*

Se concluye que el aluminio es 3,31 veces más ligero que el cobre, aunque la K es 1,62 veces mayor la del cobre que la del aluminio. Por ello, se puede concluir que hará falta una sección con aluminio que sea 1,62 veces mayor que la que haría falta con el cobre.

Aun teniendo en cuenta esto, sabiendo que el aluminio es más ligero se obtiene que:

$$X = \frac{3,31}{1,62} = 2,04$$

(3.10)

Para la misma caída de tensión en el mismo tramo de cable se estima que con aluminio el peso será la mitad que con el cobre, por lo que para la zona de perchas será muy recomendable el uso de este material.

Por último, el precio del cobre es actualmente 3 veces mayor que el del aluminio, por lo que siempre que sea posible se buscará el uso de este material en el cableado de la instalación.

En cuanto a la puesta a tierra, todos los elementos metálicos de la instalación irán conectados entre sí mediante un conductor de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> en zanjas de MT y 35 mm<sup>2</sup> en las de BT, conectado a su vez con diferentes picas distribuidas por toda la planta, con el objetivo de que no se produzcan diferencias de potencial peligrosas, se detalla en el capítulo 5.

### 3.3 Datos principales de la instalación:

DATOS TÉCNICOS		Propuesta técnica
Nº Item	Características generales	Datos
1	Capacidad total DC	12,2472 MW DC
2	Capacidad total AC	10 MW AC
3	Ratio total de la instalación DC/AC	1,22472
4	Voltaje de diseño para agrupación de baja tensión	1500 V
5	Nº total de módulos en instalación	22.680
5,1	Módulo PV fabricante y modelo	LONGI 5 LR5-72HBD Bifacial
5,1	Nº total de módulos	22.680
6,1	Orientación del sistema	Sur
6,2	Inclinación de los módulos	Este – Oeste
7	Tipo de Racking	Tracker estructura de eje simple horizontal
8	Distribución de módulos	2 módulos por fila
9	Rango de ángulos de inclinación en operación	±55º
10	Tipo de inversor	Central
11	Nº total de inversores	4
11,1	Inversores fabricante y modelo	SUNGROW SG3000-HV-MV
11,1	Potencia del inversor	2500 (limitado)
12	Tipo de transformador de medio voltaje	Montado en PAD
13	SCADA fabricante y modelo	Green Power Monitor
14	Voltaje de red	12,47 kV
15	Equipo de media para interconexión	Montado en PAD

Tabla (3.6) Resumen diseño de instalación fotovoltaica

## 4 Descripción detallada de la instalación.

### 4.1 Descripción de sistemas poco convencionales:

#### CAB System (sistema de perchas):

Se pretende usar un sistema de perchas que evite el uso de zanja o bandeja en parte de la instalación eléctrica de la planta. Este sistema, promovido por la marca CAB Solar system, presenta varias ventajas como, un importante ahorro económico o mayor flexibilidad en el trazado del cableado, además de como con el uso de bandejas, poder usar las incas ya existentes como soporte bajando aún más su coste y el del proyecto.

En este caso, se pretende usar esta tecnología tanto en el tramo de cuadro de combinación a zanja colectora, como en el de string – cuadro. Para el tramo posterior al cuadro eléctrico, el de agrupación, donde los cables son más gruesos, se puede observar la siguiente imagen a modo de ejemplo del montaje:



Figura (4.1) CAB en cableado de grouping

Para el tramo de los strings resulta menos problemático el peso del cableado y puede ser despreciado a la hora de estimar los esfuerzos realizados por la inca. La disposición para este cableado se define mejor en el apartado 4.2 con la explicación de los bloques y su forma de

estimación de las incas necesarias, a continuación, se plantea un esquema sobre la distribución típica que este bloque tendría Figura 4.2.

En este caso, el coste de la instalación de la zona de strings se encuentra incluido en el precio de (10.1) cableado de string y en su instalación siendo el cable de este tramo un  $16 \text{ mm}^2$  Al y por tanto las dimensiones de la percha pequeñas.

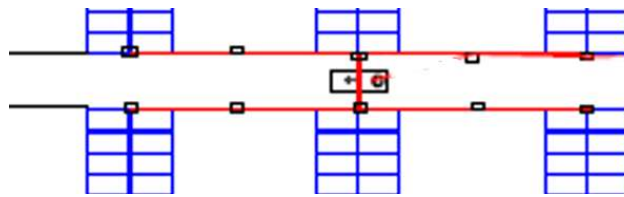


Figura (4.2) CAB en cableado de string

En el caso del tramo de agrupación, se estudia el presupuesto y costo de instalación aparte siendo la partida 10.4 CAB System la que incluye este gasto, se ha de tener en cuenta, que el cable a transportar es de  $240 \text{ mm}^2$  con un diámetro de 20,7 mm y hasta 7 transportados al mismo tiempo. Debido a esto, se tendrán que usar un mayor número y tamaño de perchas e incas, además, de que para su instalación solo serán aprovechables las incas de las combiner box y no las de las mesas.

Por último, hay que explicar que las ventajas que plantea el uso de estas perchas no son solo económicas, también tienen un aspecto mecánico importante, puesto que el peso de las perchas es mucho más bajo que el de las bandejas, produciendo las segundas mayor número de roturas y grietas en las uniones debido a flexión.

#### Efecto backtracking:

Este sistema tiene como objetivo minimizar las sombras entre filas a primeras y últimas horas de la mañana, para conseguirlo, se rectifica la inclinación de las mesas de tal forma que algunas de estas no sean perpendiculares a la radiación perdiendo de esta forma irradiancia aprovechable en el panel. En conjunto, algunas mesas pierden parte de la incidencia de energía, para que otras muchas no sufran sombras excesivas que las deje sin producir, de esta manera,

se puede concluir que a efectos globales el backtracking maximiza la energía que puede producir la planta.

En este caso al ser un terreno prácticamente plano, el backtracking será sencillo poniendo la mayoría de los seguidores trackers con la misma inclinación y reduciendo de esta forma también el coste en sensores piranómetros necesario para un correcto funcionamiento del software. Además, el diseño del programa por parte del fabricante también resulta más sencillo a la par que la simulación en PVSyst y su estimación para obtener la diferencia entre su uso o no, la comparación entre estos resultados se puede ver en el capítulo 3.

Los costes derivados de la implementación de este software se incluyen de forma estimada dentro de la partida de (5.1 la estructura mecánica) y de (10.8 Otros materiales), aunque suponen un gasto pequeño en comparación al total de las partidas.

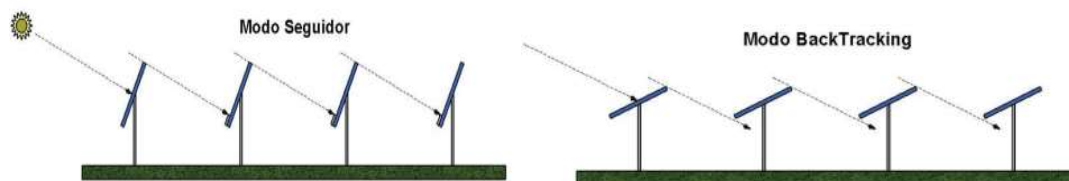


Figura (4.3) Explicación Backtracking

Como se puede apreciar en la figura anterior se modifica el ángulo de tal manera que se evita la superposición de paneles que produzcan sombras a los siguientes.

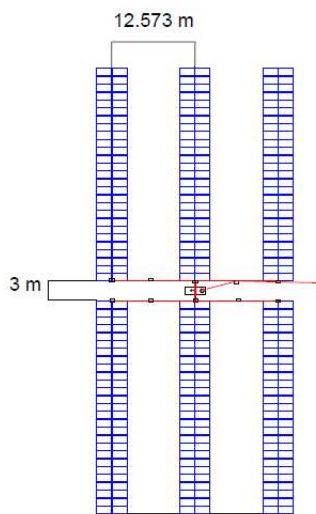
#### ***4.2 Medidas de materiales y trabajo:***

Para obtener una aproximación fiable y suficientemente buena de la longitud de cable de string, es necesario encontrar un método que simplifique el cálculo y la medición.

Método para medir cable de string por bloques:

En este caso se han utilizado 2 tipos de bloques de mesas que crean las agrupaciones de combiners de 12 y de 14 strings con su geometría habitual:

**Bloque estandar**



**Bloque 7 mesas**

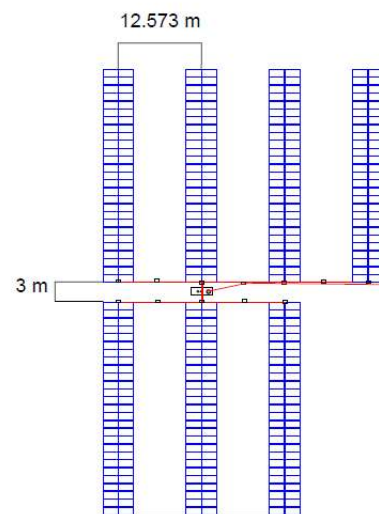


Figura (4.4) Bloques de mesas

A simple vista podemos obtener la cantidad de cable de string **16 mm<sup>2</sup> Al** es necesario para cubrir la conexión de cada uno de los bloques:

**Bloque estándar:**

$$2 \text{ mesas centrales: } N_{\text{mesas}}^{\circ} * 1,5 * \frac{N_{\text{Strings}}}{\text{mesa}} = 2 * 1,5 * 2 = 6 \text{ m} \quad (4.1)$$

$$4 \text{ mesas laterales: } N_{\text{mesas}}^{\circ} * (12,573 + 1,5) * \frac{N_{\text{Strings}}}{\text{mesa}} = 4 * 14,073 * 2 = 112,58 \text{ m} \quad (4.2)$$

$$TOTAL = 118.58 \text{ m/Combiner}_{12}$$

(4.3)

Además de la longitud de cable hay que calcular también la cantidad de incas extra que hacen falta para poder llevar los cables mediante CAB System

Incas extra = 4

**Bloque 7 mesas:**

$$2 \text{ mesas centrales: } N_{\text{mesas}}^{\circ} * 1,5 * \frac{N_{\text{Strings}}^{\circ}}{\text{mesa}} = 2 * 1,5 * 2 = 6 \text{ m} \quad (4.4)$$

$$4 \text{ mesas laterales: } N_{\text{mesas}}^{\circ} * (12,573 + 1,5) * \frac{N_{\text{Strings}}^{\circ}}{\text{mesa}} = 4 * 14,073 * 2 = 112,58 \text{ m} \quad (4.5)$$

$$1 \text{ mesas extremo: } N_{\text{mesas}}^{\circ} * (12,573 * 2 + 1,5) * \frac{N_{\text{Strings}}^{\circ}}{\text{mesa}} = 1 * 26,646 * 2 = 53,292 \text{ m} \quad (4.6)$$

$$TOTAL = 171,872 \text{ m/Combiner}_{14} \quad (4.7)$$

Incas extra = 5

A partir de aquí el siguiente paso es conocer la cantidad de mesas de 7 y de 6 que hay. Tomando la tabla (3.4) se puede ver claramente que se tienen:

28 bloques de 12 strings (6 mesas)

36 bloques de 14 strings (7 mesas)

Además, se estudiará el caso de algún bloque con otra geometría al que se les debe aplicar un factor de forma entre 1/1,5 dependiendo de su distribución.

A continuación, se describen dichos casos, en las zonas de los distintos inversores.



**Inversor 1:** 1 de 6 mesas y 3 de 7 mesas

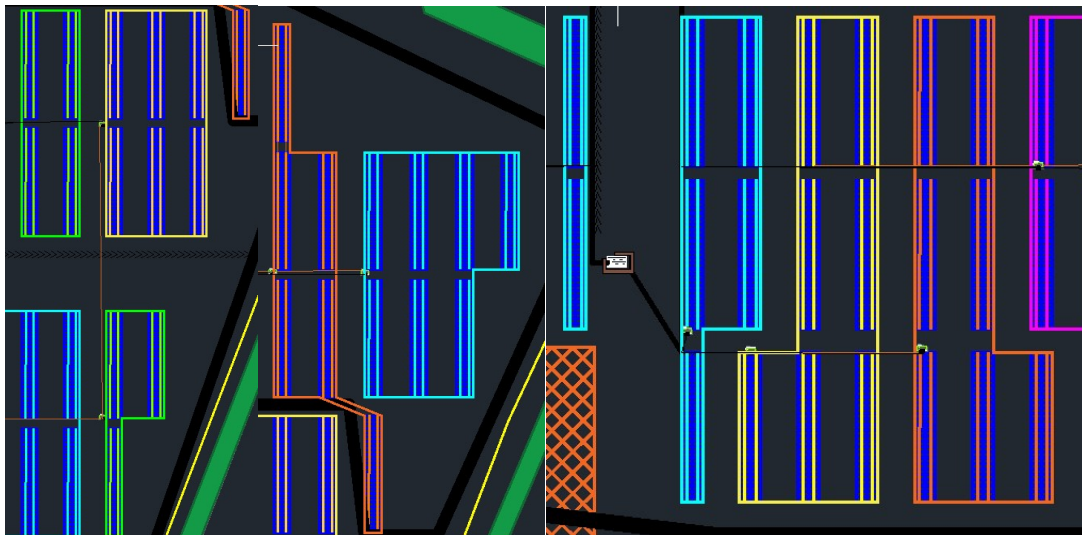
**Inversor 2:** 2 de 6 mesas y 2 de 7 mesas

**Inversor 3:** 5 de 7 mesas

**Inversor 4:** 2 de 6 mesas y 3 de 7 mesas

**TOTAL:** 5 de 6 mesas y 13 de 7 mesas

Para mantenernos del lado de la seguridad se estimará con un factor de forma = 1,5 en todos los casos, ya que existen algunos de ellos bastante asimétricos:



Figuras (4.5) Bloques irregulares

Se define grado de asimetría de la siguiente forma:

$$\emptyset = \frac{N^{\circ}_{Asim}}{N^{\circ}_{Total}}$$

$\emptyset$ : grado de asimetría conjunto de mesas

(4.8)

Y tendrá un valor para el bloque estándar y otro para el de 7 mesas:

$$\emptyset_{Est} = \frac{N^{\circ}_{Asim}}{N^{\circ}_{Total}} = \frac{5}{28} = 0,179$$

$$\emptyset_{7m} = \frac{N^{\circ}_{Asim}}{N^{\circ}_{Total}} = \frac{13}{36} = 0,361$$

Calculando el total:

$$L_{Total,Cstring} = N_{bloq.est}^{o} * L_{blo.est} * (1 + \phi_{Est}) + N_{bloq.est}^{o} * L_{blo.7m} * (1 + \phi_{7m}) \quad (4.9)$$

$$L_{Total,Cstring} = 28 * 118,58 * (1,179) + 36 * 171,87 * (1,361) = \mathbf{12335,5 m}$$

Método para medir cable de agrupación por método del seno/coseno:

Con este método, se busca evitar tener que medir cada cable de agrupación, ya que proceder de esta forma en plantas de gran extensión puede resultar excesivamente tedioso y poco práctico. Este método se trata de coger de cada ramal del sistema CAB el centro geométrico entre las Combiner que lo componen. Una vez se tiene esto, se traza una línea entre el inversor y el centro del ramal y se mide el ángulo respecto a la vertical.

Por último, se obtienen las tablas (4.1 y 4.2) calculando los senos y cosenos respectivamente, los senos hacen referencia al cable en el sistema CAB y el coseno a la parte enterrada en zanja.

En la siguiente figura se puede ver como quedaría el esquema para el primer inversor de la planta:

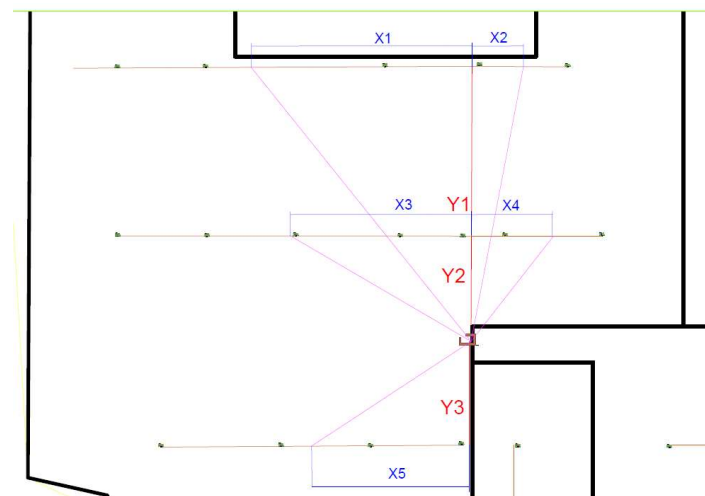


Figura (4.6) distancias método seno-coseno

Y las distancias de este primer sector de la planta quedarían:

Inversor 1				Nº combiners
x1	92,981	y1	115,948	3
x2	21,649	y1	115,948	2
x3	76,244	y2	44,256	5
x4	34,366	y2	44,256	2
x5	66,345	y3	43,784	4
SUMA				16

Tabla (4.1) Distancias inversor 1

Siguiendo el mismo procedimiento, se obtienen las mismas tablas para el resto de los inversores:

Inversor 2				
x1	81,902	y1	94,746	4
x2	70,597	y1	94,746	5
x3	109,936	y2	22,454	5
x4	35,226	y2	22,454	2
SUMA				16

Inversor 3				
x1	39,308	y1	96,197	3
x2	31,644	y2	24,19	2
x3	57,473	y3	133,239	4
x4	72,266	y3	133,239	1
x5	82,398	y4	60,973	3
x6	51,919	y5	20,839	3
SUMA				16

Inversor 4				
x1	74,624	y1	99,569	3
x2	29,741	y1	99,569	3
x3	122,373	y2	27,166	6
x4	68,429	y2	27,166	3
x5	87,494	y3	149,539	1
SUMA				16
nº Comb				64

Tabla (4.2) Distancias resto de inversores

A continuación, se procede con la siguiente ecuación, siendo  $i$  el número de  $x$  e  $y$  correspondiente en la tabla y  $j$  el correspondiente al inversor,  $N_{ij}^o$  por su parte es el número de combiners de cada ramal:

$$L_{cable,i} = (x_{ij} + y_{ij}) * N_{ij}^o \quad (4.10)$$

La longitud de cable para conectar un inversor será, siendo  $n$  el número máximo de la tabla (ej: en la tabla 3,  $n = 6$ ):

$$L_{cable,inver(j)} = \sum_{i=1}^n (x_i + y_i) * N_i^o \quad (4.11)$$

$$L_{cable,inver(1)} = 2102,24 \text{ m}$$

$$L_{cable,inver(2)} = 2310,62 \text{ m}$$

$$L_{cable,inver(3)} = 2134,92 \text{ m}$$

$$L_{cable,inver(4)} = 2331,56 \text{ m}$$

Y la longitud total calculada para todos los inversores será:

$$L_{TOTAL} = \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^n ((x_{ij} + y_{ij}) * N_{ij}^o) = 8879,34 \text{ m} \quad (4.12)$$

Corregido con un factor de 1.2 por distintos inconvenientes en construcción, sobrecostes y pérdidas de material:

$$L_{Cgrouping} = 8879.34 * 1.1 = 9767,28 \text{ m} \quad (4.13)$$

Además, se pueden obtener las longitudes de zanja de baja y de CAB System de la siguiente forma:

$$L_{CAB} = \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^n (x_{ij}) * N_{ij}^o = 4564,73 \text{ m} \quad (4.14)$$

$$L_{zanjaCC} = \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^n (y_{ij}) * N_{ij}^o = 4314,61 \text{ m} \quad (4.15)$$

En este caso no hace falta realizar la corrección pues la distancia que ha de recorrer el equipo no es tan probable que pueda cambiar por algún tipo de error humano en la instalación.

#### Paisajismo:

En este proyecto se tiene en cuenta que, para mantener la armonía visual del lugar y no perjudicar a las zonas residenciales, es aconsejable realizar trabajos de paisajismo en las zonas cercanas a casas o poblaciones de tal manera que cubran el parque solar. Se utilizan módulos para estimar el nº de árboles necesarios, el criterio que se ha seguido es el de 15 árboles y 5 arbustos cada 30,5 metros, lo cual hace un total de unos 50 módulos y una cantidad de **750 árboles** y **250 arbustos** para todo el paisajismo. Las zonas donde se deben plantar están especificadas en el set de mapas civiles.

#### Grading:

Para esta estimación se tiene en cuenta que el tracker necesita de un terreno bastante plano, se toma como pendiente máxima admisible la de 1,8°, acorde al cálculo de distancia entre filas que se realizó anteriormente. Esta pendiente será puesta en forma de porcentaje de:  $Pend = 4\%$ . A esto se le deberá añadir las zonas de PAD o de acopio, las cuales necesitan ser más planas que el resto del proyecto.

Utilizando esta clase de perfiles del terreno Figura 3.2, se puede realizar una estimación de que magnitud tendrá el trabajo de tierras necesario:



Figura (3.2) Perfil Norte-Sur

De esta forma se obtiene una extensión aproximada de  $A_{Tierra} = 2,231787$  hectareas, obsérvese en el set de planos de obra civil.

❖ El resto de las mediciones son directas y quedarían así:

- Longitud de Valla perimetral: 2421,862 metros
- Cantidad de puertas: 1
- Area de tala de árboles:
- Longitud Valla de limo:  $\frac{1}{2} * valla$  perimetral
- Entradas d construcción: 1 (con tubería HDPE)
- Area entrada const estándar: 176,58 m<sup>2</sup>
- Caminos internos: 4494,59 m<sup>2</sup>
- Zona de acopio: 2681,2 m<sup>2</sup>
- Area de PAD con hormigón: 243,04 m<sup>2</sup>
- Zanja de media: 677,934 m
- $C_{media} = Zanja * 3 (fases) = 2033,802 m$
- Zanja de drenaje: 653 m
- Longitud tuberías HDPE: 35,60 m
- Línea aérea: 42,38 m
- $C_{aéreo,media} = Laérea * 4 (fases + neutro) = 169,52 m$
- N° de postes: 3
- N° de estaciones meteorológicas: 2
- Incas Cobiner: 64

## 5 *Diseño, cálculos y dimensionamiento de la planta:*

### 5.1 *Max. Corriente CC delimita nº max de paneles/string:*

Se ha de comprobar y estudiar la cantidad de módulos que se podrán poner en cadena (string) sabiendo que lo que delimite esta cantidad será el voltaje máximo al que se dimensionen los cuadros eléctricos. Este voltaje, se basa en la suma de las distintas diferencias de potencial producidas por los módulos ya que estos se conectan en serie y la intensidad permanece constante a lo largo de todo el cableado de string.

#### 5.1.1 Explicación y cálculos:

Suponiendo un cuadro eléctrico de 1500 kV, en este caso un *SMA string-combiner* se va a establecer como límite de tensión admisible 1450kV como criterio de diseño.

Los datos meteorológicos que se han tomado para la realización de estos cálculos y consiguiente estimación provienen de la página de ASHRAE, la cual contiene datos y registros meteorológicos de numerosas estaciones meteorológicas a lo largo de todo el mundo ver figura 5.1 y tabla 5.1.

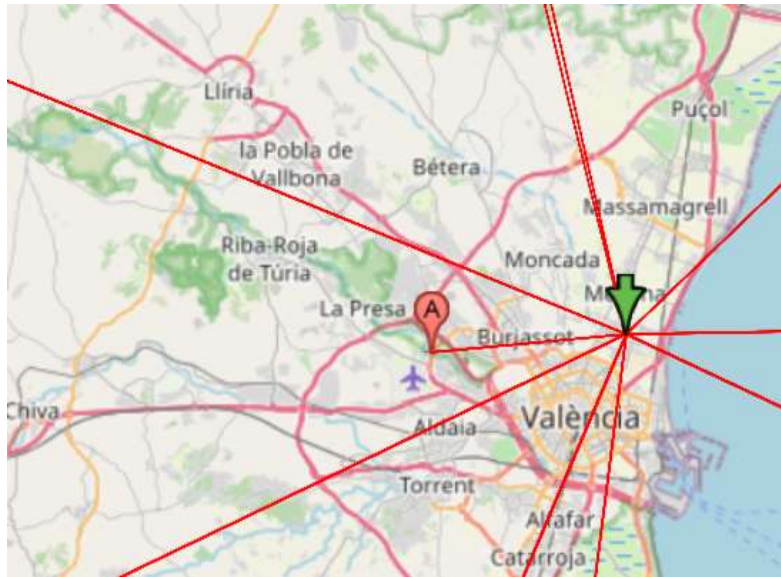


Figura (5.1) Plano estaciones meteorológicas

VALENCIA/AEROPUERTO, SPAIN (WMO: 082840)

Lat:39.50N Long:0.47W Elev:62 StdP: 100.58 Time zone:1.00 Period:82-06

Annual Heating and Humidification Design Conditions															
Coldest Month	Heating DB		Humidification DP/MCDB and HR						Coldest month WS/MCDB				MCWS/PCWD to 99.6% DB		
	99.6%	99%	DP	HR	MCDB	DP	HR	MCDB	WS	MCDB	WS	MCDB	MCWS	PCWD	
1	1.0	2.2	-6.2	2.2	8.1	-4.2	2.7	8.8	15.2	14.2	13.2	14.3	2.0	280	
Annual Cooling, Dehumidification, and Enthalpy Design Conditions															
Hottest Month	Hottest Month DB Range	Cooling DB/MCWB						Evaporation WB/MCDB						MCWS/PCWD to 0.4% DB	
		0.4%		1%		2%		0.4%		1%		2%		MCWS	PCWD
8	9.4	33.1	21.4	31.7	21.9	30.2	22.1	25.0	29.3	24.3	28.6	23.8	28.0	5.2	120
Dehumidification DP/MCDB and HR															
0.4%		1%						2%						Hours 8 to 4 and 12.8/20.6	
DP	HR	MCDB	DP	HR	MCDB	DP	HR	MCDB	Enth	MCDB	Enth	MCDB	Enth		MCDB
23.8	18.8	27.5	23.0	17.9	27.2	22.2	17.0	26.6	76.3	29.3	73.7	28.7	71.4	28.0	1211
Extreme Annual Design Conditions															
Extreme Annual WS			Extreme Max WB	Extreme Annual DB				n-Year Return Period Values of Extreme DB							
1%	2.5%	5%		Mean	Standard deviation		n=5 years		n=10 years		n=20 years		n=50 years		
11.4	9.6	8.1	30.4	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
				-1.6	37.7	1.7	2.2	-2.9	39.3	-3.8	40.6	-4.8	41.8	-6.0	43.4

Tabla (5.1) Datos estación meteorológica

Para este proyecto se han escogido los datos meteorológicos de la estación más cercana la cual se encuentra en el aeropuerto de Manises, de este se han tomado como valores más desfavorables los más extremos que se han registrado en los últimos 20 años.

$$T_{MAX} = 41,8 \text{ °C} \quad T_{MIN} = -4,8 \text{ °C}$$



De la hoja del fabricante LONGI, se puede obtener.

$$V_{OC} = 49,5 V \quad \beta = -0,284 \%$$

$V_{OC}$ : Tensión de vacío del módulo

$\beta$ : coef. de  $V_{OC}$  por temperatura

De la Combiar box que utilizaremos:

$$V_N = 1500 V$$

$$N_{mod} = \frac{V_N}{V_{OC} + ((T_{Min} - T_{REF}) * \beta * V_{OC})} = \frac{1500}{49.5 + ((-4.8 - 25) * -0.284\% * 49.5)} = 27,939 \text{ unidades}$$

$T_{REF}$ : Temperatura nominal del módulo = 25 °C

(5.1)

Redondeando al número menor  $N_{mod} = 27 \text{ módulos/string}$ .

Este será el número de módulos conectados en serie, que como se ve a continuación afectará directamente al cálculo y diseño de la estructura mecánica.

Para terminar, se calcula el voltaje total/string:

$$V_{max,string} = ((T_{min} - T_{ref}) * P_{mod} + V_{OC}) * N_{mod} = ((-4,8 - 25) * 540 + 49,5) * 27 =$$

$$V_{max,string} = 1449,61 V < 1450 V \text{ (criterio de diseño)}$$

(5.2)

### 5.1.2 Solución adoptada

La solución adoptada por tanto es la de 27 módulos/string siendo la longitud de mesa por lo tanto preferible la de 27 puesto que los strings cuadrarían con las mesas y con el número de filas de módulos.

## 5.2 Cálculo de Cuadros tipo Combiner y disposición más favorable:

### 5.2.1 Explicación y cálculos:

Tomando de nuevo la tabla calculada en el apartado 3.2 pero en su forma completa, se continua con la estimación de la intensidad en cada cuadro:

	CB	Strings/CB	Pot Mod	Mod/CB	Pot/CB	Total Strings	Total Mod	Pot. Pico (DC)	
INV 1	7	12	0,54	324	174,96	84	2268	1224,72	3061,80 kW
	9	14	0,54	378	204,12	126	3402	1837,08	
INV 2	7	12	0,54	324	174,96	84	2268	1224,72	3061,80 kW
	9	14	0,54	378	204,12	126	3402	1837,08	
INV 3	7	12	0,54	324	174,96	84	2268	1224,72	3061,80 kW
	9	14	0,54	378	204,12	126	3402	1837,08	
INV 4	7	12	0,54	324	174,96	84	2268	1224,72	3061,80 kW
	9	14	0,54	378	204,12	126	3402	1837,08	

Tabla (5.2) distribución de strings y cuadros eléctricos

Como se puede observar en la tabla, cada inversor del parque tiene la misma potencia nominal, por lo que en ese aspecto no se espera ningún inconveniente.

Basándonos en los resultados de la tabla obtendremos:

$$N_{Combiners} = \sum Cb = 64$$

$$N_{strings} = \sum_{i=1}^n Cb_i * \left(\frac{Str}{CB}\right)_i = 840$$

(5.3)

siendo l cada combinación entre mod /string y N° inversor, n = 8 en total.

$$I_{mp,1} = \frac{P_{Comb,1}}{V_{Comb}} = \frac{174.960 W}{1449.61V} = 120,695 A$$

$$I_{mp,2} = \frac{P_{Comb,2}}{V_{Comb}} = \frac{204.120 W}{1449.61V} = 140,810 A$$

(5.4)

Estas serán las intensidades de salida de las dos configuraciones de cuadros tipo 1, se encuentran por debajo del límite impuesto por el fabricante.

Se observa en la figura (5.2) obtenida del set de planos que en disposición 2P son 6 o 7 mesas por cuadro, por lo que la disposición geométrica es bastante simétrica, y por tanto permite la distribución expuesta en el punto:



Figura (5.2) Captura de plano (bloques)

Se comprueba de esta forma que la configuración actual cumple con todos los requisitos y es la óptima para el parque.

### 5.3 Diseño del cableado:

Teniendo en cuenta que el cableado que se debe utilizar es especial para las instalaciones fotovoltaicas y las consideraciones técnicas del mismo. Se puede calcular la sección necesaria

de cada tramo de cable en esta instalación basándonos en lo que dicta el pliego de condiciones técnicas a cerca de la caída de tensión admisible.

Para la elección del cableado en esta instalación se ha acudido al catálogo de cables para instalaciones de energía solar fotovoltaica de GENERAL CABLE del grupo PRYSMIAN, las especificaciones técnicas de los cables empleados se adjuntarán en los anejos.

### 5.3.1 Explicación y cálculos:

#### Cable para String-CombiBox:

Para aclarar cuál es el caso más desfavorable, si vemos en los planos eléctricos del diseño, este hace referencia a la mayor distancia entre un string y el cuadro eléctrico al que pertenece este string. De esta forma, se está del lado de la seguridad para el resto de strings asegurando una caída de tensión menor que la calculada anteriormente y bajo ningún concepto superiores al 1.5 % que marca el pliego de condiciones técnicas. Por otro lado, cuando dimensionamos para el amperaje, habrá que tener en cuenta que usaremos un aislamiento de (XLPE) y por tanto la sección será dimensionada un 125% de la max de funcionamiento.

1. Obtención intensidad max de diseño.

En este caso:

$$I_{max} = 1,25 * I_{mp} = 1,25 * 12,9 = 16,125 A \quad (5.5)$$

2. Cálculo de Sección mínima:

Como norma es necesario que la caída de tensión no supere el 1,5 % aunque en este caso es recomendable que no sea mayor al 0,5 % y este, será el criterio a utilizar para diseño.

$$S = \frac{2 * L * I * \phi}{K * \Delta U}$$

L = longitud del cable    I = Imp     $\phi$  = Factor de potencia     $\Delta U$  = Caída de tensión

K = Conductividad (56 Cu |35 Al)

(5.6)

Se tendrá en cuenta en todo el diseño un factor de potencia de 1.

$$\text{Cobre: } S = \frac{2 * 100,6 * 12,97 * 1}{56 * 0,005 * 1446} = 6,441 \text{ mm}^2$$

$$\text{Aluminio: } S = \frac{2 * 100,6 * 12,97 * 1}{35 * 0,005 * 1446} = 10,31 \text{ mm}^2$$

#### Cable de agrupación:

En este caso se calcularán 2 tipos de cable 1 para cada una de las dos condiciones de trabajo que se dan en esta zona del cableado eléctrico. Se puede apreciar en la tabla 5.2 que muestra los cuadros eléctricos y sus conexiones, como existen combiners de entrada doble de 6 inputs y de 7 inputs. Las primeras reúnen 12 strings con una potencia total en la entrada de 174.96 KVA mientras que las segundas acogen 2 strings más llegando a una potencia mayor de 204.12 KVA/Cuadro eléctrico. Manteniendo los 1449.95 V se calculan ambas intensidades, para la caída de tensión, se calculará solo para el caso más desfavorable siguiendo el mismo criterio que en el apartado anterior, pero con la distancia de combiner box-inversor esta vez:

1. Intensidades máximas de diseño:

$$I_{max,1} = 1,25 * I_{mp} = 1,25 * 120,695 = 150,869 \text{ A}$$

$$I_{max,2} = 1,25 * I_{mp} = 1,25 * 140,810 = 176,013 \text{ A}$$

(5.5)

2. Caídas de tensión máximas:

Con el mismo procedimiento que en el caso anterior, pero teniendo en cuenta esta vez una caída de tensión admisible de 0.7%, se obtendrá:

$$S_1 = \frac{2 * L * I * \phi}{K * \Delta U}$$

$$S_{1,cobre} = \frac{2 * 282,84 * 120,695 * 1}{56 * 0,007} = 120,371 \text{ mm}^2$$

$$S_{1,Aluminio} = \frac{2 * 282,84 * 120,695 * 1}{35 * 0,007} = 192,597mm^2$$

$$S_2 = \frac{2 * L * I * \phi}{K * \Delta U}$$

$$S_{2,cobre} = \frac{2 * 282,84 * 140,810 * 1}{56 * 0,007} = 140,432mm^2$$

$$S_{2,Aluminio} = \frac{2 * 282,84 * 140,810 * 1}{35 * 0,007} = 224,691mm^2$$

(5.6)

### Cable de media tensión:

Para determinar los cables a utilizar en cada tramo de media tensión se han tenido en cuenta los distintos amperajes que deberán soportar dichos cables y una caída de tensión máxima admisible de 0,3%, más restrictiva ya que al ser mayor la tensión del cableado, las pérdidas porcentuales esperadas son notablemente menores.

Para ello hemos de tener en cuenta:

#### 1. Amperaje:

##### 1.1 Cable1:

$$I_{mp,1} = \frac{P_{Inv,1}}{V_{media}} = \frac{3061800 W}{12470V * 3} = 81,844A$$

$$I_{max,1} = 1,25 * I_{mp} = 1,25 * 81.844 = 102,305A$$

##### 1.2 Cable2:

$$I_{mp,2} = \frac{P_{Inv,2}}{V_{media}} = \frac{3061800 W * 2}{12470V * 3} = 163,689 A$$

$$I_{max,2} = 1,25 * I_{mp} = 1,25 * 163,689 = 204,611 A$$

##### 1.3 Cable3:

$$I_{mp,1} = \frac{P_{Inv,3}}{V_{media}} = \frac{3061800 W}{12470V} = 245,533 A$$

$$I_{max,3} = 1,25 * I_{mp} = 1,25 * 245,533 = 306,916A$$

1.4 Cable4:

$$I_{mp,4} = \frac{P_{Inv,4}}{V_{media}} = \frac{3061800 W * 4}{12470V * 3} = 327,378A$$

$$I_{max,1} = 1,25 * I_{mp} = 1,25 * 327,378 = 409,223 A$$

(5.7)

### 5.3.2 Solución adoptada:

Del catálogo General cable de Prysmian Group se obtienen tres opciones para baja tensión:

- HARMONY ALL GROUND Al 1,5 kV
- HARMONY CLASS Al 1,5 kV
- EXZHELLENT CALSS SOLAR Cu (estañado) 1,5 kV

Y estas dos para media tensión:

- VULPREN CLASS Al 12/20 kV
- HERSATENE CLASS 12/20 & 18/30 kV

#### Cable para String-CombiBox:

Para este caso, con el objetivo de simplificar las características de diseño y teniendo en cuenta que el ahorro no supone una cantidad relevante ante las grandes posibilidades de un error humano, si se instala distinto cableado, se estudiará el caso más desfavorable respecto al diseño del parque y se tomará el cable de menor calibre que cumpla con las características previamente mencionadas respecto a amperaje y caída de tensión.

En este caso el requisito más restrictivo es la caída de tensión y las dos opciones obtenidas son:

Cobre: Exzhellent class solar (10 mm<sup>2</sup>)  $\Delta U = 0,32\% < 0,5\%$

**Aluminio: Harmohny class Al XZ1 (S) (16mm<sup>2</sup>)  $\Delta U = 0,32\% < 0,5\%$**

En este caso, se opta por el aluminio 16 mm<sup>2</sup> ya que, aunque sea más grande la sección, este resulta más barato y ligero. El peso es importante en este apartado pues estos cables estarán instalados mediante CAB System (sistema de perchas), aunque o es tan relevante como lo será en el cableado de agrupación. Se utiliza aislamiento XLPE tipo DIX3.

#### Cable de agrupación:

##### *Sección 1:*

Cobre: Exzhellent class solar (120 mm<sup>2</sup>)  $\Delta U = 0,7\% = 0,7\%$

**Aluminio: Harmohny class Al XZ1 (S) (240 mm<sup>2</sup>)  $\Delta U = 0,56\% < 0,7\%$**

Aun siendo el doble de ancha la sección en el caso del aluminio, tomaremos esta opción por ser más o menos el tercio del precio que el cobre y pesar menos, aunque dispondremos del inconveniente de que al tener que llevar los cables en perchas, estos ocuparán notablemente más, pero aun así volumétricamente pueden ser conducidos en perchas.

##### *Sección 2:*

Cobre: Exzhellent class solar (150 mm<sup>2</sup>)  $\Delta U = 0,82\%$  *No cumple*

**Aluminio: Harmohny class Al XZ1 (S) (240 mm<sup>2</sup>)  $\Delta U = 0,66\% < 0,7\%$**

Escogeremos nuevamente de opción el cableado de aluminio por un menor coste y peso, mantiene la opción de la sección 1, en cobre debería tomarse una mayor.

#### Cable de media tensión:

Al elegir los cables se les deja un margen de + 40 A ya que los valores aportados por el fabricante suponen que el cableado se instala a la sombra.



Cable 1: **Hersatene class Al RH5Z1** (95 mm<sup>2</sup>)  $\Delta U = 0,12\%$

Cable 2: **Hersatene class Al RH5Z1** (150 mm<sup>2</sup>) ;  $\Delta U = 0,14\%$

Cable 3: **Hersatene class Al RH5Z1** (240mm<sup>2</sup>);  $\Delta U = 0,05\%$

Cable 4: **Vulpren class Al HEPRZ1** (240mm<sup>2</sup>);  $\Delta U = 0,03\%$

En este caso, en la última sección de cable, al ser una intensidad más elevada y aunque el cable aislado con aluminio cumple con las características, se escoge el que tiene como pantalla metálica una cinta de cobre a contraespira para buscar un mejor aislamiento, y un aislamiento externo tipo HEPR.

#### 5.4 Distancia entre filas:

El cálculo de esta distancia se basa en lo estipulado por el pliego de condiciones técnicas en el apartado referente al sombreado entre filas. Este criterio busca asegurar al menos 4 horas de irradiancia directa en la superficie del módulo en el día más oscuro del año, que en Valencia es el 21 de diciembre. De esta manera, se calcula la distancia entre las filas de mesas que deberá tener nuestro parque solar para que las pérdidas por sombras no resulten excesivas.

*Tabla VII*

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

Tabla (5.3) valor de k pliego de condiciones

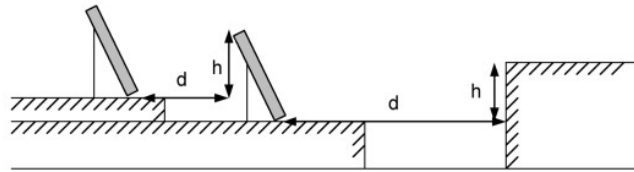


Figura (5.3) valor de h y d para distancia de módulos pliego de condiciones

La tabla 5.3 y la figura 5.3 son extraídas del documento **PCT-C-REV - julio 2011 de IDEA** y se utilizan como base para la estimación de la distancia necesaria entre filas.

#### 5.4.1 Explicación y cálculos:

$$W_{\text{mesa}} = L_{\text{módulo}} * 2 + s = 2,256 * 2 + 0,0612 = 4,573 \text{ m}$$

s: separación (61,2 mm)

$L_{\text{módulo}}$ : longitud aportada por fabricante

(5.8)

La diferencia de altura entre el punto superior de la mesa e inferior de la mesa contigua, además se calculará luego  $d_{\text{min}}$  admisible utilizando los valores de k:

Para una zona sin cuesta:

$$h = W_{\text{mesa}} * \sin Tilt_{\text{max}} = 4,573 * \sin 55^{\circ} = 3,746 \text{ m}$$

(5.9)

interpolado se obtiene el valor de k:

$$k = k_{\text{previa}} + k_{\text{posterior}} \left( \frac{l_{\text{post}} - l}{l_{\text{post}} - l_{\text{prev}}} \right)$$

$l$ : latitud actual = (39.51°)

$l_{\text{post/ant}}$ : latitudes de la tabla

$$k = 2,543$$

(5.10)

Según el pliego de condiciones:

$$d \geq k * h ; \quad d \geq 2,543 * 3,746 = 9,526 \text{ m}$$

(5.11)

Para max. Inclinación del terreno estimada (4%), mediante una iteración:

- Se supone una inicial  $d' = 10 \text{ m}$

$$\text{Ángulo: } \theta = \frac{4}{100} * 45^\circ = 1,8^\circ$$

(5.12)

$$\text{hip} = \sqrt{h^2 + d'^2} = 10,679 \text{ m}$$

(5.13)

y se obtiene una h corregida de:

$$h_{\text{corregida}} = h + \text{hip} * \sin(1,8) = 4,082 \text{ m}$$

(5.14)

$$d \geq k * h ; \quad d \geq 2,543 * 4,082 = 10,379 \text{ m}$$

(5.11)

Se puede observar que, aunque la inclinación sea pequeña la diferencia en las sombras puede ser muy notoria.

2ª Iteración: Si se repite el proceso con  $d' = 10,379 \text{ m}$   $d = 10,41 \text{ m}$

3ª Iteración:  $d' = 10,407 \text{ m}$  ;  $d = 10,409 \text{ m}$

4ª Iteración:  $d' = 10,409 \text{ m}$  ;  $d = 10,410 \text{ m}$

Se toma este valor como suficientemente acertado y se procede a dimensionar las distancias reales entre las mesas.

- ❖ Diferencia a cuando la mesa este con inclinación de módulos 0°:

$$\Delta d = W_{\text{mesa}} * \cos(55^\circ) = 2,623 \text{ m} \quad (5.15)$$

$$d_{0^\circ} = 8 \text{ m} \rightarrow d = 8 + 2,623 = 10,623 \text{ m} > 10,410 \text{ CUMPLE} \quad (5.11)$$

Tomando d como la distancia entre bordes de los módulos, se obtienen el resto de las medidas:

- ❖ Disposición final de las incas y distancia entre las mesas:

$$d_{\text{entre incas}} = 8 + W_{\text{mesa}} = 8 + 4,573 = 12,573 \text{ m} \quad (5.16)$$

$$h_{\text{total}} = W_{\text{mesa}} * \sin Tilt_{\text{max}} + 0,5 = (4,573 * \sin 55^\circ) = 4,246 \text{ m} \quad (5.17)$$

#### 5.4.2 Solución adoptada

La distancia que se utiliza como distancia entre filas se trata de

$$d_{\text{entre incas}} = 12,573 \text{ m}$$

De esta forma se deja un margen pequeño que o influye en una distribución menos optimizada en cuanto aprovechamiento del espacio y al mismo tiempo se asegura cumplir con el criterio aun y si hubiera algún desperfecto en la etapa constructiva del proyecto. Además, al dejar un poco más de margen se reducen las pérdidas por sombra de la instalación.

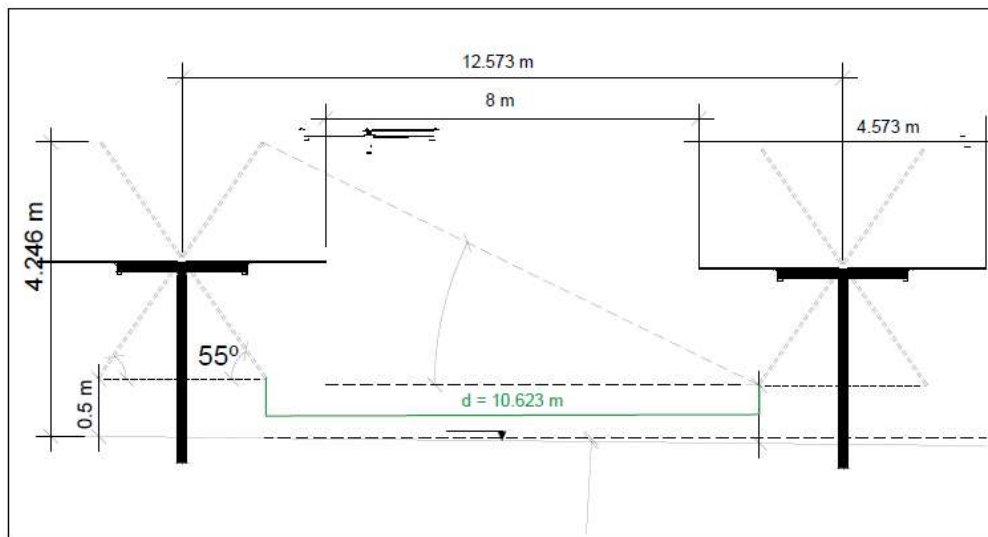


Figura (5.4) Distancia entre mesas

### 5.5 Dimensionado de Tracker:

Para este estudio, se va a tener en cuenta la situación meteorológica más adversa para la estructura mecánica que se pueda dar en Almacera. Esta situación se da con un viento máximo y sin considerar nieve, ya que no nieva nunca en este territorio. Con este estudio se busca cumplir con el código técnico de la edificación (CTE) asegurando la estructura contra sobrecargas de viento o nieve.

En primer lugar, tendremos la velocidad del viento que tiene un máximo en los últimos 40 años de 100 km/h en el municipio de Valencia.

Este viento causará mediante arrastre una presión máxima cuando la mesa se encuentre inclinada en  $55^\circ$ , puesto que es cuando más perpendicular es a su trayectoria.

Se va a calcular la carga  $q$  que actúa sobre la superficie de las placas y de las vigas con la siguiente ecuación:

$$q = 0,5 * \varrho * V_v^2 = 0,5 * 1,225 * \left(\frac{100}{3.6}\right)^2 = 472,608 Pa = 0,4726 kPa$$

$\varrho$ : Densidad del aire a condiciones estandar

$V_v$ : Velocidad del viento

(5.18)

Esta presión es de dirección paralela al plano del suelo, por lo que se debe obtener la componente perpendicular al plano formado por los módulos:

$$q_{eff} = q * \sin(55^\circ) = 0,4726 * \sin(55^\circ) = 0,387 kPa$$

(5.19)

### 5.5.1 Solicitaciones en Inca:

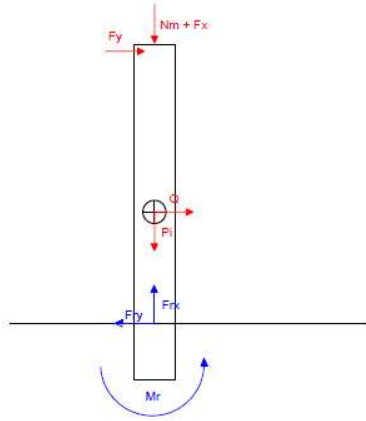
#### ELS (Estado límite de servicio) Fallo por deformación:

Se procede ahora a realizar un estudio tensional y de resistencia del material frente a fallo por fluencia en las incas de la estructura mecánica de la instalación. Se escoge este criterio por ser el más restrictivo y se tiene en cuenta que sobrepasado este el desempeño de la estructura podría trabajar de forma defectuosa.

Se debe tener en cuenta que dependiendo por que lado del módulo incida el viento la fuerza que provocará en el eje  $x$  podrá ser tanto de despegue como de aplastamiento respecto al suelo.

Una vez se obtiene esta presión se realiza un estudio de fuerzas con el fin de obtener la normal, la cortante y el momento creado por el viento en la viga, para ello se ha realizado un diagrama dinámico de la inca que favorezca la comprensión de forma gráfica de las reacciones experimentadas por esta en la sección de la base:

## Aplastamiento



## Despegue

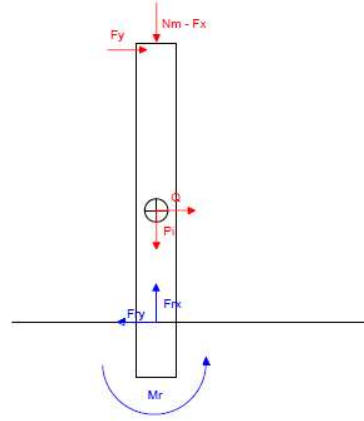


Figura (5.5) Fuerzas y momentos en inca

Peso de los distintos componentes dimensionados en Solidworks:

$P_{mod} = 32,3 \text{ kg}$  /  $P_{suj} = 6,8 \text{ kg}$  /  $P_{eje}$  (por inca) =  $338,82 \text{ kg}$  /  $P_{motor} = 43,23 \text{ kg}$  /  $P_{inc} = 25,62 \text{ kg}$

$$N_m = -P_{TOTAL} * 9,8 = -4,127 \text{ kN}$$

$$Q = A_i * q = 0,106 \text{ kN}$$

$$A_{cara,lateral} = 0,224 \text{ m}^2$$

$$F_{vy} = q_{eff} * A_m * \sin(55^\circ) = 4,087 \text{ kN}$$

$$A_{modulos/inca} = 12,888 \text{ m}^2$$

$$F_{vx} = -q_{eff} * A_m * \cos(55^\circ) = -2,862 \text{ kN}$$

$$(5.20 / 5.21 / 5.22 / 5.23)$$

Estas fuerzas actuantes, causan las siguientes reacciones en la base de la inca, basado en los siguientes equilibrios:

$$\sum F_x = 0; \sum F_y = 0; \sum M_{xy} = 0$$

(5.24)

Estas reacciones son:

$$\text{Normal (aplastamiento): } F_{rx} = -N_m - F_{vx} = 4,127 + 1,641 = 6,989 \text{ kN}$$

$$\text{Normal (despegue): } F_{rx} = -N_m + F_{vx} = 4,127 - 1,641 = 1,265 \text{ kN}$$

$$\text{Cortante: } F_{ry} = -Q - F_{vy} = -0,106 - 4,087 = -4,193 \text{ kN}$$

$$\text{Momento flector: } M_{fr} = Q * \left(\frac{l}{2}\right) + F_{vy} * l = 11,592 \text{ kN} * m$$

(5.25 / 5.26 / 5.27 / 5.28)

Se obtiene pues la siguiente distribución de las fuerzas y momentos:

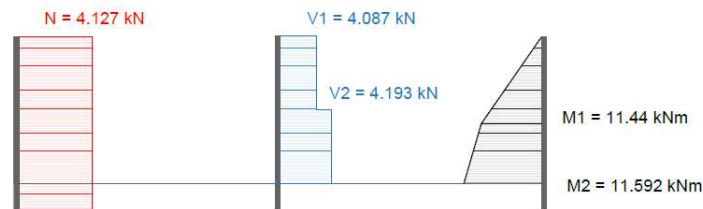


Figura (5.6) Axil, cortante y momento en inca

Se aprecia que el punto más crítico de la sección es el extremo opuesto a la cara por la que incide el viento, puesto que está sujeto a compresión por la acción del momento flector creado por el viento y por el peso de la estructura.

Por ello el caso más desfavorable será el de aplastamiento y no el de despegue.

Se procede al cálculo de la distancia  $d$  necesaria para que la sección cumpla con un coeficiente de seguridad mínimo de  $X = 1,5$  a fluencia impuesto como criterio de diseño.

Primero se debe tener en cuenta las características del material que vamos a utilizar para la fabricación de esta pieza, en este caso será de acero inoxidable 1.4006 (X10Cr13) con las siguientes características:  $S_y = 550 \text{ Mpa}$ ;  $S_u = 700 \text{ Mpa}$ ;  $E = 215 \text{ GPa}$ , se estudiarán el fallo por fluencia en el punto más crítico y el posible fallo por pandeo.

Como criterio para comprobar que el material se puede usar como acero estructural se comprueba la expresión (5.28):



$$rel = \frac{S_u}{S_y} = 1,2727 > 1,2 \rightarrow \text{cumple criterio. DB SE A}$$

(5.28)

La max  $\sigma_{eq}$  admisible se obtiene de la siguiente manera:

$$\sigma_{eq,adm} = \frac{S_y}{X * Y_{M2}} = \frac{550}{1,5 * 1.05} = 349.21 \text{ MPa}$$

$Y_{M2}$ : coeficiente resistecia de cálculo = 1.05

(5.29)

La  $\sigma_{eq}$  se calcula de la siguiente manera:

$$\sigma_{eq,x} = \frac{F_{rx}}{A} + \frac{M_{fr} * r}{I}$$

(5.30)

Al tener que calcular la d para que estas condiciones se cumplan, se pondrán toda la ecuación respecto de d, para esto se definen las distintas medidas de la sección de la siguiente manera:

b	5	mm
h	37	mm
c	100	mm

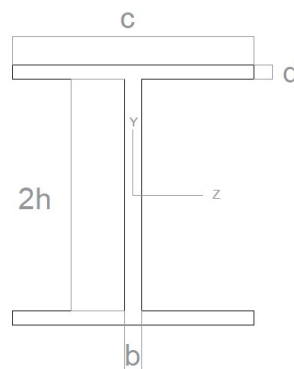


Figura (5.7) Sección de inca.

El área y la inercia de la sección vendrán dadas por:

$$A_{sección} = 2 * c * d + 2 * h * b \quad r = h + d \quad (5.31)$$

$$I_{z,sección} = \frac{b * (2h)^3}{12} + \frac{2 * (c * d^3)}{12} + \left(h + \frac{d}{2}\right)^2 * (d * c) \quad (5.32)$$

Por lo que la ecuación queda:

$$\sigma_{eq,x} = \frac{F_{rx}}{2 * c * d + 2 * h * b} + \frac{M_{fr} * (h + d)}{\left(\frac{b * (2h)^3}{12} + \frac{2 * (c * d^3)}{12} + \left(h + \frac{d}{2}\right)^2 * (d * c)\right)} \quad (5.33)$$

Sustituyendo se prueban distintos valores para d:

$$d = 1\text{mm} \rightarrow \sigma_{eq,x} = 737,55 \text{ MPa} > 349.21 \text{ MPa}$$

$$d = 2\text{mm} \rightarrow \sigma_{eq,x} = 426,86 \text{ MPa} > 349.21 \text{ MPa}$$

$$d = 3\text{mm} \rightarrow \sigma_{eq,x} = \mathbf{300,56 \text{ MPa} < 349.21 \text{ MPa}} \quad \mathbf{\text{Cumple}}$$

Se opta pues por d = 3 mm con lo cual se obtiene un coeficiente de seguridad de:

$$X = \frac{S_y}{\sigma_{eq,x}} = \frac{550}{300,56 * Y_{M2}} = 1,743 \quad (5.34)$$

Cabe recalcar tras este estudio, que a continuación debería realizarse un estudio a fatiga de la inca, pero en este caso al tratarse de acciones muy esporádicas y extremas y difícilmente identificables como cíclicas, se omite dicho estudio y se supone que en caso de hacerse el resultado obtenido sería mucho menos restrictivo que el estudiado actualmente.

### Fallo por pandeo:

Para estudiar el fallo por pandeo se debe, en primer lugar, obtener la inercia de la sección respecto al eje más desfavorable, pues será ahí dónde se produzca antes el efecto del pandeo. Estos cálculos previos se deben realizar para saber si la columna es **larga** o **corta**:

$$A = 0,00097m^2$$

$$I_{y,sección} = \frac{(2h * b^3)}{12} + \frac{2 * (d * c^3)}{12} = 5,0039 * 10^{-7}m^4$$
(5.35)

Se va a determinar ahora el **r mínimo de giro**, que viene determinado por:

$$r_{min} = \sqrt{\frac{I}{A}} = \sqrt{\frac{5.0039 * 10^{-7}}{0.00097}} = 0,0227 m$$
(5.36)

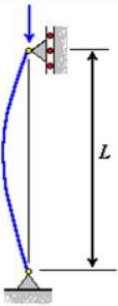
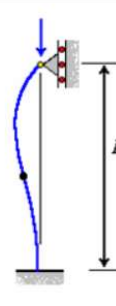
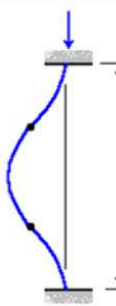
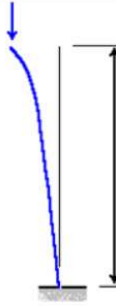
Columna articulada-articulada	Columna empotrada-articulada	Columna empotrada-empotrada	Columna empotrada-libre
			
$L_e = L$	$L_e = 0.699L$	$L_e = 0.5L$	$L_e = 2L$
$K = 1$	$K = 0.699$	$K = 0.5$	$K = 2$

Figura (5.8) Pandeo

Se ve que el caso del extremo libre, el que se da en la estructura, tiene un factor **K = 2**.

Se debe estimar ahora si la longitud es de una barra larga para el uso del criterio de Euler, el criterio de determinación de esta característica es el siguiente:

Si  $SR > C_c$  la columna es larga y se utiliza fórmula de Euler

Si  $SR < C_c$  la columna es corta y se utiliza fórmula de J.B. Johnson

$$SR = \frac{L_e}{r_{min}} = \frac{K * L}{r_{min}} = \frac{2 * 2.8}{0.0227} = 246,56 \quad (5.37)$$

$$C_c = \sqrt{\frac{2\pi^2 E}{S_y}} = \sqrt{\frac{2\pi^2 * 215 * 10^9}{275 * 10^6}} = 70,09 \quad (5.38)$$

Como se puede observar la columna es larga y se debe utilizar la expresión de Euler la cual es:

$$p_{cr} = \frac{\pi^2 * E * I}{L_e^2} = \frac{\pi^2 * 215 * 10^9 * 5.0039 * 10^{-7}}{5.6^2} = 33,858 \text{ kN} \quad (5.39)$$

Una vez se obtiene la  $p_{cr}$  se procede a definir la  $p_a$  como carga admisible para el diseño.

En nuestro caso le aplicamos un factor de diseño de  $N=3$  para evitar que pueda aparecer este fenómeno:

$$p_a = \frac{p_{cr}}{N} = \frac{33.858}{3} = 11,286 \text{ kN} \quad (5.40)$$

Vemos que  $\mathbf{Pa} = 11,024 \text{ kN} \gg F_{rx} = 6,989 \text{ kN}$  esto determina que no se va a dar el fenómeno de pandeo en nuestra inca y que por tanto está bien dimensionada.

### 5.5.2 Solicitaciones en Eje (viga):

Para estudiar el eje de la estructura Tracker, se tiene un modelo que actúa como una viga con una carga distribuida, en la realidad dicha viga tiene 28 cargas puntuales marcadas por las sujeciones, aunque para este estudio se escoge un modelo con carga distribuida por simplicidad de los cálculos. Se puede contemplar en el siguiente diagrama de momentos en los cuales se muestran la distribución de los mismo a lo largo del eje:

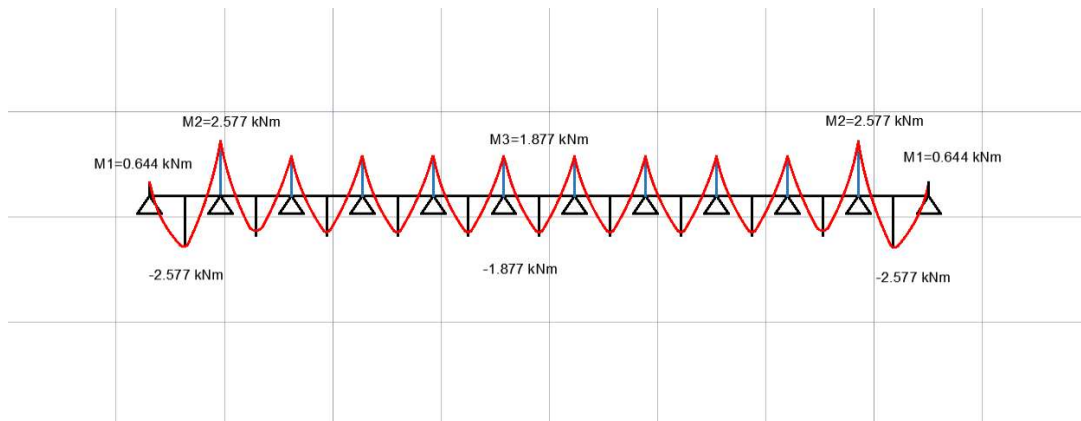


Figura (5.9) Distribución de los momentos eje de estructura

Se explica a continuación el cálculo realizado para la obtención de estos valores:

En primer lugar, se calculan los valores de las cargas distribuidas, tanto las constantes, el peso como las variables, en este caso el viento:

$$Q_{cp} = \frac{54 * P_{mod} + 28 * P_{suj} + P_{eje}}{L_{eje}} = 1,790 \text{ kN/m} \quad (5.41)$$

$$Q_v = F_{vy} * \frac{n_{int.incas}^0}{L_{eje}} = 4.193 * \frac{11}{30.99} = 1,451 \text{ kN/m} \quad (5.42)$$

$$q = Q_{cp} + Q_v = 3,241 \text{ kN/m} \quad (5.43)$$

Que, con los siguientes coeficientes de mayoración para estar del lado de la seguridad,  $C_{cp} = 1,1$  y  $C_v = 1,25$ :

$$q_d = 1,1 * Q_{cp} + 1,25 * Q_v = 3,783 \frac{\text{kN}}{\text{m}} \quad (5.44)$$

Siguiendo cálculos estipulados por el CTE DB se obtienen los momentos máximos de una viga de las siguientes ecuaciones (5.45/5.46/5.47).

$$\text{Extremo: } M_{tramo} = (1,5 - \sqrt{2}) * q_d * L^2 = (1,5 - \sqrt{2}) * 3,783 * 2,818^2 = 2,577 \text{ kNm} \quad (5.45)$$

$$M_{enincaext} = \frac{2,577}{4} = 0,644 \text{ kNm} \quad (5.46)$$

$$\text{Interior: } M = \frac{q_d * L^2}{16} = \frac{3,783 * 2,818^2}{16} = 1,877 \text{ kNm} \quad (5.47)$$

Según DB-SE al momento máximo calculado se le deberá aplicar un factor de  $Y_{md} = 1,05$  para este caso de estudio, plastificación del material.

$$M_{fd} = M_{extremo} * Y_{md} = 2.706 \text{ kNm} \quad (5.48)$$

Todos los momentos máximos en los tramos interiores serán similares puesto que la longitud entre incas es similar y la carga distribuida constante a lo largo del eje.

Para el cálculo de la tensión máxima que deberá soportar el eje, se toma el momento calculado para los extremos de la viga anteriormente puesto que son los puntos más desfavorables de la misma:

En primer lugar, se calcula el momento de inercia de la sección:

$$I = \frac{(B * H^3)}{12} - \frac{(b * h^3)}{12} = \frac{(0,16 * 0,16^3)}{12} - \frac{(0,14 * 0,14^3)}{12} = 2,26 * 10^{-5} \text{ m}^4 \quad (5.49)$$

De esta forma la tensión de tracción y compresión creada en las superficies del eje vendrán dadas por la siguiente expresión:

$$\sigma_{eq,x} = \frac{M_{fr} * r}{I} = \frac{2,706 * 10^3 * 0,16}{2,26 * 10^{-5}} = 18,244 \text{ MPa} \quad (5.50)$$

Muy por debajo del límite  $S_y$  del material escogido, por lo que el dimensionado es satisfactorio y cumple con los requerimientos mecánicos de la pieza.

## 5.6 Protecciones sistema eléctrico:

### 5.6.1 Puesta a tierra:

Para dimensionar la puesta a tierra se debe acudir a la normativa existente a cerca de este tipo de instalaciones.

Naturaleza del terreno	Resistividad en ohmios.m
Arena silícea	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1500 a 10000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600
Hormigón	2000 a 3000
Basalto o grava	3000 a 5000

Tabla 3

Tipo de electrodo	Resistencia en ohmios
Placa enterrada profunda -	$R = 0,8 \cdot \frac{\rho}{P}$
Placa enterrada superficial -	$R = 1,6 \cdot \frac{\rho}{P}$
Pica vertical -	$R = \frac{\rho}{L}$
Conductor enterrado horizontalmente -	$R = \frac{2\rho}{L}$
Malla de tierra -	$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$

siendo:

R = resistencia de tierra del electrodo en  $\Omega$ .

$\rho$  = resistividad del terreno de  $\Omega \cdot m$ .

P = perímetro de la placa en metros.

L = longitud en metros de la pica o del conductor, y en malla la longitud total de los conductores enterrados.

r = radio en metros de un círculo de la misma superficie que el área cubierta por la malla.

Tabla (5.4) criterios de Real Decreto 337/2014

Se escoge la tierra pedregosa con césped como el terreno sobre el que se encuentra este proyecto.

$$\rho_{cesped} = 500 \Omega \cdot m$$

Siguiendo lo estipulado por el Real Decreto 337/2014 la longitud de las picas ha se relaciona con la Resistencia de la siguiente manera:

$$R = \frac{\rho}{L} ; \rightarrow L = \frac{\rho}{R}$$

(5.54)

### **Media tensión:**

Por una cuestión lógica y debido a la tipología del proyecto, se separa la puesta a tierra de baja tensión con la de media tensión ya que la de media necesita condiciones mucho más restrictivas.

Se estudia en este caso, para la parte de media tensión cual puede ser el caso más desfavorable posible y de esta forma dimensionar la puesta a tierra de la instalación estando del lado de la seguridad en toda la instalación.

Se utilizará un transformador de Zigzag como solucionador de desfases en media y se tendrá en cuenta lo que marca el transformador como el caso más desfavorable. Esto es así, ya que el excedente máximo que por diseño puede evacuar el neutro del transformador es de 500 A y esta corriente pasa a ser evacuada por el neutro de la instalación. La intensidad máxima de corriente de defecto a tierra utilizando el Zigzag de 500 A (valido para corrientes de 20 kV o menos para la mayoría de los servicios eléctricos) es de 500 A.

Según las especificaciones particulares para instalaciones de alta y baja tensión se estima el tiempo máximo de actuación de las protecciones en  $T_{max} = 400/I_d$  siendo entonces el  $T_{max}$  de 0,8 s.

Ahora se debe dimensionar el voltaje máximo que recibirá la puesta a tierra, ya que debe ser más bajo que el máximo admisible para una persona en ese periodo de tiempo.

Conociendo la expresión:  $V = R_t * I$  y observando la siguiente tabla del BOE 337/2014:



Tabla 1. Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada  $U_{ca}$  en función de la duración de la corriente de falta  $t_f$

Duración de la corriente de falta, $t_f$ (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, $U_{ca}$ (V)
0.05	735
0.10	633
0.20	528
0.30	420
0.40	310
0.50	204
1.00	107
2.00	90
5.00	81
10.00	80
> 10.00	50

Tabla (5.5) Valor admisible de tensión por tiempo, para personas

Será el valor  $V_{max,adm} = 204$  V, siendo este el inmediatamente anterior a los  $t=0,8$  s estimados, ya que a menos tiempo más restrictivo se vuelve el valor y se debe estar del lado de la seguridad.

Teniendo este valor y la intensidad más desfavorable se obtiene una  $R_t$ :

$$R_{t,max} = \frac{V_{ma,adm}}{I_d} = \frac{204}{500} = 0,408 \Omega \quad (5.55)$$

PROFUNDIDAD = 0'8 m

NUMERO DE PICAS	RESISTENCIA $K_r$	TENSION DE PASO $K_p$	CODIGO DE LA CONFIGURACION
2	0,110	0,0139	8/24
3	0,073	0,0087	8/34
4	0,0558	0,00633	8/44
6	0,0390	0,00408	8/64
8	0,0305	0,00301	8/84

$K_r$   $\Omega / (\Omega \cdot m)$

$K_p$   $V / (\Omega \cdot m)(A)$

Tabla (5.6) Valores  $K_r$  según tipo de electrodo

Se utiliza para la puesta a tierra de la parte de media tensión la configuración 8/84 estipulada según la denominación Unesa. Picas en hilera con una separación entre picas de 6m, una longitud de estas de 4 m, un diámetro de 14mm, profundidad de 0,8m y una sección del conductor de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup>.

Esta configuración tiene un valor de Kr de  $0,0305 \frac{\Omega}{\Omega m}$ .

En la ecuación 5.56 se obtiene la resistencia de un electrodo:

$$R_{t_{electrodo}} = Kr * \rho_{cesped} = 0,0305 * 500 = 15,25 \Omega \quad (5.56)$$

Una vez se tiene la resistencia de un electrodo se puede obtener el número de electrodos necesarios.

$$N^{\circ}_{electrodos} = \frac{R_{t_{electrodo}}}{R_{t,ma}} = \frac{15,25}{0,408} = 37,38 \rightarrow 38 \text{ electrodos} \quad (5.57)$$

Esto suma un total de 304 picas de 4m y 1824 m de cable de cobre desnudo de 50 mm en total.

Los electrodos serán distribuidos aprovechando la estructura del vallado para la excavación y de esta forma permitiendo que la instalación de media sea también la de puesta a tierra del vallado, el cual nunca debería tener carga y por lo tanto no supone un problema para la instalación.

### **Baja tensión:**

En el caso de la puesta a tierra de los módulos, las mesas, los cuadros y demás componentes metálicos previos al transformador, la corriente máxima que debe poder ser evacuada es mucho menor y por tanto la puesta a tierra se realiza a través de una instalación diferente.

En este caso cada bloque de mesas correspondientes a un cuadro irá a tierra de forma individual, siguiendo el siguiente criterio:

$$R_{t,max} = \frac{V_{max,adm}}{Id} = \frac{204}{13,78} = 14,8 \Omega \quad (5.58)$$

Y obteniendo de las dimensiones de los bloques una distancia de cable desnudo de cobre de 58m por sistema.

De esta forma del BOE 337/2014 se obtiene que:

$$R_{t,anillo} = \frac{2 * \rho_{cesped}}{L} = \frac{2 * 500}{58} = 17,24 \Omega$$

(5.59)

A partir de aquí y entendiendo que la conexión entre el anillo y las picas es análogamente en paralelo se obtiene la ecuación (5.62):

$$R_{t,picas} = \frac{1}{\frac{1}{R_t} - \frac{1}{R_{t,anillo}}} = \frac{1}{\frac{1}{14,81} - \frac{1}{17,24}} = 104,72 \Omega$$

(5.60)

Y de la ecuación (5.54) se obtiene la longitud adicional que han de tener las picas:

$$L = \frac{\rho}{R_t} \rightarrow \frac{500}{104,72} = 4,77 m \rightarrow 3 picas de 2 m por bloque$$

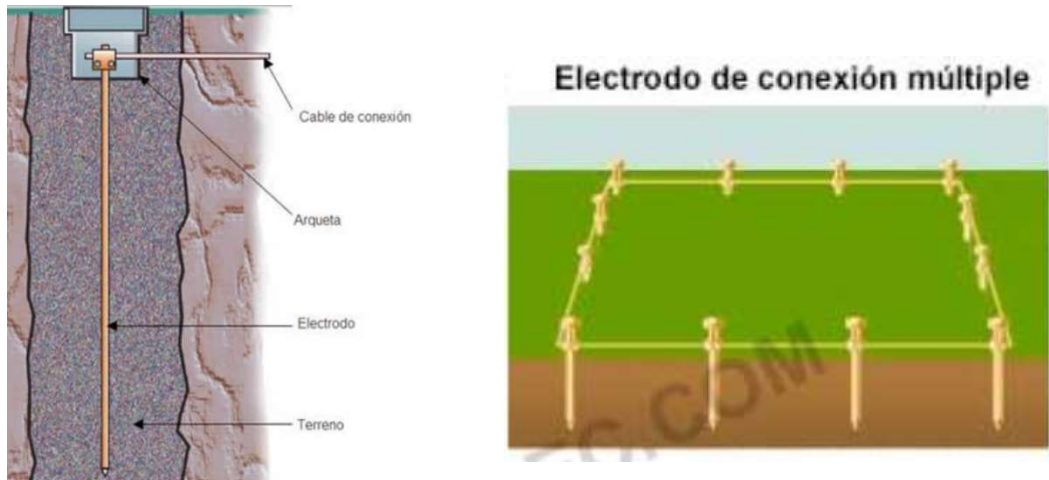
(5.61)

Estas se encontrarán distribuidas por el parque y el cable se encontrará unido a todo cuerpo metálico que pueda encontrarse en la instalación: Equipos, estructura mecánica, incas, vallado, módulos...

Esto como resultado final y teniendo en cuenta que hay 64 bloques tenemos el resumen de la tabla (5.7)

Cantidad	Elemento	Descripción	B/M
192 ud	picas	2 m largo DIAM 14 mm; prof: 0,5 m	B
3712 m	cable	cobre desnudo de 35 mm <sup>2</sup>	B
304 ud	picas	4 m largo DIAM 14 mm; prof 0,8 m separación de 6m	M
1824 m	cable	cobre desnudo de 50 mm <sup>2</sup>	M
496 ud	arquetas	Arqueta de puesta a tierra	B/M

Tabla (5.7) resumen material necesario puesta a tierra



Figuras (5.10) Pica, de puesta a tierra

## 5.6.2 Protecciones de baja tensión:

### Protecciones en Baja y CC:

#### *Fusibles escogidos para las Combiner box:*

Deben dejar pasar la corriente de cortocircuito del panel sin actuar, en este proyecto es de 13,85 A, por ello se escogerá como calibre de fusible unos de 15 A. Si nos fijamos esta vez en el voltaje que debe poder atravesar este fusible es de

$$V_{OC,Total} = V_{OC,módulo} * n^{ºmod} = 49,5 * 27 = 1336,5 V \quad (5.62)$$

Vemos como los fusibles de **1500 V** y **17,2 A** de la combiner de SMA cumplen con los requisitos.

#### *Descargador de sobretensiones para las Combiner box:*

Para proteger los equipos de cualquier fenómeno atmosférico que pudiera provocar una exposición a una corriente demasiado elevada como, por ejemplo, la caída de un rayo, se utilizan

descargadores de sobretensión en los cuadros eléctricos. Estos son del tipo 2 con  $I_n = 15 \text{ kA}$  y máxima Intensidad de descarga de 40 kA.

El resto de las especificaciones técnicas de los cuadros eléctrico (combiner Box) se encuentran especificados en su ficha técnica.

#### Protecciones entrada del inversor:

##### *Seccionador de carga, conexión, desconexión:*

Este equipo trabajará como conector, desconector del inversor respecto a todos los strings que le aportan energía, eso sí, se debe tener en cuenta que este no funciona como protección para la estación de potencia en caso de sobretensión u intensidades excesivas.

Para este caso se ha escogido el **Schneider ComPact NSX 400 NA DC PV 1500 V**

##### *Fusibles de protección para el inversor:*

Estos fusibles se instalan en un cuadro eléctrico previo al inversor central y situado en el propio PAD, este cuadro se denomina Recombinador CC y se sigue el mismo criterio que se ha seguido para el cálculo de los fusibles de las Combiner boxes:

$$I_{max} = I_{Sc} * N^{\circ} strings = 13,85 * 14 = 193,9A \quad (5.63)$$

Deben ser estos de 200 A y de 1500 Vcc y 30 kA de poder de corte

Se escoge en este caso un Fusibles Temper modelo **NH-1XL de 200 A GPV**, estos serán instalados en el cuadro de la misma forma, antes de conectar los distintos ramales en paralelo y conducirlos a la estación de potencia.

#### Protecciones en CA:

En este caso es el propio fabricante SUNGROW el que se encarga de dichas protecciones ya que a él se le adquiere la estación de potencia y el inversor y el transformador vienen dados en pack, con las respectivas protecciones que debe haber entre ambos.

En este caso la protección que lleva es un **interruptor automático de 3000 A** entre inversor y transformador

### 5.6.3 Protecciones de media tensión:

Estos equipos serán instalados en PAD y no en poste a excepción del GOAB, se ha optado por esta solución para facilitar el manejo operación y mantenimiento de estos suponiendo un coste no excesivamente elevado respecto a la solución tradicional.

#### *Transformador de ZigZag 500 A:*

Tal como se especifica en el documento **MT 2.03.20** para una red de distribución de energía de igual o menor voltaje a 20 kV, hace falta un inversor de Zigzag con estas características, que además se especifica, tendrá una impedancia equivalente de 25,4  $\Omega$ .

**Transformador marca Laybox de 12,5 kV y 500 A** que conecta el neutro a la instalación de la puesta a tierra.

#### *Reconectador con Relé SEL-651R:*

Se trata de un reconectador eléctrico que protege la red eléctrica de sobretensiones y posibles fallas momentáneas, tiene una capacidad de disparo monofásico y trifásico y tras ello tiene la capacidad de una reconfiguración automática de red.

Posee la capacidad de detección de del efecto de la corriente de Inrush (saturación momentánea del transformador).

#### *Medidor trifásico:*

Incorporado a la Red el paralelo y posterior a la acción de un pequeño transformador que acomoda la tensión a su rango de trabajo. Registra las anomalías que puedan tener lugar en la red, como protección propia está conectado a un descargador de sobretensiones. Sus datos son procesados y enviados por el sistema SCADA el cual se encuentra fuera del alcance de este proyecto.

*Interruptor de corte de Carga:*

Interruptor tipo GOAB (Interruptor de rotura de aire horizontal de 15 kV, bloqueable por el servicio eléctrico 24/7 y fácil acceso. Posibilidad de bloqueo en cualquier posición. Montado sobre el poste de elevación, se ha optado por el modelo **LineBoss 15 kV GOAB Switch**.

*POI (punto de interconexión):*

A partir de aquí el servicio eléctrico se hace responsable de las protecciones y los costos de la tirada de cable serán asumidos por el cliente no siendo objeto de este proyecto.

## 6. Producción energética esperada:

### 6.1 Pérdidas del sistema:

El sistema tendrá pérdidas de distinto tipo, por lo que para tener una estimación fiable de la producción deberemos tener en cuenta distintos factores.

#### 6.1.1 Pérdidas previas a irradiación en el colector:

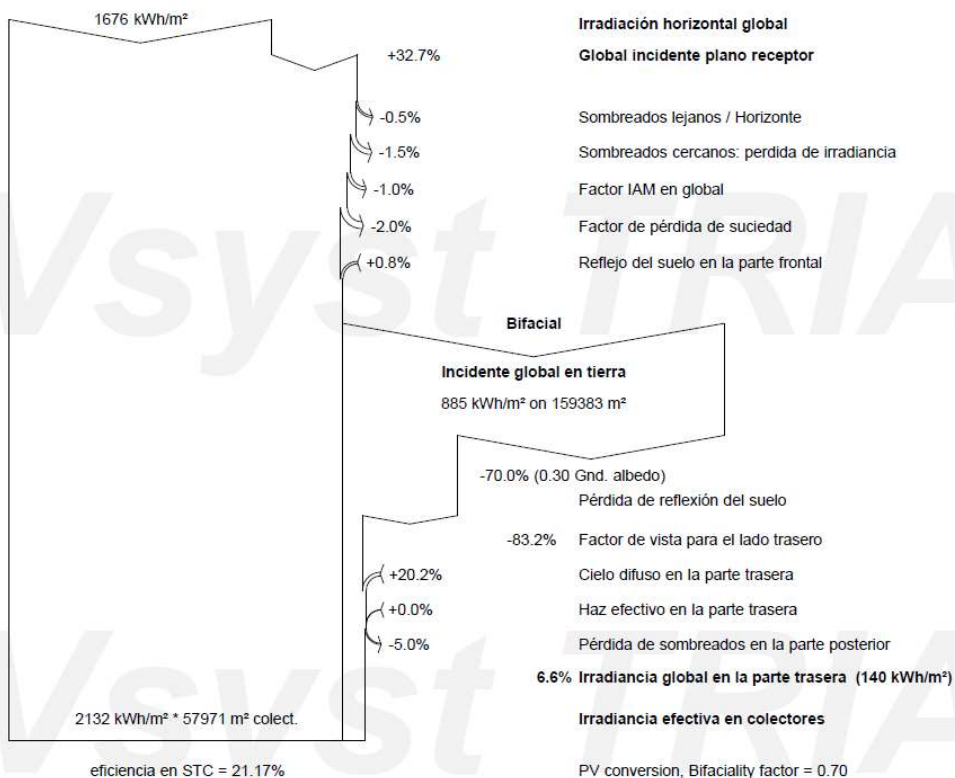


Figura (6.1) Diagrama pérdidas de irradiancia



*Pérdidas por sombras:*

Estas pérdidas no pueden superar el 10% individualmente, son producidas tanto por objetos del parque como centrales de potencia, postes, arboles etc. o por los propios colectores solares entre sí.

*Perdidas por sombras en el horizonte (lejanas):*

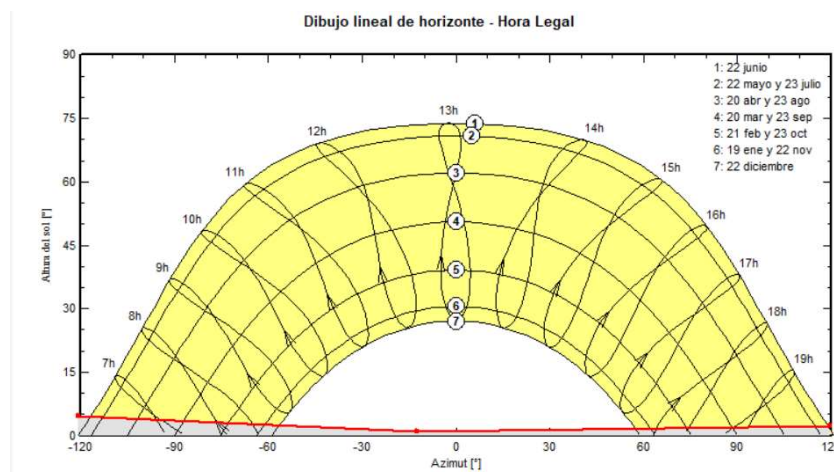


Figura (6.2) Abaco solar con horizonte

Como se puede observar en este ábaco, figura (6.2), las pérdidas por horizonte en un terreno tan plano son casi nulas, ya que las pocas que se producen a primera y última hora del día, también se producen entre las mesas al taparse entre sí y estas ya se encuentran consideradas en el apartado de sombras cercanas. Por ello, el valor estimado para estas pérdidas sobre la irradiancia de la zona es de:  $P_{Sl} = 0,5\%$

*Pérdidas por sombras cercanas:*

Para este tipo de pérdidas la normativa nos dice que debemos cumplir un porcentaje de pérdidas por sombras inferior al 10%.

Se va a utilizar el método marcado por el pliego de condiciones técnicas a cerca de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo conectadas a red y las distintas normativas vigentes. Para ello primeramente se ha de tomar el ábaco que divide las posiciones solares por zonas y estaciones. Este se muestra en la figura 6.3.

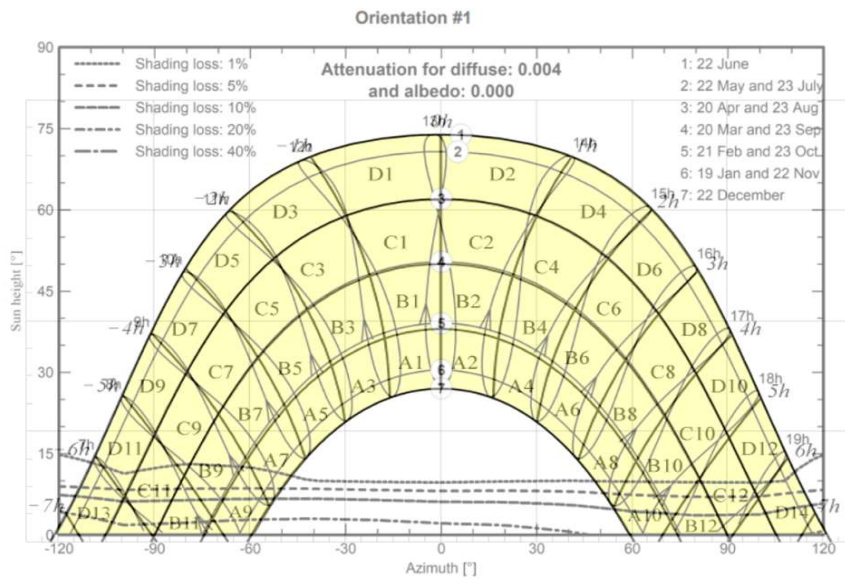


Figura (6.3) Abaco sombreado cercano para cálculo

En la figura 6.3 puede ver una superposición de las sombras cercanas, generalmente producidas por las mesas entre sí, con la plantilla que marca las zonas a tener en cuenta en el cálculo de dichas pérdidas.

Después, se toma la tabla de sombras que se obtiene de nuestro modelo y la tabla para los sectores delimitados para hora y estación por el pliego de condiciones técnicas.

Tabla factores de sombreado, para componente de haz

Azimet	-120	-100 °	-80 °	-60 °	-40 °	-20 °	0 °	20 °	40 °	60 °	80 °	100 °	120 °
Altura	°												
90 °	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
80 °	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70 °	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
60 °	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
50 °	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
40 °	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30 °	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
20 °	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02
10 °	0,18	0,11	0,14	0,13	0,10	0,04	0,02	0,07	0,10	0,07	0,06	0,05	0,17
2 °	3,35	2,42	0,25	2,73	2,82	2,73	2,54	2,42	2,13	1,71	1,53	1,57	2,15

Tabla (6.1) valores estimados para cálculo de pérdidas por sombras ábaco

Los valores de la tabla 6.1 representan el porcentaje que se tapa el cuadrante del ábaco respecto a los grados de azimut. Es importante entender que el valor está multiplicado el porcentaje de la línea que los tapa entre 10% ya que la línea que se ha tomado como referencia es la del 10%.

Por ello en los 2º puede haber valore superiores a 1.

Tabla V-2

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

Tablas (6.2) Tablas estimación pérdidas sombreados cercanos  $\alpha=0$  y  $\beta=0$

Y calculando con el ábaco se obtiene que:

$$\begin{aligned}
 P_{Sc} = & (D13 * fD13 + D11 * fD11 + C11 * fC11 + B11 * fB11 + B9 * fB9 + A9 * fA9 \\
 & + A10 * fA10 + B10 * fB10 + B12 * fB12 + C12 * fC12 + D12 * fD12 \\
 & + D14 * fD14) * 10
 \end{aligned}
 \tag{6.1}$$

Se ha de tener en cuenta, que acudiendo a la figura 6.3 se ha tomado como sombra la línea de 10 % de opacidad, es decir que a partir de este porcentaje ya no se ha considerado radiación directa.

$$\begin{aligned}
 P_{Sc} = & 0,18 * 3,35 + 1,05 * 0,05 + 0,18 * 0,125 + 0,01 * 0,15 + 0,32 * 0,14 + 0,05 * 1,3 \\
 & + 0,05 * 0,8 + 0,33 * 0,7 + 0,02 * 0,153 + 1,5 * 0,006 + 0,96 * 0,03 \\
 & + 0,17 * 2,15 = 1,474 \%
 \end{aligned}
 \tag{6.1}$$

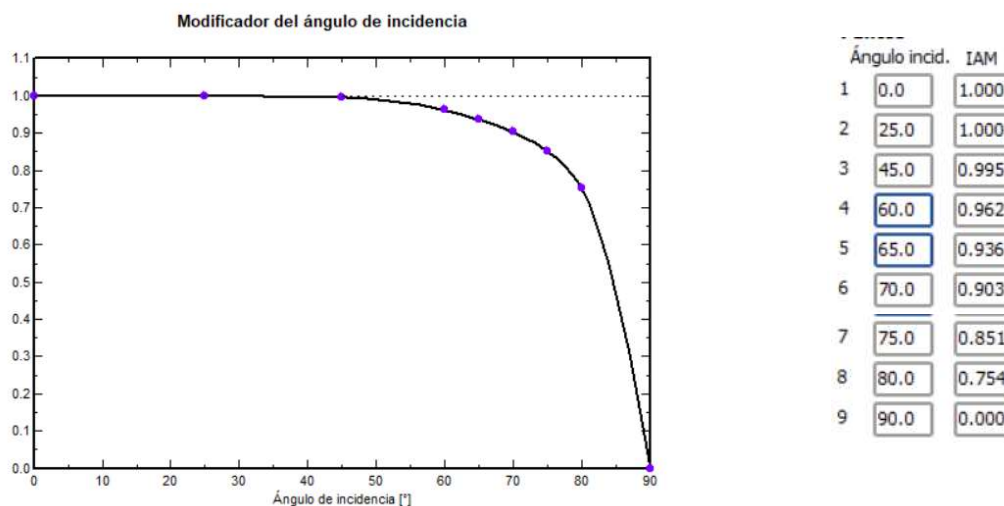
Se puede concluir que el resultado obtenido es muy similar al que posteriormente nos devuelve el Software PVSyst de 1,5% en el estudio que se encuentra en anexos.

Tras estos cálculos se comprueba que,  $S < 10\%$  y que  $(OI+S < 15\%)$  cumpliendo así con la normativa vigente.

*Perdidas por IAM (Air mass):*

Se ha definido el archivo PAN que proporciona el fabricante del módulo con la siguiente información:

Se puede observar cómo hasta  $55^\circ$  el factor de ángulo de incidencia es de 1 sin ningún tipo de pérdida, esto es debido a que se está estudiando un seguidor (tracker) con un rango de inclinación (tilt) =  $\pm 55\%$ , por lo que en este rango la incidencia de los rayos siempre va a ser perfectamente perpendicular a la superficie del módulo.



Figura(6.4) Pérdidas por inclinación del módulo

Obteniendo unas pérdidas globales de IAM del 0%, habrá que tener en cuenta que el efecto backtracking en las mesas hace que este porcentaje suba, aunque es muy difícil su estimación. En estos casos se le suele dar un valor por defecto de 1% para terrenos no muy accidentados.

*Pérdidas por suciedad:*

Se puede suponer que, debido a nieve, no habrá ningún tipo de pérdidas, en cambio por lluvias que puedan dejar polvo o tierra sobre los módulos se podrían suponer pérdidas de entorno al

2% según estudios realizados por la empresa SolarAnywhere. A la hora de estimar la producción estas son las pérdidas que mayor incertidumbre generan y siempre se ha de tener en cuenta la variabilidad de este valor.

### Soiling Loss

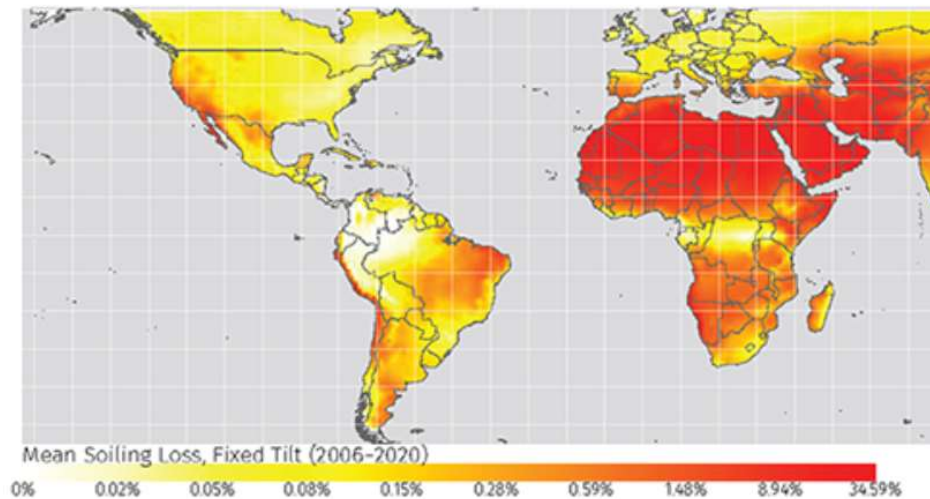


Figura (6.5) mapamundi, suciedad estimada por país SolarAnywhere

*Pérdidas en lado bifacial:*

Las pérdidas más significativas en la cara trasera del módulo son teniendo en cuenta un:

- Pérdidas por reflexión del suelo: Supone un 70% tomando por lo tanto un valor para el albedo del 30%, este factor de 70+5 viene dado por el fabricante. Esto supone que solo este porcentaje albedo puede ser aprovechado por la parte trasera del módulo.
- Factor de vista del lado trasero: Depende directamente de la geometría de los paneles y de la estructura colectora, la cual puede producir sombras, respecto a la superficie emisora de energía que es el suelo, debido al gran número de incas y si los valores comunes son del 15-20% se ha estimado que son de 23,4% como se comenta cuando se escogen los módulos.

Teniendo en cuenta estas pérdidas el porcentaje de aprovechamiento de la bifacialidad del módulo es de un 6,6% del total. Un poco bajo respecto a valores típicos de entre el 8-10%.

### 6.1.2 Pérdidas en producción de energía:

Es importante entender que a partir de aquí las pérdidas se estiman respecto al valor STC, el cual hace referencia a la energía nominal una vez es absorbida por el colector solar.

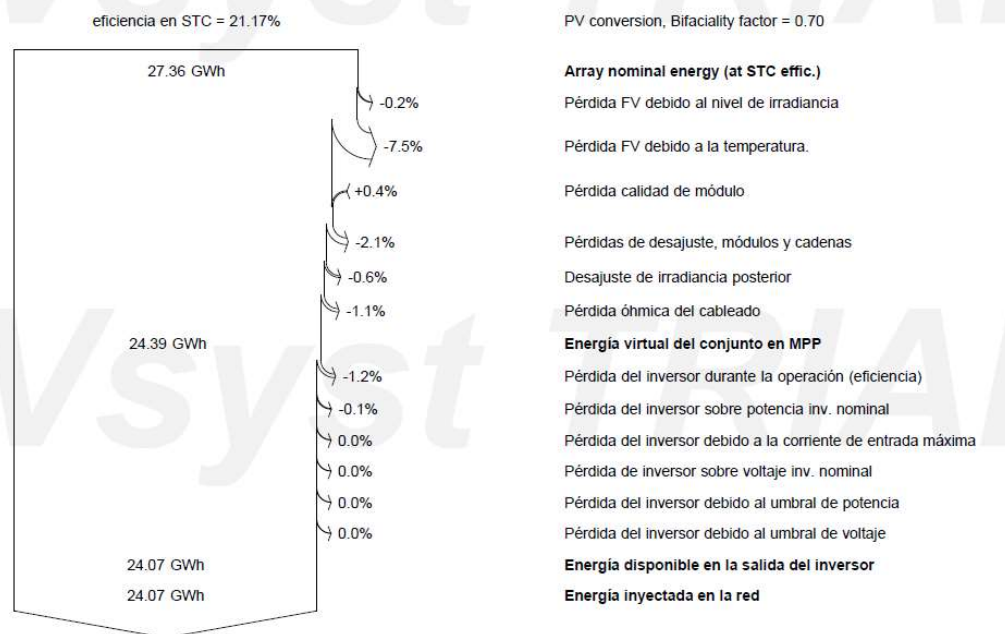


Figura (6.6) Diagrama de pérdidas de la instalación

*Pérdida por eficiencia de los módulos:*

En primera instancia, los módulos solares no poseen una gran eficiencia respecto a otras tecnologías de generación de energía, este en concreto tiene una del 21,17% la cual es bastante elevada teniendo en cuenta valores habituales.

*Pérdida por temperatura:*

#### Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.284%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C

Este módulo tiene un coeficiente de pérdidas por temperatura de

$$Per_{max} = -0,35\%/^{\circ}\text{C} \text{ y una } TONC = 45 \pm 2^{\circ}\text{C} \text{ (a } 25^{\circ}\text{C)}$$

El Pmax servirá para calcular las pérdidas por exceso de temperatura respecto a los 25º en array nominales. El TONC define que la diferencia de temperatura en celda respecto a la del panel durante la producción es:

$$\Delta T = T_{TONC} - T_{STC} = 45 - 25 = +20^{\circ}C \quad (6.2)$$

Este delta de temperatura es importante pues servirá para estimar la T en la superficie del colector obteniendo así la segunda columna de la tabla 6.2

Como se puede observar la tensión disminuye mientras que la intensidad prácticamente no sufre cambios por el aumento de T, esta disminución de la tensión conllevará una disminución en la potencia.

Como conclusión se calcula la potencia en el módulo con la siguiente expresión:

$$P_{módulo_T} = (540 \pm 5) * (-0,0035 * (T_{array}(^{\circ}C) - 25))Wp \quad (6.3)$$

Y las pérdidas energéticas con la siguiente:

$$TempLss = 0.0035 * (T_{array}(^{\circ}C) - 25) * n_{mod} * (540 \pm 5) * \frac{3600}{10^9} * \frac{1}{12} [GWh] \quad (6.4)$$

Meses	Temp [°C] ambiental	Temp [°C] Modulo	Perd T [GWh]
Enero	10,3	30,3	0,0682
Febrero	10,89	30,89	0,0757
Marzo	13,65	33,65	0,1112
Abril	15,74	35,74	0,1381
Mayo	19,46	39,46	0,1859
Junio	23,61	43,61	0,2393
Julio	26,82	46,82	0,2806
Agosto	26,97	46,97	0,2825
Septiembre	23,25	43,25	0,2347
Octubre	19,61	39,61	0,1879
Noviembre	13,87	33,87	0,1141
Diciembre	10,8	30,8	0,0746
		<b>SUMA</b>	<b>1,9928</b>

Tabla (6.3) Pérdidas por Temp. Meteonorm

Con esta forma de proceder se ha obtenido la tabla 6.3 obteniendo valores para cada mes.

De esta forma se estima que la producción energética pérdida por el efecto de la temperatura en el sistema en el primer año es de  $P_t = 1,9928 \text{ GWh}$ . Si se tiene en cuenta la producción estimada en la Tabla 6.7 es de 24,065 GWh para este año, se puede deducir que las pérdidas porcentuales por temperatura rondarán el: 8,28%

*Pérdida por desajuste (Mismatch):*

Estas pérdidas varían ligeramente entre los distintos modelos de módulos y son causadas por las diferencias que encontramos en longitudes de strings y disposición de los módulos, pueden darse de diversos tipos:

- Diferencias por sombras
- Diferencias por temperatura
- Variación de Irradiación

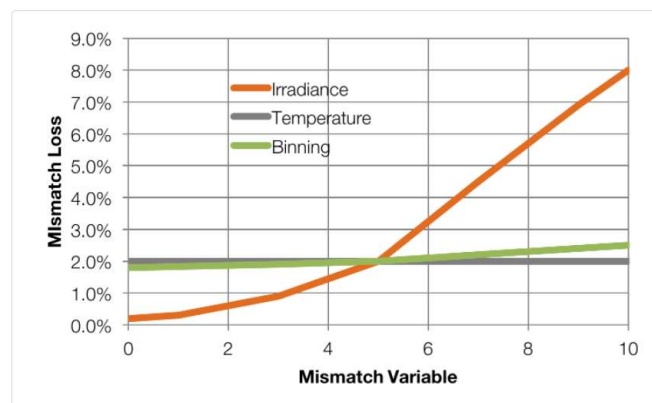


Figura (6.7) Gráfico pérdidas por desajuste respecto variables

En esta gráfica observamos que las pérdidas por desajuste aumentan considerablemente con el aumento de la irradiancia.

Además, al estar utilizando un módulo Bifacial, existen otras pérdidas por desajuste en la irradiancia posterior.



Estas pérdidas como se puede ver en la gráfica suelen rondar el 2%, en este caso las pérdidas estimadas por el software son de 2,1 %, por otro lado, las producidas por el desajuste en la irradiancia posterior del módulo le añade otro 0,6% de pérdidas, por lo que la cifra final queda en 2,7%

*Pérdidas óhmicas en el cableado:*

Estas pérdidas se han calculado en el capítulo 5 cuando se elige el cableado, haciendo un total del 1,2% – 1,3 %, bastante por debajo de lo que dicta la normativa tanto para baja como para media tensión y en muy pocos casos excediendo la recomendación de no superar el 0,5 % de pérdidas óhmicas en un tramo de cable.

*Pérdidas en la estación de potencia:*

Por la propia eficiencia del inversor, se estima unas pérdidas del 1,3% sobre la operación ideal en potencia nominal, esta eficiencia es facilitada por el fabricante SUNGROW para el modelo SG3000HV. Cabe señalar, que en este caso no se producen pérdidas por el efecto clipping, ni tampoco se dan corrientes por debajo del umbral de voltaje o amperaje que nos señala el fabricante, por lo que estos efectos no producen pérdidas en este apartado.

*Pérdidas menores:*

Son aquellas con poco peso en la producción de este proyecto, tales como:

- Debidas a nivel irradiancia
- Debidas a Calidad del módulo

### 6.1.3 Pérdida de eficiencia del módulo

Con el paso del tiempo el módulo va perdiendo eficiencia según está estipulado por el fabricante, en este caso se puede apreciar la tendencia descendente en la figura (6.8).

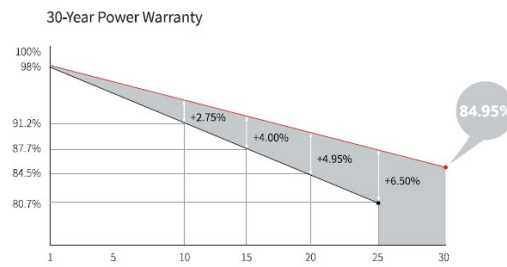


Figura (6.8) Pérdida eficiencia del módulo

Se estima una pérdida anual en la eficiencia del 0,5017% sobre el 21,17% del primer año, calculándose la eficiencia:

$$Effmod_n = 21,17\% * (1 - 0,5017\% * n): \tag{6.5}$$

Estos valores serán utilizados a continuación, para calcular la degradación de la instalación a lo largo de los años y de esta forma estimar una producción energética para los años futuros.

#### 6.1.4 Pérdidas por envejecimiento de sistema:

En las tablas (6.4) se muestran los parámetros que se han utilizado para estimar las pérdidas porcentuales anuales en la producción eléctrica final de la planta año tras año.

Pérdidas por envejecimiento			Año	Garantía
módulo	desajuste	dispersión	0	98%
	-0,52%	-0,23%	10	93,95%
		-0,40%	20	89,45%
SUMA	-1,15%		25	84,95%

Tablas (6.4) Pérdidas por envejecimiento

Las pérdidas por desajuste provienen de los datos de un proyecto similar llamado Monte-Carlo y sirven de referencia, las de dispersión, son valores por defecto, por último, las del módulo son el valor medio máximo anual especificado por el fabricante.

### 6.1.5 Cálculo de PR factor global de pérdidas:

Para estimar a continuación la producción global de la planta en el primer año se ha de calcular el valor de PR que hace referencia a la relación entre la energía nominal disponible y la energía llevada a red, de esta forma se puede calcular la energía que realmente se aporta en el punto de interconexión a red.

$$\begin{aligned}
 PR_{anual} &= 1 - (P_{temp} + P_{misch} + P_{ohm} + P_{estpot}) \\
 &= 1 - (0,082 - 0,027 - 0,013 - 0,013) = 0,865
 \end{aligned}
 \tag{6.6}$$

Este ratio solo tiene en cuenta las pérdidas del sistema y se debe utilizar la Incidencia global en los colectores para el cálculo de la energía puesto que no tiene en cuenta las perdidas previas al colector como las sombras.

## 6.2 Energía Inyectada a Red

Teniendo en cuenta que la potencia pico de un panel FV es la que este genera cuando sobre el incide una irradiancia de  $1000 \text{ w/m}^2$ , será igual la energía producida por metro cuadrado que la generada por el módulo por kW de irradiancia. Basado en esto, según define el Pliego de condiciones técnicas para instalaciones conectadas a red la energía inyectada a red **PCT-C-REV - julio 2011 de IDAE**, se calcula con la siguiente fórmula:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp} * PR}{G_{cem}} \quad \text{kwh/día}$$

$E_p$  : energía inyectada a la red en un día

$G_{dm}(\alpha, \beta)$ : Irradiación diaria en la superficie de las celdas  $\rightarrow \text{kwh}/(\text{m}^2 * \text{día})$

$G_{cem}$ :  $1 \text{ kW}/\text{m}^2$

$PR$ : grado de actuación, performance ratio

$P_{mp}$ : potencia pico del generador expresada en kw

(6.7)

A continuación, se expresarán estos valores para el primer año en la tabla (6.5), previo a tener en cuenta las pérdidas por envejecimiento de los paneles y la instalación.

Para esto se toma la irradiación global incidente en el plano  $G_{\text{globInc}}$  (mensual)  $\leftrightarrow G_{\text{dm}}(\alpha, \beta)$  (diario) y el PR estimado por las pérdidas.

Los valores han sido extraídos de la base de datos de Meteonorm y de allí se ha obtenido teniendo en cuenta las pérdidas previas y la eficiencia del módulo del 21,7 % los valores de  $G_{\text{globInc}}$  mensuales.

❖ En este caso se busca calcular los valores mensuales de la energía inyectada a red:

$$\begin{aligned}
 E_{p, \text{enero}} &= G_{\text{dm}}(\alpha, \beta) * P_{\text{mp}} * PR * 1 * \frac{m^2}{kW} = 100,5 * 12247 * 0,865 * 1 \\
 &= 1064680 \text{ kWh} = 1,0647 \text{ GWh}
 \end{aligned}$$

(6.7)

Mes	$G_{\text{globInc}}(\text{mens})$ [kWh/m <sup>2</sup> ]	PR*	Ep
Enero	100,5	0,865	1,0647 GWh
Febrero	116,7	0,865	1,2363 GWh
Marzo	182,4	0,865	1,9323 GWh
Abril	213,5	0,865	2,2617 GWh
Mayo	270,8	0,865	2,8688 GWh
Junio	281,4	0,865	2,9811 GWh
Julio	288,5	0,865	3,0563 GWh
Agosto	246	0,865	2,6060 GWh
Septiembre	193	0,865	2,0446 GWh
Octubre	145,1	0,865	1,5371 GWh
Noviembre	99,9	0,865	1,0583 GWh
Diciembre	85,8	0,865	0,9089 GWh
* valor anual		<b>ANUAL</b>	<b>23,5561 GWh</b>

Tabla (6.5) Producción anual por meses

Teniendo el siguiente valor como la energía que se espera del primer año de producción:

$$E_{p, \text{anual}_1} = 23,5561 \text{ GWh/año}$$

### 6.3 Estimación de pérdidas mediante PVSyst:

En este apartado y en el siguiente se busca obtener los mismos resultados de forma independiente mediante PVSyst con el objetivo, de poder comparar estos con los resultados obtenidos y ver cuan precisos pueden ser siguiendo esta metodología.

Primeramente, se obtiene una tabla (6.6) con las pérdidas que permita obtener los valores de PR para cada mes, en ella se ven desglosadas las distintas pérdidas y rendimientos de forma mensual.

Para obtener valores mensuales de estas pérdidas PR, se simulan los valores para el primer año.

SG3000HV Bifacial (n correcto modulos)  
Coeficientes de rendimiento normalizados

	Yr	Lc	Ya	Ls	Yf	Lcr	Lsr	PR
	kWh/m <sup>2</sup> /day	ratio	kWh/kWp/day	ratio	kWh/kWp/day	ratio	ratio	ratio
January	3.24	0.210	3.03	0.037	2.99	0.065	0.012	0.924
February	4.17	0.254	3.91	0.046	3.87	0.061	0.011	0.928
March	5.88	0.464	5.42	0.063	5.36	0.079	0.011	0.911
April	7.12	0.637	6.48	0.074	6.41	0.090	0.010	0.900
May	8.74	1.046	7.69	0.090	7.60	0.120	0.010	0.870
June	9.38	1.166	8.22	0.092	8.12	0.124	0.010	0.866
July	9.31	1.293	8.01	0.091	7.92	0.139	0.010	0.851
August	7.94	1.024	6.91	0.080	6.83	0.129	0.010	0.861
September	6.43	0.761	5.67	0.065	5.61	0.118	0.010	0.872
October	4.68	0.423	4.26	0.050	4.21	0.090	0.011	0.899
November	3.33	0.240	3.09	0.038	3.05	0.072	0.012	0.916
December	2.77	0.185	2.58	0.032	2.55	0.067	0.012	0.921
Year	6.09	0.645	5.45	0.063	5.38	0.106	0.010	0.884

Yr - Energía incidente de referencia en plano recep.  
Lc - Pérdidas del conjunto normalizado  
Ya - Producción del conjunto normalizada  
Ls - Pérdidas normalizadas del sistema  
Yf - Producción normalizada del sistema  
Lcr - Pérdida de conjunto / índice de energía incidente  
Lsr - Sistema de pérdida / índice de energía incidente  
PR - Proporción de rendimiento

Tabla (6.6) Pérdidas estimadas mediante PVSyst

Estos valores al ser estimados con la meteorología de cada día del mes permiten ser más preciso en los posteriores cálculos y serán los que se utilizarán para el cálculo de la energía producida.

De la tabla 6.6 se puede ver representativamente el efecto de las perdidas por temperatura sobre la producción global ya que el factor PR de pérdidas se ve notablemente influido

reduciendo su valor de enero a julio en 7,7 puntos porcentuales. Por otro lado, se puede observar en la tabla 6.7 la gran diferencia de irradiancia que experimenta el terreno entre los meses de invierno y los de verano, haciendo que la producción a red en estos últimos se triplique respecto a los invernales aun teniendo en cuenta el efecto que la temperatura tiene sobre todo el sistema.

Al no haber calculado las pérdidas por temperatura mensualmente en el procedimiento manual y haber tanta variación, esta diferencia, es la causante de la discrepancia entre el resultado calculado y el simulado. Hay que tener en cuenta que el software de PVSyst es una potente herramienta de cálculo y por consiguiente su simulación será más precisa que la nuestra y más cercana a la realidad.

#### ***6.4 Resultados PVSyst:***

Se ha realizado una simulación de la instalación diseñada en el software PVSyst V7.2.14 con la que se han extraído valiosos datos para determinar la producción esperada para el primer año y pérdidas estimadas por diversos factores en la producción, también se ha utilizado la base de datos de Meteonorm, buscando así evitar errores no representativos en los resultados.

Se puede ver que, efectivamente, siguiendo el procedimiento especificado por el pliego de condiciones técnicas se obtienen valores muy similares a los estimados mediante a PVSyst en la Tabla 6.7, asegurando así que el estudio de producción energética se ha realizado de forma correcta.

**SG3000HV Bifacial (n correcto modulos)**  
**Balances y resultados principales**

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	GWh	GWh	ratio
January	71.1	24.10	10.30	100.5	95.1	1.151	1.137	0.924
February	86.7	37.16	10.89	116.7	111.1	1.342	1.326	0.928
March	136.3	52.52	13.65	182.4	175.1	2.058	2.034	0.911
April	164.4	70.21	15.74	213.5	205.2	2.381	2.354	0.900
May	205.7	74.17	19.46	270.8	260.6	2.919	2.885	0.870
June	215.7	85.28	23.61	281.4	271.0	3.018	2.985	0.866
July	219.2	79.76	26.82	288.5	277.7	3.042	3.008	0.851
August	188.8	77.78	26.97	246.0	237.0	2.624	2.594	0.861
September	143.9	54.23	23.25	193.0	185.2	2.085	2.061	0.872
October	108.5	45.00	19.61	145.1	138.7	1.616	1.597	0.899
November	73.6	29.77	13.87	99.9	94.4	1.135	1.121	0.916
December	62.1	23.24	10.80	85.8	80.6	0.981	0.969	0.921
Year	1676.1	653.22	17.96	2223.7	2131.6	24.353	24.070	0.884

**Legends**

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Tabla (6.7) Resultados principales PVSystem

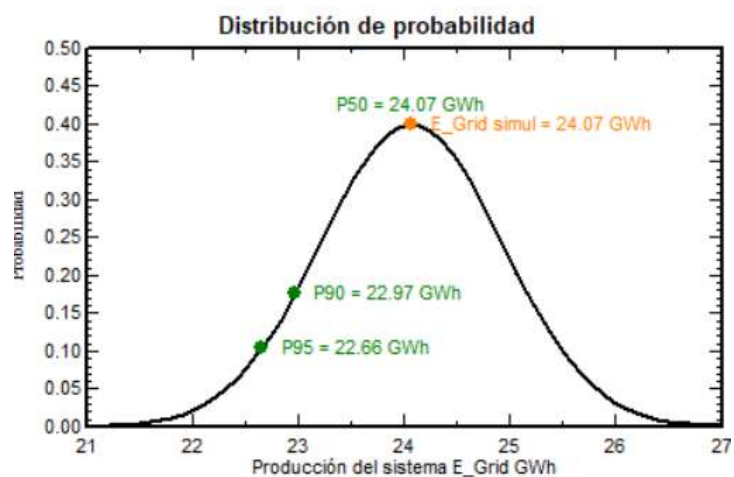


Figura (6.9) Distribución de la probabilidad

Se escoge una probabilidad del 50 % cuando se estima la producción energética de la planta en el PVSyst, se pueden ver también en la gráfica los valores para P90 y P99.

Se coge el 50 % ya que se supone que a lo largo de los 25 años de vida del proyecto si se hiciera una media, el valor se aproximaría mucho a este por el porcentaje de pérdidas acumuladas para cada año. Si fuese objeto de este estudio, se podrían calcular las distintas producciones y rentabilidades para estas sigmas (probabilidades) y comparar distintos resultados en los casos más desfavorables, en este caso no se realiza dicho ejercicio.

Más adelante para el estudio económico, se tendrán en cuenta los resultados de producción energética esperada del PVSyst al ser estos más exactos y próximos a la realidad.



## 7. Estudio económico:

### 7.1 Retribución y amortización de la inversión:

En este estudio se busca ver el periodo de amortización de la inversión y la tasa de retorno sobre la inversión, teniendo en cuenta que la duración del proyecto en funcionamiento es de 25 años.

Para este ejercicio no se ha tenido en cuenta ningún tipo de impuesto ni sobre la construcción del proyecto, por ello el retorno sobre la inversión será menor que el calculado y el periodo de amortización será mayor, aunque sirve bien para comprender y ejemplificar los resultados económicos de un parque solar de estas características.

Para este estudio se tiene en cuenta el siguiente marco:

- ❖ Los propietarios realizan una inversión conjunta de 1.000.000,00€ que quedaría reflejado como pérdidas, pero sin intereses futuros.
- ❖ Se tiene en cuenta una inflación del 1,02 o 2% de media para los próximos años
- ❖ El periodo de funcionamiento del proyecto es de 25 años de vida útil
- ❖ El precio al que se espera vender la energía es de 0,1097 €/kwh
- ❖ Se pretende emitir bono a tipo fijo con un tipo de interés del 3% respecto a lo que falta por pagar para financiar los 15.295.322,34€ restantes.
- ❖ De impuestos se ha tomado IVPEE del 7% aunque actualmente se mantiene el tipo mínimo permitido por la unión europea del 0,5% debido a la situación de escasez energética que se está atravesando. Se prevé que en los próximos años se vuelva al 7% y por tanto ha sido el escogido para la estimación.
- ❖ No se tienen en cuenta impuesto adicionales al IVPEE

En este contexto se obtiene una tabla con los siguientes resultados como resumen del ejercicio financiero y se mide su viabilidad en forma del TIR:

- ❖ Se debe tener en cuenta que para este estudio el presupuesto incluye el 10.8% de condiciones generales, margen y beneficio industrial por lo que el presupuesto total del proyecto queda:
  - **Presupuesto + margen + beneficio industrial + gastos generales: 16.303.322,34 €**

AÑO	INGRESOS		INGRESOS TRAS IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA NETO	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
	Venta de energía	ingreso imponible	- 1.000.000,00 €	-	1.000.000,00 €
2023	2.641.000 €	880.140 €	345.788 €	- 654.212 €	654.212 €
2024	2.609.000 €	935.000 €	400.018 €	400.018 €	254.194 €
2025	2.578.000 €	945.000 €	409.318 €	409.318 €	155.124 €
2026	2.546.000 €	954.000 €	417.688 €	417.688 €	572.811 €
2027	2.514.000 €	963.000 €	426.058 €	426.058 €	998.869 €
2028	2.483.000 €	971.000 €	433.498 €	433.498 €	1.432.367 €
2029	2.451.000 €	980.000 €	441.868 €	441.868 €	1.874.235 €
2030	2.419.429 €	988.429 €	449.706 €	449.706 €	2.323.941 €
2031	2.387.786 €	997.786 €	458.408 €	458.408 €	2.782.350 €
2032	2.356.143 €	1.006.143 €	466.181 €	466.181 €	3.248.530 €
2033	2.324.500 €	2.028.500 €	1.886.505 €	1.886.505 €	5.135.035 €
2034	2.292.857 €	1.990.857 €	1.851.497 €	1.851.497 €	6.986.532 €
2035	2.261.214 €	1.953.214 €	1.816.489 €	1.816.489 €	8.803.022 €
2036	2.229.571 €	1.915.571 €	1.781.481 €	1.781.481 €	10.584.503 €
2037	2.197.929 €	1.877.929 €	1.746.474 €	1.746.474 €	12.330.977 €
2038	2.166.286 €	1.840.286 €	1.711.466 €	1.711.466 €	14.042.442 €
2039	2.134.643 €	1.801.643 €	1.675.528 €	1.675.528 €	15.717.970 €
2040	2.103.000 €	1.763.000 €	1.639.590 €	1.639.590 €	17.357.560 €
2041	2.071.357 €	1.725.357 €	1.604.582 €	1.604.582 €	18.962.142 €
2042	2.039.000 €	1.686.000 €	1.567.980 €	1.567.980 €	20.530.122 €
2043	2.007.000 €	1.647.000 €	1.531.710 €	1.531.710 €	22.061.832 €
2044	1.976.429 €	1.608.429 €	1.495.839 €	1.495.839 €	23.557.671 €
2045	1.944.000 €	1.569.000 €	1.459.170 €	1.459.170 €	25.016.841 €
2046	1.912.000 €	1.530.000 €	1.422.900 €	1.422.900 €	26.439.741 €
2047	1.881.000 €	1.491.000 €	1.386.630 €	1.386.630 €	27.826.371 €
	<b>Impuesto</b>	<b>7%</b>		<b>TIR</b>	<b>43%</b>

Tabla (7.1) Resumen flujo de caja y TIR

En la tabla 7.1 se puede observar, como tendría lugar el flujo de caja (efectivo) en el proyecto y como de rentable sería la inversión para los propietarios. Se ha estudiado teniendo en cuenta una amortización lineal de los equipos durante los primeros 10 años, que ayude a bajar el tipo impositivo durante este periodo y de esta forma disponer de efectivo para la devolución del préstamo, sobre todo en el primer año de producción.

Como se puede observar en el resultado del TIR, obtenemos un TIR del 43% lo cual es muy positivo y produce una gran rentabilidad a los propietarios, por lo que el sistema de inversión parece satisfactorio.

Como se ha planteado anteriormente, la mayoría de los fondos se pretenden obtener de inversionistas que estén interesados en invertir dinero en este proyecto, con un interés del 3% anual en tipo fijo, con una duración de 10 años el bono y quedando un flujo de caja para los propietarios y dueños del proyecto de la siguiente manera:

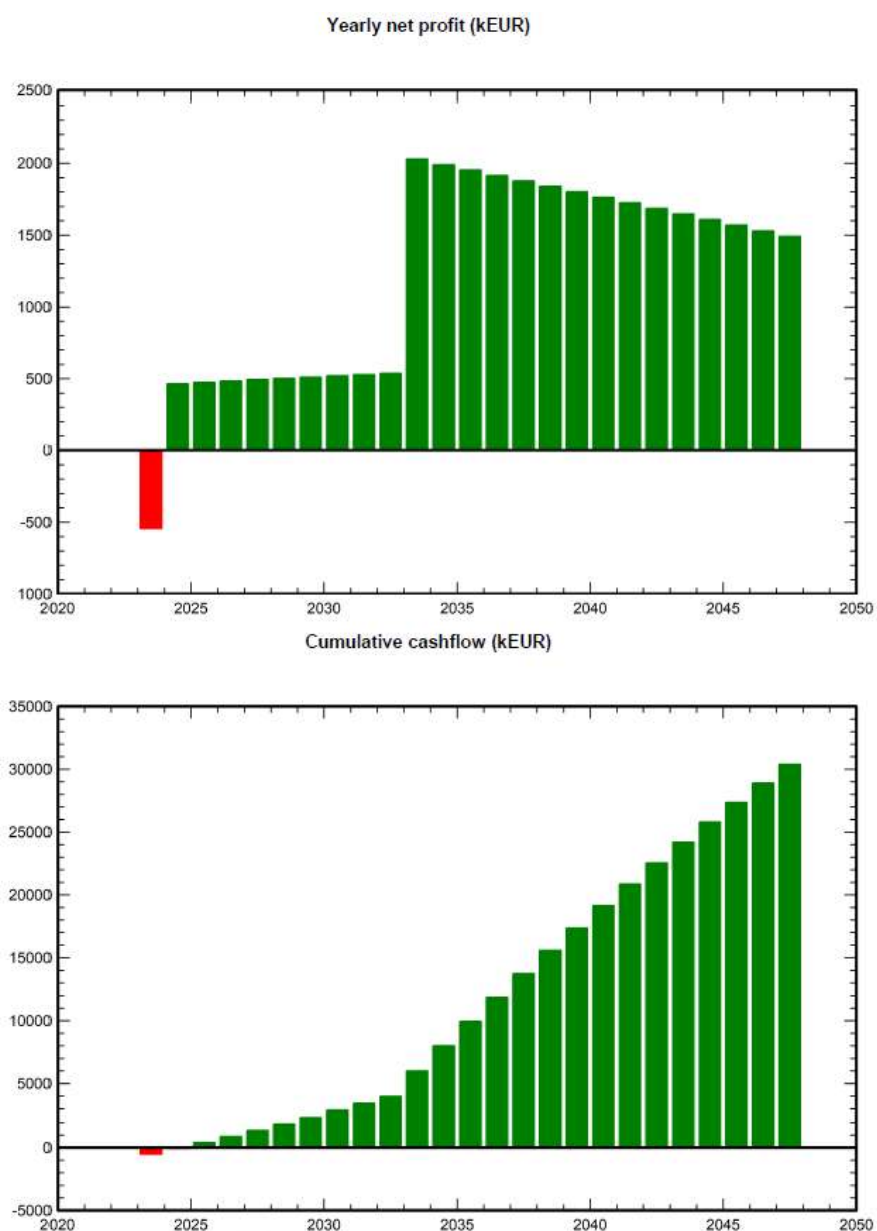


Figura (7.1) Grafica de flujo de caja

Para entender este balance habrá primero que comprender primero los distintos gastos que se han tenido en cuenta. Por un lado, el desembolso inicial 1 M€, la amortización constante de material del proyecto durante los primeros 10 años con valor de 1,06 M€/año que reducen la carga impositiva, los gastos de funcionamiento y por el otro lado, el pago de las cuotas de los bonos expedidos para recibir financiación; estos últimos serán más detallados en el siguiente apartado.

❖ Explicando los resultados:

1. Venta de energía:

Se obtiene multiplicando el cálculo de producción energética estimada por el valor del MWh que se estima para este 2022 y suponiendo un 1,02 de IPC o 2% de inflación:

$$Precio_{venta,n} = E_{p,anual,n} * \frac{0,109€}{kWh} * (1,02)^{n-1} * (factor\ de\ pérdidas, n)$$

$n$ : año desde 2023  $\rightarrow n = 0$

(7.1)

2. Ingreso Imponible:

$$I_{imp,n} = Precio_{venta,n} - Amort_n - Cost_{func,n} - I_{prestamo,n}$$

(7.2)

3. Ingreso tras Impuestos:

$$I_{-IMP,n} = Precio_{venta,n} - I_{imp,n} * 0,07$$

(7.3)

4. Flujo de caja neto:

$$FC_{neto} = I_{-IMP,n} - G. fijo, n$$

(7.4)



5. Flujo de caja acumulado:

$$FC_{acumulado,n} = \sum_{i=1}^n FC_{neto,i}$$

(7.5)

En la página siguiente se adjunta el **flujo de caja completo** tabla 7.2:

AÑO	INGRESOS		EGRESOS				INGRESOS TRAS IMPUESTOS		FLUJO DE CAJA NETO	FLUJO DE CAJA ACUMULADO	
	Venta de energía	amortización	Pago fijo	Costes de funcionamiento	pago prestamo	interes prestamo	Impuestos	ingreso imponible	- 1.000.000,00 €	- 1.000.000,00 €	
2023	2.641.000 €	1.060.000 €	1.000.000 €	242.000 €	1.529.532 €	458.860 €	64.820 €	880.140 €	345.788 €	- 654.212 €	654.212 €
2024	2.609.000 €	1.060.000 €	- €	247.000 €	1.529.532 €	413.000 €	65.450 €	935.000 €	400.018 €	400.018 €	254.194 €
2025	2.578.000 €	1.060.000 €	- €	252.000 €	1.529.532 €	367.000 €	66.150 €	945.000 €	409.318 €	409.318 €	155.124 €
2026	2.546.000 €	1.060.000 €	- €	257.000 €	1.529.532 €	321.000 €	66.780 €	954.000 €	417.688 €	417.688 €	572.811 €
2027	2.514.000 €	1.060.000 €	- €	262.000 €	1.529.532 €	275.000 €	67.410 €	963.000 €	426.058 €	426.058 €	998.869 €
2028	2.483.000 €	1.060.000 €	- €	268.000 €	1.529.532 €	229.000 €	67.970 €	971.000 €	433.498 €	433.498 €	1.432.367 €
2029	2.451.000 €	1.060.000 €	- €	273.000 €	1.529.532 €	184.000 €	68.600 €	980.000 €	441.868 €	441.868 €	1.874.235 €
2030	2.419.429 €	1.060.000 €	- €	279.000 €	1.529.532 €	138.000 €	69.190 €	988.429 €	449.706 €	449.706 €	2.323.941 €
2031	2.387.786 €	1.060.000 €	- €	284.000 €	1.529.532 €	92.000 €	69.845 €	997.786 €	458.408 €	458.408 €	2.782.350 €
2032	2.356.143 €	1.060.000 €	- €	290.000 €	1.529.532 €	46.000 €	70.430 €	1.006.143 €	466.181 €	466.181 €	3.248.530 €
2033	2.324.500 €	- €	- €	296.000 €	- €	- €	141.995 €	2.028.500 €	1.886.505 €	1.886.505 €	5.135.035 €
2034	2.292.857 €	- €	- €	302.000 €	- €	- €	139.360 €	1.990.857 €	1.851.497 €	1.851.497 €	6.986.532 €
2035	2.261.214 €	- €	- €	308.000 €	- €	- €	136.725 €	1.953.214 €	1.816.489 €	1.816.489 €	8.803.022 €
2036	2.229.571 €	- €	- €	314.000 €	- €	- €	134.090 €	1.915.571 €	1.781.481 €	1.781.481 €	10.584.503 €
2037	2.197.929 €	- €	- €	320.000 €	- €	- €	131.455 €	1.877.929 €	1.746.474 €	1.746.474 €	12.330.977 €
2038	2.166.286 €	- €	- €	326.000 €	- €	- €	128.820 €	1.840.286 €	1.711.466 €	1.711.466 €	14.042.442 €
2039	2.134.643 €	- €	- €	333.000 €	- €	- €	126.115 €	1.801.643 €	1.675.528 €	1.675.528 €	15.717.970 €
2040	2.103.000 €	- €	- €	340.000 €	- €	- €	123.410 €	1.763.000 €	1.639.590 €	1.639.590 €	17.357.560 €
2041	2.071.357 €	- €	- €	346.000 €	- €	- €	120.775 €	1.725.357 €	1.604.582 €	1.604.582 €	18.962.142 €
2042	2.039.000 €	- €	- €	353.000 €	- €	- €	118.020 €	1.686.000 €	1.567.980 €	1.567.980 €	20.530.122 €
2043	2.007.000 €	- €	- €	360.000 €	- €	- €	115.290 €	1.647.000 €	1.531.710 €	1.531.710 €	22.061.832 €
2044	1.976.429 €	- €	- €	368.000 €	- €	- €	112.590 €	1.608.429 €	1.495.839 €	1.495.839 €	23.557.671 €
2045	1.944.000 €	- €	- €	375.000 €	- €	- €	109.830 €	1.569.000 €	1.459.170 €	1.459.170 €	25.016.841 €
2046	1.912.000 €	- €	- €	382.000 €	- €	- €	107.100 €	1.530.000 €	1.422.900 €	1.422.900 €	26.439.741 €
2047	1.881.000 €	- €	- €	390.000 €	- €	- €	104.370 €	1.491.000 €	1.386.630 €	1.386.630 €	27.826.371 €
	<b>Impuesto</b>							<b>7%</b>		<b>TIR</b>	<b>43%</b>

## 7.2 Valor VAN para inversión externa:

Una vez se entiende las características económicas que este proyecto supone para los propietarios de los terrenos, se busca ahora plantear brevemente la rentabilidad que esta inversión supondría para los compradores de los bonos fijos.

El sistema de pago del préstamo es un sistema de amortización alemán, del cual se añade una tabla del ejercicio a continuación:

PAGO FIJO PRESTAMO	CAPITAL VIVO	INTERÉS PRESTAMO	CUOTA
1.529.532 €	15.295.322 €	458.860 €	1.988.392 €
1.529.532 €	13.765.790 €	413.000 €	1.942.532 €
1.529.532 €	12.236.258 €	367.000 €	1.896.532 €
1.529.532 €	10.706.726 €	321.000 €	1.850.532 €
1.529.532 €	9.177.193 €	275.000 €	1.804.532 €
1.529.532 €	7.647.661 €	229.000 €	1.758.532 €
1.529.532 €	6.118.129 €	184.000 €	1.713.532 €
1.529.532 €	4.588.597 €	138.000 €	1.667.532 €
1.529.532 €	3.059.064 €	92.000 €	1.621.532 €
1.529.532 €	1.529.532 €	46.000 €	1.575.532 €
15.295.322 €			

Tabla (7.3) Préstamo plan alemán

Teniendo como tipo de interés el 3% sobre el capital vivo se procede a calcular el VAN de esta operación

Para inversores			
	Flujo efectivo	n	
			10
2023	1.988.391,90 €	i	0,03
2024	1.942.532,23 €	IO	15.295.300,00 €
2025	1.896.532,23 €		
2026	1.850.532,23 €		<b>VAN</b>
2027	1.804.532,23 €		55,75 €
2028	1.758.532,23 €		
2029	1.713.532,23 €		
2030	1.667.532,23 €		
2031	1.621.532,23 €		
2032	1.575.532,23 €		

Tabla (7.4) Estimación de VAN

Al ser el VAN de esta operación positivo  $VAN > 0$  se puede concluir que la operación será rentable para los inversores, por lo que se podrá obtener financiación para el proyecto por lo que se puede decir que el ejercicio financiero del proyecto ha sido satisfactorio, de esta forma se termina con el estudio económico del proyecto.

Con este plan financiero se consigue no realizar un desembolso tan grande por parte de los propietarios y tener un flujo de caja acumulado positivo anteriormente que si no se hubiese realizado el plan de financiación.



## *Conclusiones:*

Este proyecto ha consistido en proyectar y pre dimensionar una planta fotovoltaica de 10 MW CA, además, de analizar los resultados esperados tanto de la producción energética como de la inversión económica realizada, se han comparado distintas alternativas buscando el equilibrio lógico entre la optimización del diseño y el coste de este.

A lo largo de la realización del trabajo, se han ido viendo los distintos factores que influyen en el diseño de una planta solar fotovoltaica y se han estudiado las pérdidas y los factores que determinan la producción energética anual del sistema.

Se ha mejorado constantemente el diseño planteado para maximizar la producción, aunque siempre se le ha dado prioridad al aspecto de la rentabilidad por encima incluso de la solución técnicamente más efectiva, como en el caso del cableado de aluminio o las perchas en lugar de las bandejas.

Se incluyen también los cálculos básicos del diseño eléctrico y mecánico dimensionando tanto la sección de cable y protecciones necesarias como un primer dimensionamiento de la estructura mecánica apoyándose siempre en la normativa oportuna y en criterios de diseño coherentes. También se ha diseñado en este apartado las instalaciones de puesta a tierra tanto de la parte de media como de baja tensión.

Se ha escogido y argumentado la opción más ventajosa entre distintos equipos disponibles y se han aportado mejoras poco convencionales al diseño, como el sistema CAB o el software de backtracking.

La producción necesaria es garantizada con el diseño y el resultado energético es bastante satisfactorio con una producción elevada y un PR relativamente alto de en torno al 88 anual para el primer año. Se ha realizado una comparativa entre los resultados calculados y los simulados por el Software PVSyst, dejando en claro la dificultad de simplificar estimaciones con tantos factores y pérdidas, aun así, se puede decir que los resultados calculados son satisfactorios puesto que son bastante similares, como conclusión sobre este aspecto, se puede encontrar que al buscar estar del lado de la seguridad, el cálculo de la energía producida ha sido notoriamente menor.

El estudio económico por su parte muestra una gran rentabilidad en la inversión, por lo que la viabilidad del proyecto la cual era uno de los objetivos principales se ha logrado.

Cabe destacar que las limitaciones y restricciones legales impuestas por el marco político español y europeo han sido respetadas e interpretadas a la hora de dimensionar este proyecto.

Por último, se incluyen en el set de planos, complementados con las hojas técnicas de los equipos, los suficientes datos constructivos como para que el proyecto pueda llevarse a cabo junto al pliego de condiciones y se consideran satisfactorias las especificaciones técnicas dadas.

Se concluye así que los objetivos principales del proyecto se han cumplido satisfactoriamente.

## Referencias

- Armchair. (n.d.). CAB Solar, Torque Tube Hangers, Cable Management w/ Integrated Grounding. <https://expo.solarbuildermag.com/cab-solar/>, <https://www.cabproducts.com/>.
- BOE. (2002). *ITC bt 01 a BT 51 REAL DECRETO 842/2002* .
- Bravo, S. Y. (2015). *DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN SEGUIDOR SOLAR PARA AUMENTAR EL RENDIMIENTO ENERGÉTICO EN PANELES FOTOVOLTAICOS DE UN Sistema de bombeo*. Cordoba, Argentina : Universidad de Córdoba.
- Carbonell, M. (2022). Incremento del rendimiento en seguidores solares . *Hogarsense*.
- Censolar. (2021). Legislación fotovoltaica en España . <https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-2021/>.
- CTE. (2007). *CB-SE-A Documento básico para seguridad acero estructural* .
- HelioScope. (2022). *Calculos de desajuste*. <https://es.help.helioscope.com/article/48-mismatch-calculations: Laboratorios Folsom>.
- Iberdorla. (2020). *Guia para la interconexión a red MT 2.03.20*.
- IDAE. (2011). *Pliego de Condiciones Técnicas instalaciones fotovoltaicas conectadas a red PCT-C-REV2011*.
- Ikastaroak. (2015). Elección y estudio del comportamiento del panel para el campo solar. [https://ikastaroak.ulhi.net/edu/es/IEA/ISF/ISF05/es\\_IEA\\_ISF05\\_Contenidos/website\\_231\\_comportamiento\\_del\\_panel\\_fotovoltaico\\_en\\_condiciones\\_tonc.html](https://ikastaroak.ulhi.net/edu/es/IEA/ISF/ISF05/es_IEA_ISF05_Contenidos/website_231_comportamiento_del_panel_fotovoltaico_en_condiciones_tonc.html).
- Ilumeyco. (n.d.). Tabla de ampacidades para cable AWG . <https://es.scribd.com/document/378856873/Tabla-de-Ampacidad-Para-Cable-AWG-o-MCM>.
- Interempresas. (2021). Que hay detras de los seguidores bifaciales. <https://www.interempresas.net/Energia/Articulos/365911-Que-hay-detras-de-los-seguidores-bifaciales-de-STI-Norland.html>.
- Ministerio, d. e. (2014). Real Decreto 337/2014 Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23. *BOE*.



SolarAnywhere. (n.d.). Calcule pérdidas por suciedad .

<https://www.solaranywhere.com/es/2022/estimate-pv-soiling-losses-with-solaranywhere/>.

TYPSA. (2021). *Proyecto de la Planta Solar Fotovoltaica Puentes* .

UNEF. (n.d.). *El sector fotovoltaico en España*.

UPM, B. d. (2011). Soiling and other optical losses in solar-tracking PV plants in Navarra.

<https://oa.upm.es/12079/>.



*PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS:*

## 1. Objeto:

El objeto del pliego de condiciones es fijar las condiciones técnicas que debe cumplir la instalación fotovoltaica de 12.247 kWp potencia pico, situada en varias parcelas de Almacera, Camí del Barranc, Valencia y que se encuentra interconectada a red con una potencia nominal de 10 MW CA, siendo su tensión de distribución de 12.47 kV.

Todos los elementos que componen la instalación deben utilizarse de tal forma que garanticen el cumplimiento de unas condiciones mínimas de calidad y seguridad. Las características necesarias de los equipos escogidos para el proyecto se encuentran especificadas en la Memoria y las hojas de datos de los equipos seleccionados se encuentran en el documento de Anejos.

Este documento se ha basado en el de referencia que proporciona la IDAE, como línea de apoyo y ejemplificación para los pliegos de condiciones de estas características, se trata del "PCT-C-REV - julio 2011".

## 2. Generalidades:

Este pliego de condiciones debe incluir las siguientes especificaciones y condiciones que son de carácter general aplicables a todas las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red, por lo que lo dictado a continuación puede ser extrapolado a cualquier proyecto de estas características:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Resolución de 31 de mayo de 2001, por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Norma UNE-EN 62446-1:2017 Sistemas fotovoltaicos (FV). Requisitos para ensayos, documentación y mantenimiento. Parte 1: Sistemas conectados a la red. Documentación, ensayos de puesta en marcha e inspección.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.

### 3. Definiciones:

3.1 Radiación solar: Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas (kWh).

3.1.2 Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. (kW/m<sup>2</sup>)

3.1.3 Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en (kWh/m<sup>2</sup>) o bien en (MJ/m<sup>2</sup>)

#### 3.2 Instalaciones:

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

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

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

3.2.4 Interruptor automático de la interconexión: Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

3.2.5 Interruptor general: Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

- 3.2.6 Generador fotovoltaico: Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.
- 3.2.7 String/Rama fotovoltaica: Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.
- 3.2.8 Inversor: Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna. También se denomina ondulator.
- 3.2.9 Potencia nominal del generador: Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.
- 3.2.10 Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal: Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.
- 3.2.11 Cuadros eléctricos tipo1 / Combiner Box: Cuadro eléctrico que combina en paralelo los distintos strings o ramas aplicando protecciones previas para proteger la instalación.

### 3.3 Módulos:

- 3.3.1 Célula solar o fotovoltaica: Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.
- 3.3.2 Célula de tecnología equivalente (CTE): Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación, importante para medición de T.
- 3.3.3 Módulo o panel fotovoltaico: Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.
- 3.3.4 Condiciones Estándar de Medida (CEM): Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:  
Irradiancia solar: 1000 W/m<sup>2</sup> – Distribución espectral: AM 1,5 G – Temperatura de célula: 25 °C
- 3.3.5 Potencia pico: Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.
- 3.3.6 TONC: Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m<sup>2</sup> con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s. .

## 4. *Condiciones en el diseño*

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

En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

Orientación e inclinación y sombras:

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I.

Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica, según se define en el apartado



En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

Tabla I

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

En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras.

Los métodos para el cálculo de estas pérdidas, que podrán ser utilizados para su verificación, son los utilizados para el diseño de la instalación en la memoria descriptiva del proyecto.

## 5. Condiciones de componentes y materiales:

### Generalidades:

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.

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

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

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

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

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

En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

### Generadores Fotovoltaicos (Módulos):

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

norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.

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

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación:

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

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

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 3$  % de los correspondientes valores nominales de catálogo.

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

La estructura del generador se conectará a tierra.

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

#### Estructura mecánica (seguidor):

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

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

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

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

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

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

La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

La estructura construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química

En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

#### Inversores (estación de potencia):

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

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

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

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

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a: Cortocircuitos en alterna, tensión de red fuera de rango, frecuencia de red fuera de rango, sobretensiones, mediante varistores o similares, perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

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

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

Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además, soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.

El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.

A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

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

Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

#### Cableado de la instalación:

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

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

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

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

#### Conexión a red:

Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión

#### Medidas:

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

#### Protecciones:

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

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

#### Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas:

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

Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

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

#### Armónicos y compatibilidad electromagnética:

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

#### Medidas de seguridad:

Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

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

Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de teled medida. La función del sistema de teledesconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de teledesconexión y teled medida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de telegestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.

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

## **6. Pruebas de servicio:**

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

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

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

Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.

Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.

Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

Retirada de obra de todo el material sobrante.

Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

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

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

El instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

## ***7. Requerimientos del contrato de mantenimiento***

### **Generalidades:**

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de esta, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

### **Programa de mantenimiento:**

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

**Plan de mantenimiento preventivo:** operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

**Plan de mantenimiento correctivo:** todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación. Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

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

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una semestral en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.

– Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.

– Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.

– Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

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

Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

### Garantías:

#### Ámbito general de la garantía:

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

#### Plazos:

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

#### Condiciones económicas:

La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

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

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

#### Anulación de la garantía:

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

Lugar y tiempo de la prestación:

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.





*PRESUPUESTO DEL PROYECTO:*

### ***1. Objeto del presupuesto:***

Se busca valorar económicamente el coste de llevar a cabo este proyecto, tanto el presupuesto principal como realizar un desglose más detallado por partidas.

El procedimiento que se ha seguido en este estudio se ha basado primeramente en un listado de precios que se adjuntará en el documento de anejos al final del proyecto, estos precios, son valores estimados basados en los precios vigentes en el mercado americano a fecha de mayo del 2022, por lo que la estimación será acertada en la medida en la que estas referencias lo permitan.

Exclusiones del presupuesto:

- Ayudas estatales, autonómicas, provinciales o municipales
- Tala de árboles, en caso de que sea necesaria
- Tasas
- Demolición de estructuras
- Bonificaciones
- Pagos para permisos necesarios
- Impuestos (IVA, explotación...)
- Gastos generales y beneficio industrial

## 2. Presupuesto final:

A continuación, se presenta el presupuesto resumido por partidas del proyecto, se ha de tener en cuenta que en este presupuesto se han excluido los gastos generales, el margen y el beneficio industrial. De esta manera el presupuesto queda de la siguiente forma.

<b>Potencia Pico CC</b>	12247,20 kWp
-------------------------	--------------

Codigo	Partida	Precio	€/Wp	Peso
1	INGENIERÍA Y SERVICIOS TÉCNICOS	188.784,28 €	0,015 €/Wp	1,28%
2	MÓDULOS SOLARES	4.616.875,04 €	0,377 €/Wp	31,33%
3	TRABAJOS CIVILES	776.299,90 €	0,063 €/Wp	5,27%
4	VALLADO PERIMETRAL & SIEMBRA	384.909,05 €	0,031 €/Wp	2,61%
5	TRABAJO MECÁNICO/RACKING	4.914.843,16 €	0,401 €/Wp	33,35%
6	ESTACIÓN DE POTENCIA	652.409,51 €	0,053 €/Wp	4,43%
7	CUADROS ELÉCTRICOS (COMBINER BOX)	245.201,91 €	0,020 €/Wp	1,66%
8	EQUIPO DE MEDIA TENSIÓN	374.366,95 €	0,031 €/Wp	2,54%
9	SISTEMA DE MONITORIZACIÓN	87.127,76 €	0,007 €/Wp	0,59%
10	TRABAJO BOS ELÉCTRICO	1.771.851,84 €	0,145 €/Wp	12,02%
11	CONDICIONES GENERALES DE OBRA	293.434,53 €	0,024 €/Wp	1,99%
12	CONTINGENCIAS Y VARIOS	429.183,12 €	0,035 €/Wp	2,91%
<b>Subtotal</b>		<b>14.735.287,07 €</b>	<b>1,203 €/Wp</b>	<b>100,00%</b>

Tabla (9.1) Presupuesto Final

Este resumen deja ver como las partidas que más peso tienen en el presupuesto con diferencia son los módulos solares y la estructura mecánica que en este caso al ser seguidor se encuentra en torno al 0,4 €/Wp.

### 3. Precios descompuestos:

A continuación, se procede a separar los costes de las partidas en los distintos elementos que componen dichos costes, además se separará el coste material del coste de instalación y por último se calcula una estimación de la mano de obra:

En primer lugar, se encuentran los costes de instalación de las distintas partidas:

UD	1	Ingeniería y serv. T	Fijo 90.036,65 €	instalación precio/ ud	Cantidad	Precio 98.747,63 €
MW ca	1,1,1	Ingeniero Interno	29.918,57 €	3.739,82 €	10	37.398,21 €
MW ca	1,1,2	Ingeniero Externo	5.235,75 €	747,96 €	10	7.479,64 €
MW ca	1,2	Estudio topográfico	4.674,78 €	654,47 €	10	6.544,69 €
MW ca	1,3	Apoyo por dron (terreno)	- €	467,48 €	10	4.674,78 €
MW cc	1,4	Informe geotécnico	6.731,68 €	1.402,43 €	12,247	17.175,59 €
	1,5	Salud y seguridad	4.207,30 €	€		- €
MW ca	1,6	Inspección gestión aguas & drenaje	9.349,55 €	1.402,43 €	10	14.024,33 €
	1,7	Planos para construcción de obra civil	28.048,66 €	€		- €
MW cc	1,8	Inspeccion eléctrica	1.870,38 €	934,96 €	12,247	11.450,40 €
	<b>3</b>	<b>Obra civil</b>	<b>29.166,29 €</b>	<b>labor</b>		<b>616.043,73 €</b>
MW ca	3,1	Mobilización	1.869,91 €	93,50 €	10	934,96 €
hectárea	3,2	Desbroce & tala de arboles	- €	23.093,39 €	0,506072874	11.686,94 €
hectárea	3,3	Segar	- €	461,87 €	29,0419039	13.413,52 €
m	3,4	Valla de limo	- €	8,43 €	1210,931	10.212,14 €
m	3,5	Tuberías HDPE 0.5 m DIAM	- €	115,61 €	35,6	4.115,81 €
m	3,6	Zanja de drenaje	- €	67,47 €	653	44.055,54 €
ud	3,7	Entrada de construcción	- €	3.599,58 €	1	3.599,58 €
m^2	3,8	Construcción de caminos	- €	35,18 €	4494,59	158.100,15 €
m^2	3,9	Instalación de PADs	- €	281,68 €	263,2922862	74.165,04 €
m	3,10,1	Zanja para cableado Media	- €	36,80 €	677,934	24.947,86 €
MW ca	3,11	Valla de construcción	15.256,27 €	1.121,95 €	10	11.219,46 €
m	3,12	Esparcidor de nivel	- €	46,16 €	169,2095	7.811,53 €
hectárea	3,13	Grading (trabajos de tierra)	12.040,11 €	14.903,74 €	2,231787	33.261,97 €
	<b>3,14</b>	<b>Paisajismo</b>	- €			<b>137.599,69 €</b>
ud	3,14,1	Arboles	- €	164,77 €	750	123.575,36 €
ud	3,14,2	arbustos	- €	56,10 €	250	14.024,33 €
m^2	3,15	Zona de acopio	- €	30,18 €	2681,2	80.919,56 €
	<b>4</b>	<b>Vallado</b>	- €	<b>labor</b>		<b>197.251,69 €</b>
m	4,1	Valla metálica 1.5 metros altura	- €	46,00 €	2421,862	111.405,15 €
ud	4,2	Puertas	- €	€		- €
hectárea	3,15	Siembra	- €	3.694,94 €	23,23352312	85.846,54 €
	<b>5</b>	<b>Estructura Mecánica</b>	- €	<b>labor</b>		<b>1.142.993,91 €</b>
Wp	5,1	Estructura Metálica Tracker	- €	0,08 €	12247200	970.812,57 €
ud	5,2	Incas extra (Solo de Combiener)	- €	39,74 €	64	2.543,08 €
mod	5,3	Instalación de Módulos	- €	7,48 €	22680	169.638,27 €
	<b>6</b>	<b>Inversores</b>	- €	<b>labor</b>		<b>16.640,00 €</b>
ud	6,1	Estación de potencia	- €	4.160,00 €	4	16.640,00 €

	<b>7</b>	<b>Combiner box &amp; cuadros de distribución</b>	<b>86,62 €</b>	<b>labor</b>	<b>89.755,70 €</b>
ud	7,1	Combiner box	86,62 €	1.402,43 € 64	89.755,70 €
	<b>8</b>	<b>Equipo de media tensión</b>	<b>- €</b>	<b>labor</b>	<b>150.813,26 €</b>
m	8,2	Cable aereo (3 fases + neutro)	- €	76,67 € 179,8565854	13.788,94 €
ud	8,3	Postes de media tensión	- €	897,19 € 3	2.691,56 €
	8,4	<b>Cables de 12.47kV</b>	<b>- €</b>		<b>9.280,42 €</b>
m	8,4,1	Al RH5Z1 95 mm <sup>2</sup>	- €	4,60 € 108,27	498,04 €
m	8,4,2	Al RH5Z1 150 mm <sup>2</sup>	- €	4,60 € 989,94	4.553,70 €
m	8,4,3	Al RH5Z1 240 mm <sup>2</sup>	- €	4,60 € 645,57	2.969,61 €
m	8,4,4	Al HEPRZ1 240 mm <sup>2</sup>	- €	4,60 € 273,711	1.259,06 €
m	8,5	Conducto eléctrico média	- €	36,80 € 677,934	24.947,86 €
ud	8,6	Reconectador eléctrico 12.47kV	- €	7.012,16 € 1	7.012,16 €
ud	8,7	Transformador zigzag 12.47 kV	- €	6.806,47 € 1	6.806,47 €
ud	8,8	Equipo de conmutación en media	- €	1.682,92 € 1	1.682,92 €
ud	8,9	Interrupidores freno de aire en poste	- €	6.077,21 € 1	6.077,21 €
ud	8,1	SEL Relé	- €	31.777,96 € 1	31.777,96 €
ud	8,11	Medidor de corriente	- €	46.747,76 € 1	46.747,76 €
	<b>9</b>	<b>Equipo SCADA (Adquisición de datos)</b>	<b>- €</b>	<b>labor</b>	<b>32.707,82 €</b>
PADs	9,4	Programación e interconexión	- €	8.176,95 € 4	32.707,82 €
	<b>10</b>	<b>BOS Eléctrico (Baja T)</b>	<b>- €</b>	<b>labor</b>	<b>418.771,20 €</b>
m	10,1	Cableado de string Al XZ1 (S) 16 mm <sup>2</sup>	- €	6,26 € 12335,5	77.170,54 €
m	10,2	Cableado agrupación Al XZ1 (S) 240 mm <sup>2</sup>	- €	10,12 € 9767,28	98.844,43 €
m	10,4	CAB System (Inc.incas aux)	- €	22,42 € 4564,73	102.328,62 €
m	10,5	Creación Zanja de Baja	- €	25,18 € 4314,61	108.620,43 €
módulo	10,7	Interconexión de Módulos	- €	1,40 € 22680	31.807,17 €
	<b>11</b>	<b>Condiciones generales del proyecto</b>	<b>19.090,85 €</b>	<b>labor</b>	<b>87.109,56 €</b>
MW ca	11,1	Seguros	3.832,38 €	3.256,26 € 10	32.562,62 €
MW cc	11,3	Seguridad	15.258,47 €	1,92 € 12,247	23,47 €
meses	11,4	Manager de construcción	- €	6.122,40 € 8	48.979,19 €
MW ca	11,5	Varios	- €	554,43 € 10	5.544,28 €
			<b>137349,87 €</b>		<b>2829604,06 €</b>

Tabla (9.2) Presupuesto detallado de la instalación

De esta tabla se puede extraer los costes de sueldos instalación de material, servicios y demás labores que tendrán lugar en la construcción de este proyecto.

Posteriormente, basado en estos datos sobre costes de instalación se estimará el coste de mano de obra y se planteará un desglose de este.

T UD	CONCEPTO	Nº UD	P/ud	Importe
	<b>Mano de obra de instalacion eléctrica</b>			<b>884.709,23 €</b>
Ud	Hora de mano de obra oficial 1ª	10560 h	24,00€/h	253.440,00 €
Ud	Hora de mano de obra oficial 2ª	9446 h	20,00€/h	188.914,61 €
Ud	Hora de mano de obra ayudante de electricista	24575 h	18,00€/h	442.354,61 €

T UD	CONCEPTO	Nº UD	P/ud	Importe
	<b>Mano de obra de obra civil</b>			<b>616.043,73 €</b>
Ud	Hora de mano de obra oficial 1ª	6845 h	20,00€/h	136.898,61 €
Ud	Hora de mano de obra oficial 2ª	9250 h	18,50€/h	171.123,26 €
Ud	Hora de mano de obra ayudante de electricista	17601 h	17,50€/h	308.021,86 €

T UD	CONCEPTO	Nº UD	P/ud	Importe
	<b>Mano de obra montaje instalación mecánica</b>			<b>1.142.993,91 €</b>
Ud	Hora de mano de obra oficial 1ª	10513 h	24,00€/h	252.316,54 €
Ud	Hora de mano de obra oficial 2ª	15959 h	20,00€/h	319.180,42 €
Ud	Hora de mano de obra ayudante de electricista	32657 h	17,50€/h	571.496,96 €

Tabla (9.3) Mano de obra según tipología

Esta tabla distribuye los gastos de instalación que se han estudiado en el desglose anterior en 3 tipos de mano de obra: eléctrica, civil y mecánica, sacando el presupuesto total de las distintas partidas, se estima una cantidad de horas de cada tipo de trabajador. De esta manera se obtiene la Tabla (9.3)

En la siguiente hoja se presenta la tabla 9.4 la cual hace referencia al desglose de los gastos materiales:

			Material	Cantidad	Precio
<b>UD</b>	<b>2</b>	<b>Módulos solares</b>	<b>Material</b>		<b>4.616.875,04 €</b>
Wp	2,1	Módulo	0,38 €	12247200	4.616.875,04 €
	<b>3</b>	<b>Obra civil</b>	<b>Material</b>		<b>241.648,34 €</b>
m	3,4	Valla de limo	7,67 €	1210,931	9.283,76 €
m	3,5	Tuberías HDPE 0.5 m DIAM	77,08 €	35,6	2.743,87 €
m^2	3,8	Construcción de caminos	0,03 €	4494,59	156,22 €
MW ca	3. 11	Valla de construcción	747,96 €	10	7.479,64 €
m	3. 12	Esparcidor de nivel	5,13 €	169,2095	867,95 €
	<b>3. 14</b>	<b>Paisajismo</b>	- €		<b>110.558,45 €</b>
ud	3.	Arboles	130,89 €	750	98.170,29 €
ud	14.1	3.			
ud	14.2	arboles	49,55 €	250	12.388,16 €
	<b>4</b>	<b>Vallado</b>	<b>Material</b>		<b>187.657,36 €</b>
m	4,1	Valla metálica 1.5 metros altura	76,67 €	2421,862	185.675,26 €
ud	4,2	Puertas	1.982,10 €	1	1.982,10 €
	<b>5</b>	<b>Estructura Mecánica</b>	<b>Material</b>		<b>3.771.849,25 €</b>
Wp	5,1	Estructura Metálica Tracker	0,31 €	12247200	3.767.241,79 €
ud	5,2	Incas extra (Solo de Combiner)	71,99 €	64	4.607,46 €
	<b>6</b>	<b>Inversores</b>	<b>Material</b>		<b>635.769,51 €</b>
ud	6,1	Estación de potencia	158.942,38 €	4	635.769,51 €
	<b>7</b>	<b>Combiner box &amp; cuadros de distribución</b>	<b>Material</b>		<b>155.359,60 €</b>
ud	7,1	Combiner box	2.244,66 €	64	143.658,18 €
ud	7,2	Cuadros recombiner (a inversor)	2.925,35 €	4	11.701,42 €
	<b>8</b>	<b>Equipo de media tensión</b>	<b>Material</b>		<b>223.553,69 €</b>
m	8,2	Cable aéreo (3 fases + neutro)	12,27 €	179,8565854	2.206,23 €
ud	8,3	Postes de media tensión	1.402,43 €	3	4.207,30 €
	8,4	<b>Cables de 12.47kV</b>			<b>52.587,67 €</b>
m	8.4.1	Al RH5Z1 95 mm^2	9,14 €	108,27	989,44 €
m	8.4.2	Al RH5Z1 150 mm^2	20,04 €	989,94	19.834,53 €
m	8.4.3	Al RH5Z1 240 mm^2	33,64 €	645,57	21.716,77 €
m	8.4.4	Al HEPRZ1 240 mm^2	36,71 €	273,711	10.046,93 €
m	8,5	Conducto eléctrico media	11,35 €	677,934	7.692,26 €
ud	8,6	Reconector eléctrico 12.47kV	38.286,41 €	1	38.286,41 €
ud	8,7	Transformador zigzag 12.47 kV	32.723,43 €	1	32.723,43 €
ud	8,8	Equipo de conmutación en media	64.346,42 €	1	64.346,42 €
ud	8,9	Interruptores freno de aire en poste	7.479,64 €	1	7.479,64 €
ud	8,1	SEL Relé	14.024,33 €	1	14.024,33 €
	<b>9</b>	<b>Equipo SCADA (Adquisición de datos)</b>	<b>Material</b>		<b>54.419,94 €</b>
MW ca	9,1	Gabinete bajo voltaje	2.623,05 €	10	26.230,54 €
ud	9,2	Estación meteorológica	10.029,16 €	2	20.058,32 €
PADs	9,3	Licencia (GPM)	1.355,18 €	6	8.131,08 €
	<b>10</b>	<b>BOS Eléctrico (material e instalación de baja)</b>	<b>Material</b>		<b>1.353.080,64 €</b>
m	10,1	Cableado de string Al XZ1 (S) 16 mm^2	5,00 €	77170,54293	385.748,10 €
m	10,2	Cableado agrupación Al XZ1 (S) 240 mm^2	18,34 €	9767,28	179.118,09 €
m	10,4	CAB System (Inc.incas aux)	32,87 €	4564,73	150.063,31 €
m	10,5	Materiales Zanja de Baja	42,69 €	4314,61	184.182,47 €
módulo	10,6	Pequeños materiales interconexión módulos (Harness...)	9,35 €	22680	212.047,83 €
ud	10,8	Otros materiales	101.442,64 €	1	101.442,64 €
kWp	10,9	Protecciones en baja tensión (fusibles, arrestadores tens...)	4,54 €	12247,2	55.659,07 €
módulo	10,10	Electricos Varios	3,74 €	22680	84.819,13 €
	<b>11</b>	<b>Condiciones generales del proyecto</b>	<b>Material</b>		<b>187.234,12 €</b>
meses	11,2	Alquiler de materiales	23.404,27 €	8	187.234,12 €
					<b>11.342.346,19 €</b>

Tabla (9.4) Presupuesto detallado materiales

Con el presupuesto completo se puede calcular el apartado de contingencias del presupuesto al que se le ha puesto un porcentaje de 3% sobre el coste total del proyecto como se aprecia a continuación.

$$P = 137.349,87 + 2.829.604,06 + 11.342.346,19 = 14.309.300,12 \text{ €}$$

$$P_{TOTAL} = P + 14.309.300,12 \text{ €} * 3\% = \mathbf{14.735.287,07 \text{ €}}$$

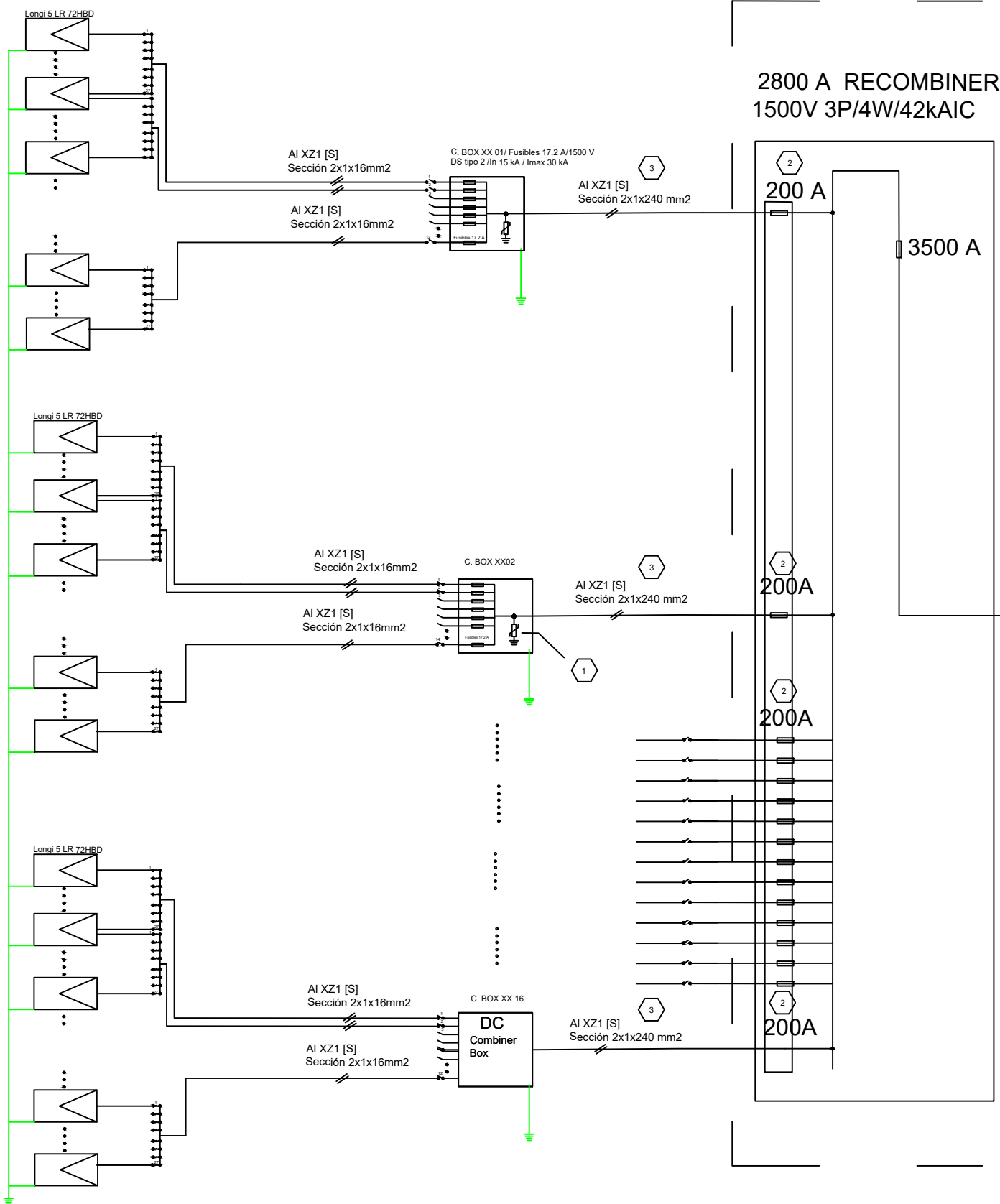
Se puede comprobar que coincide con el presupuesto principal que se ha presentado anteriormente.

Y al este se le sumaran aun ciertas partidas en el estudio económico con el fin de que este sea lo más realista posible.



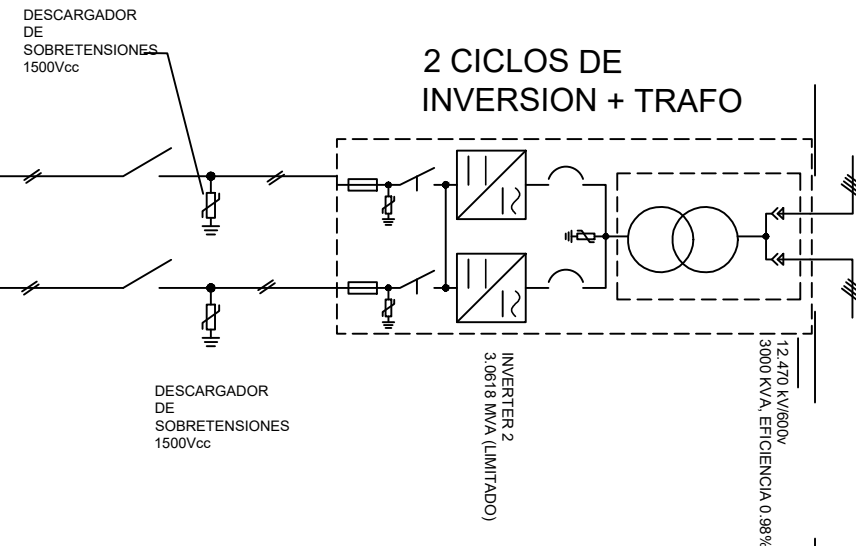


## *PLANOS*



PAD (SG 3000 HV Y PLATAFORMA)

2800 A RECOMBINER  
1500V 3P/4W/42kAIC



CABLEADO NECESARIO	
1	Descargador de sobretensiones 2 // 15 kA // 40 kA
2	Fusible NH-1XL 200 A GPV
3	Aislamiento de los cables XLPE DIX3

NOMBRE DEL PROYECTO:

Camí del Barranc

Nº DE PLANO:

Unifilar 1

ESCALA:

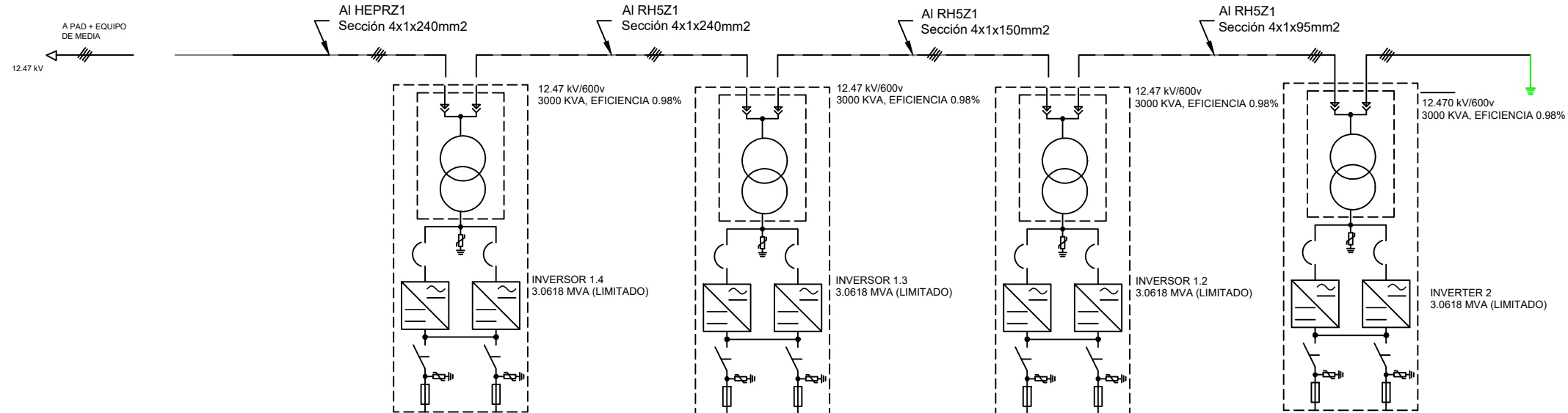
FECHA Y REVISIÓN:

Rev1: 15/06/2022

FIRMADO POR:

PABLO PÉREZ GASCÓN





NOMBRE DEL PROYECTO:

Camí del Barranc

Nº DE PLANO:

Unifilar 2

ESCALA:

FECHA Y REVISIÓN:

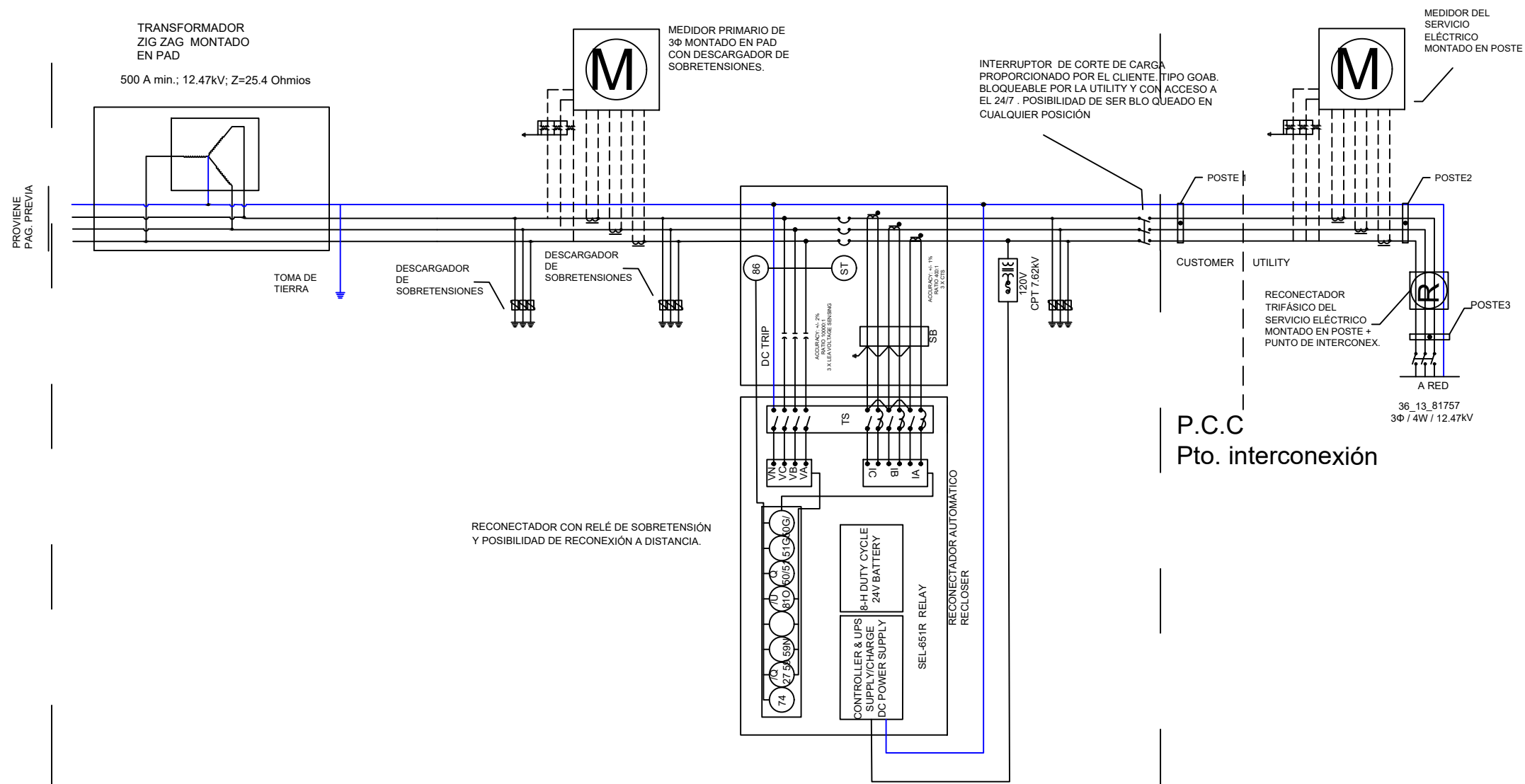
Rev1: 15/06/2022

FIRMADO POR:

PABLO PÉREZ GASCÓN



PAD equipos de Media



NOMBRE DEL PROYECTO:

Camí del Barranc

Nº DE PLANO: Multifilar protecciones

ESCALA:

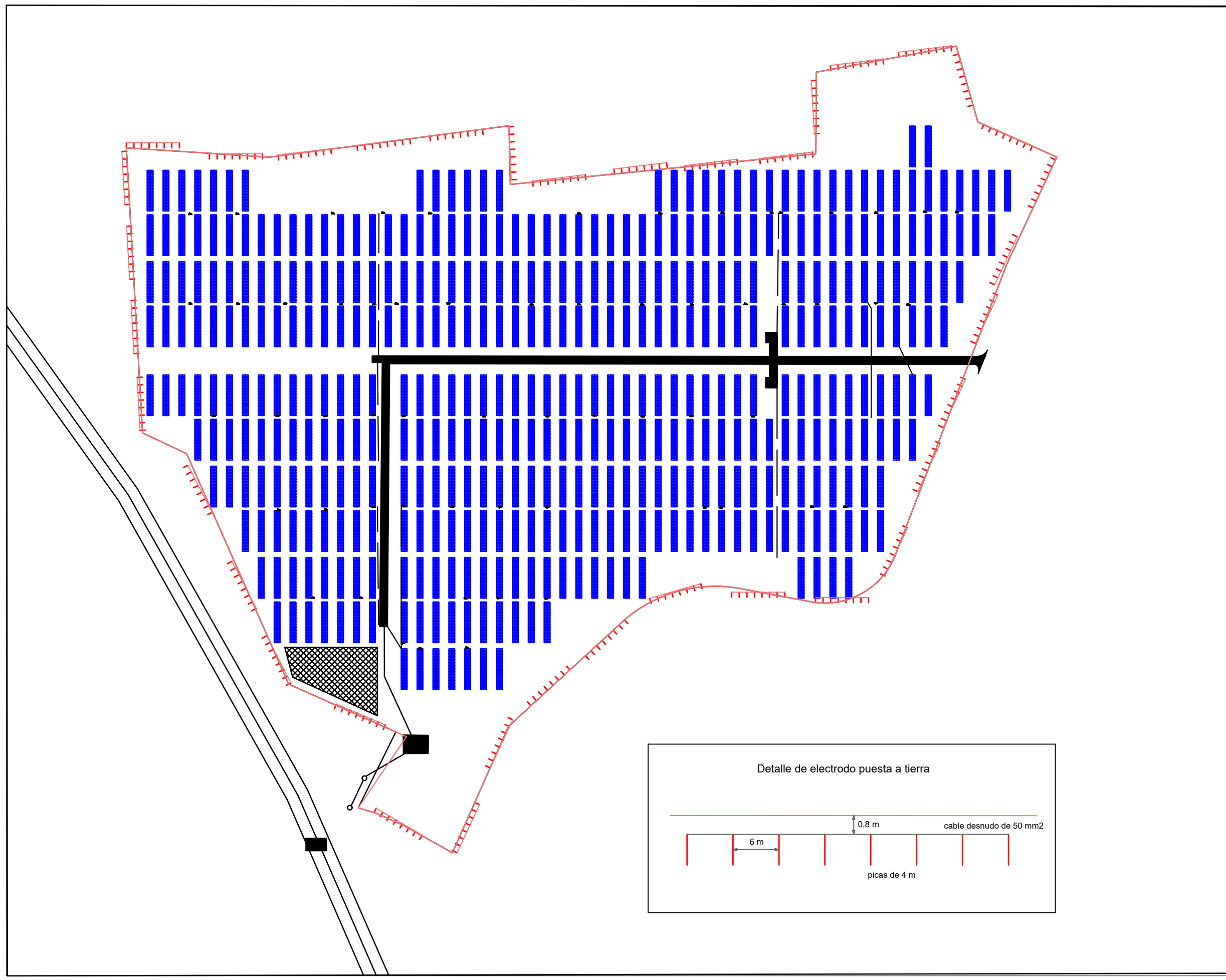
FECHA Y REVISIÓN:

Rev1: 15/06/2022

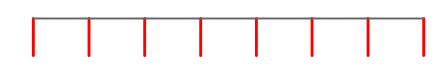
FIRMADO POR:

PABLO PÉREZ GASCÓN





símbolo de electrodos



NOMBRE DEL PROYECTO:

Camí del Barranc

Nº DE PLANO:

puesta a tierra

ESCALA:

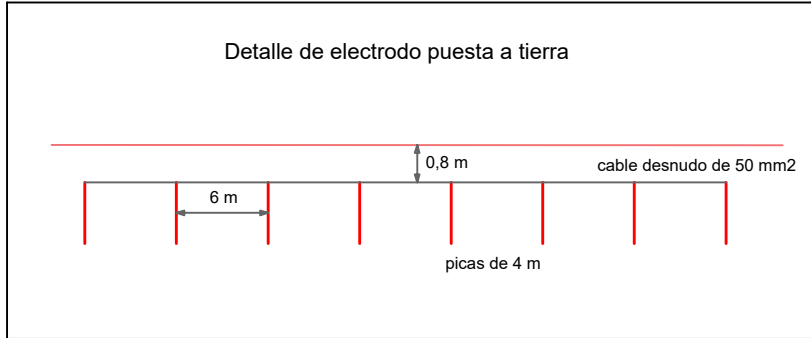
1:3000

FECHA Y REVISIÓN:

Rev1: 18/05/2022

FIRMADO POR:

PABLO PÉREZ GASCÓN



# PARQUE SOLAR CAMÍ DEL BARRANC



PLANO	CAMI DEL BARRANC
P001	PLANO GENERAL
P010	PLAN ELECTRICO
P011	PLAN ELECTRICO (1)
P012	PLAN ELECTRICO (2)
P013	PLAN ELECTRICO (3)
P014	PLAN ELECTRICO (4)
P020	PLAN CIVIL
P021	PLAN CIVIL (1)
P022	PLAN CIVIL (2)
P023	PLAN CIVIL (3)
P024	PLAN CIVIL (4)

## 12.247 MWp

Almacera (39.508714, -0.348702)

NOMBRE DEL PROYECTO:

Camí del Barranc

Nº DE PLANO:

1

ESCALA:

FECHA Y REVISIÓN:

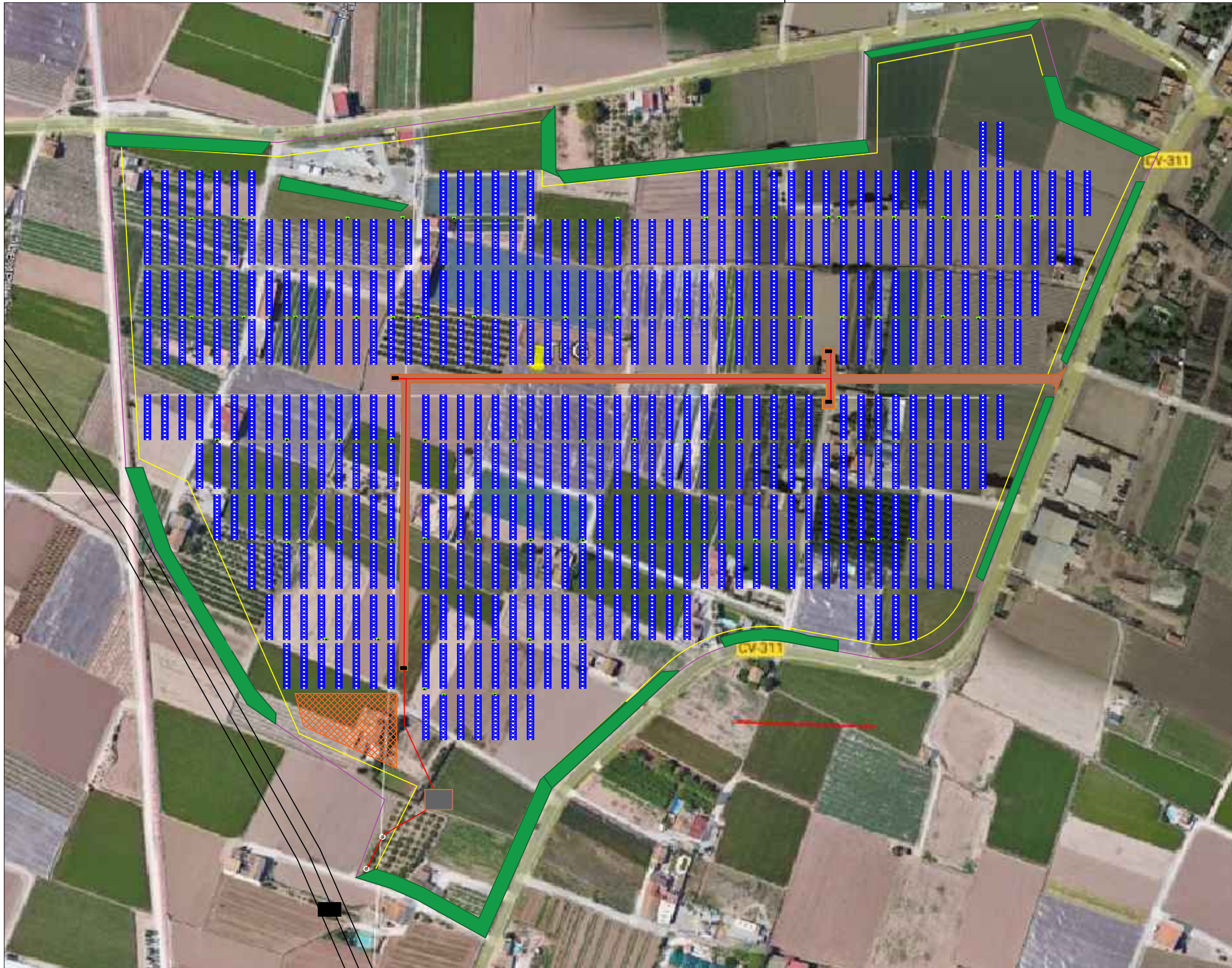
Rev1: 03/05/2022

FIRMADO POR:

PABLO PÉREZ GASCÓN

  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

 UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



CAMI DEL BARRANC

10 MW AC

12.247 MWp

(22680) LONGI HI MO 5 LR5-72HBD

(4) SUNGROW SG2500HV

CAB System

TRACKER 2P / SOLTEC

(39.508714, -0.348702)

12.47 kV

291484.27 m<sup>2</sup>

NOMBRE DEL PROYECTO:

Camí del Barranc

Nº DE PLANO:

1

ESCALA:

1:3000

FECHA Y REVISIÓN:

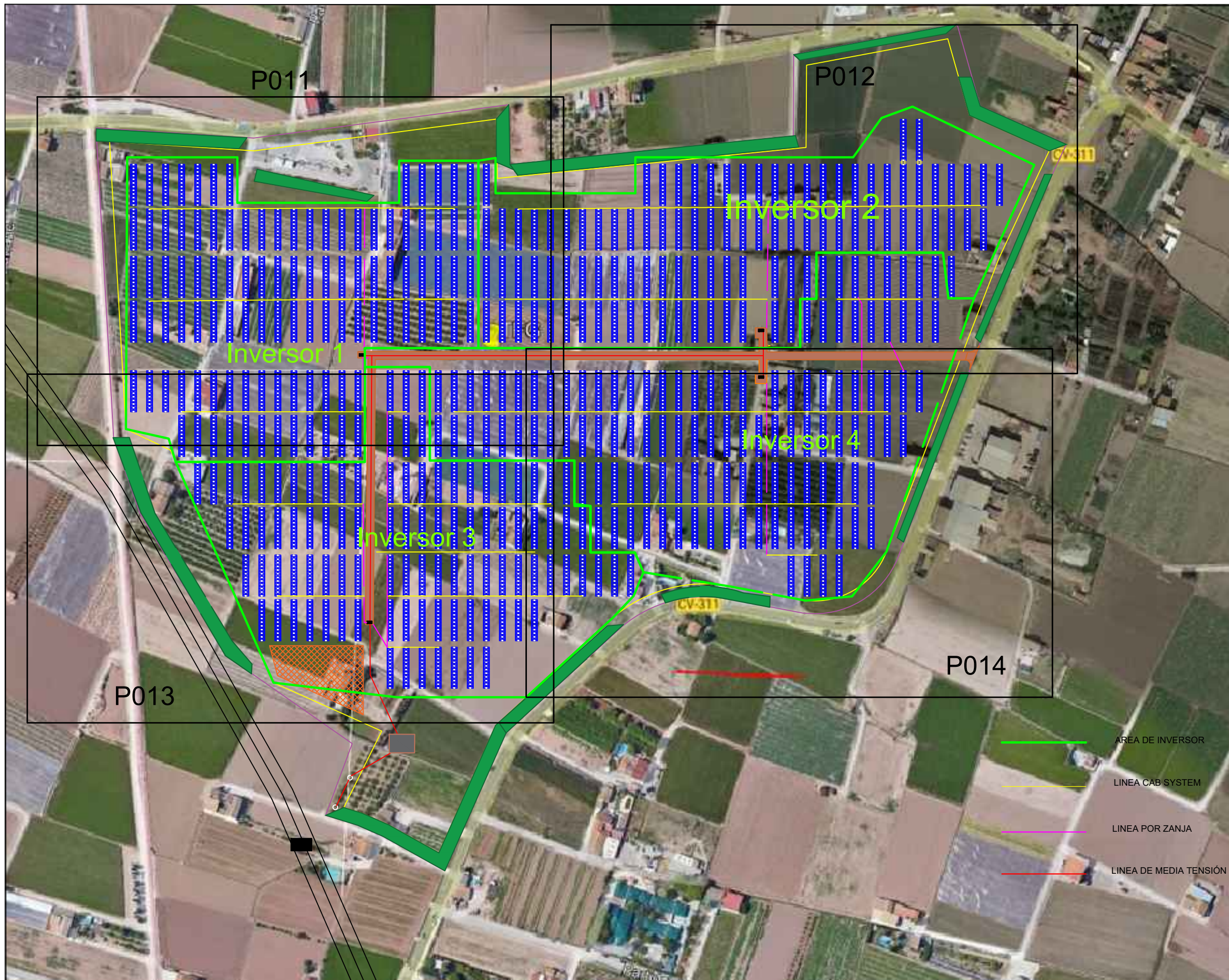
Rev1: 03/05/2022

FIRMADO POR:

PABLO PÉREZ GASCÓN

  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

 UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



NOMBRE DEL PROYECTO:

Camí del Barranc

Nº DE PLANO:

P010

ESCALA:

1:3000

FECHA Y REVISIÓN:

Rev1: 18/05/2022

FIRMADO POR:

PABLO PÉREZ GASCÓN







○	Poste eléctrico
— (yellow)	Línea de CAB (después de combiner box)
— (red)	Línea de Media
— (black)	Línea de Zanja
- - - (yellow)	Vallado
- - - (red)	Línea de Media aerea
<b>NOMBRE DEL PROYECTO:</b> Camí del Barranc	
<b>Nº DE PLANO:</b> P011	
<b>ESCALA:</b> 1:1300	
<b>FECHA Y REVISIÓN:</b> Rev1: 18/05/2022	
<b>FIRMADO POR:</b> <b>PABLO PÉREZ GASCÓN</b>	
 Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño	
 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	



○	Poste eléctrico
— (yellow)	Línea de CAB <small>(después de combiner box)</small>
— (red)	Línea de Media
— (black)	Línea de Zanja
— (purple)	Vallado
— (red)	Línea de Media aérea

NOMBRE DEL PROYECTO:	
Camí del Barranc	
Nº DE PLANO:	P012
ESCALA:	1:1300
FECHA Y REVISIÓN:	
Rev1: 18/05/2022	
FIRMADO POR:	
PABLO PÉREZ GASCÓN	




Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA



	Poste eléctrico
	Linea de CAB <small>(después de combiner box)</small>
	Linea de Media
	Linea de Zanja
	Vallado
	Linea de Media aerea

NOMBRE DEL PROYECTO:  
Camí del Barranc

Nº DE PLANO: P013

ESCALA:  
1:1300

FECHA Y REVISIÓN:  
Rev1: 18/05/2022

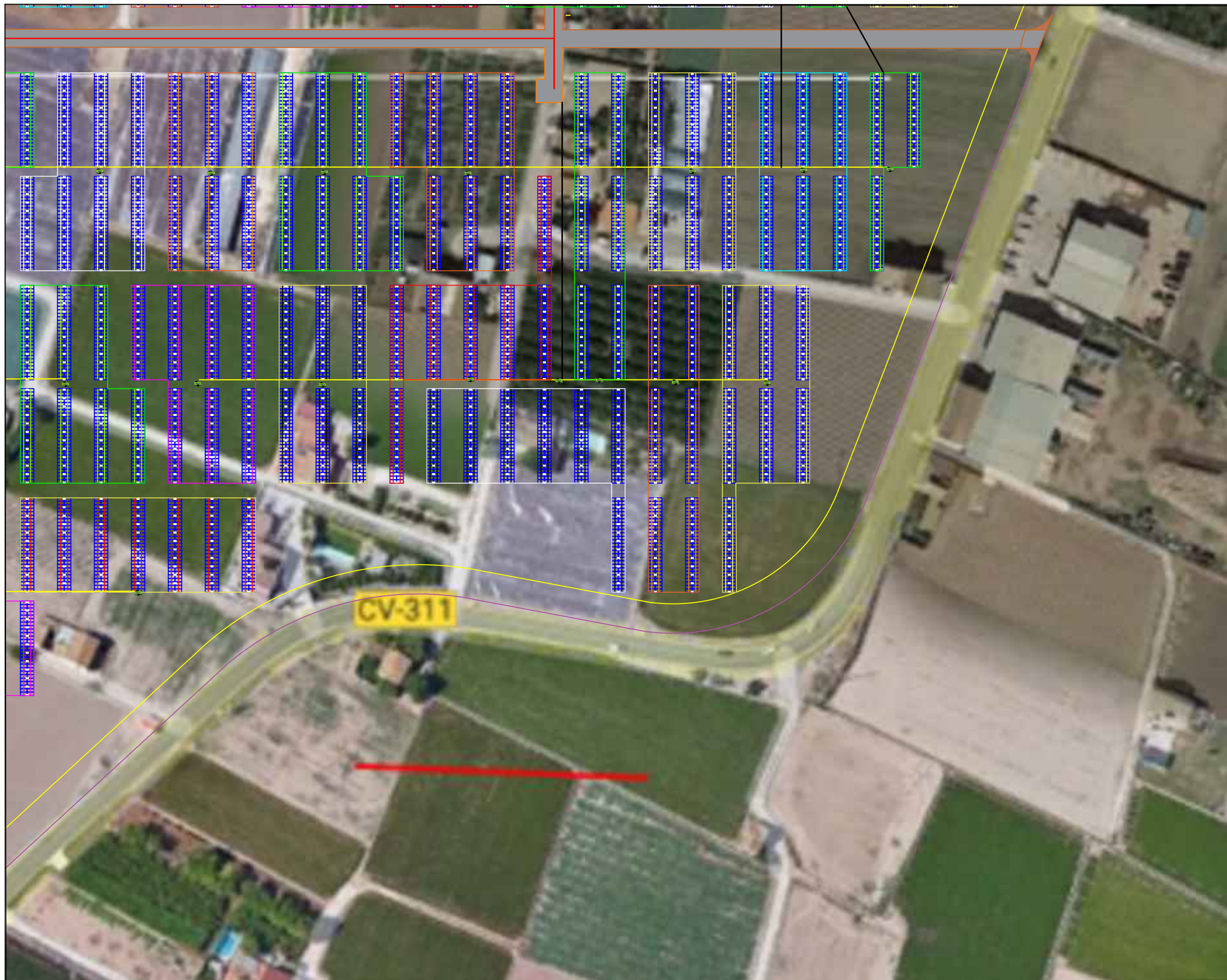
FIRMADO POR:  
**PABLO PÉREZ GASCÓN**



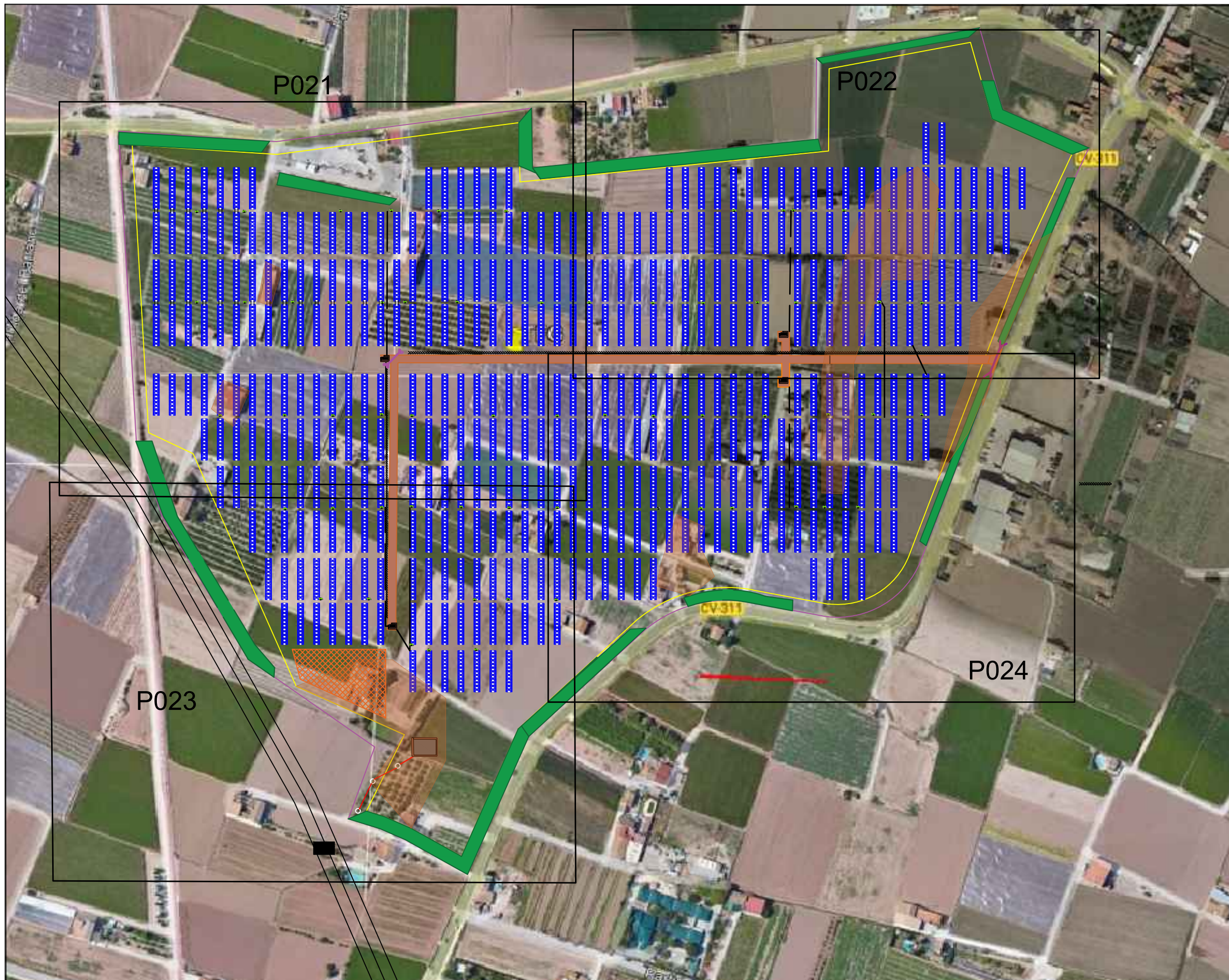
Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño


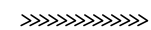





UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA



NOMBRE DEL PROYECTO: Camí del Barranc	
Nº DE PLANO: P014	
ESCALA: 1:1300	
FECHA Y REVISIÓN: Rev1: 18/05/2022	
FIRMADO POR:  <b>PABLO PÉREZ GASCÓN</b>	



-  esparcidor nivel de agua (Level spreader)
-  Zanja de desagüe
-  Tubería para alcantarillado
-  Trabajo de tierra (Grading)
- Superficie estimada de grading:  
2.2317 hectareas
-  Arboles y arbustos paisajismo (5-7 m) (arces, encinas & enebros, madroños)

NOMBRE DEL PROYECTO:

Camí del Barranc

Nº DE PLANO: P020

ESCALA: 1:3000

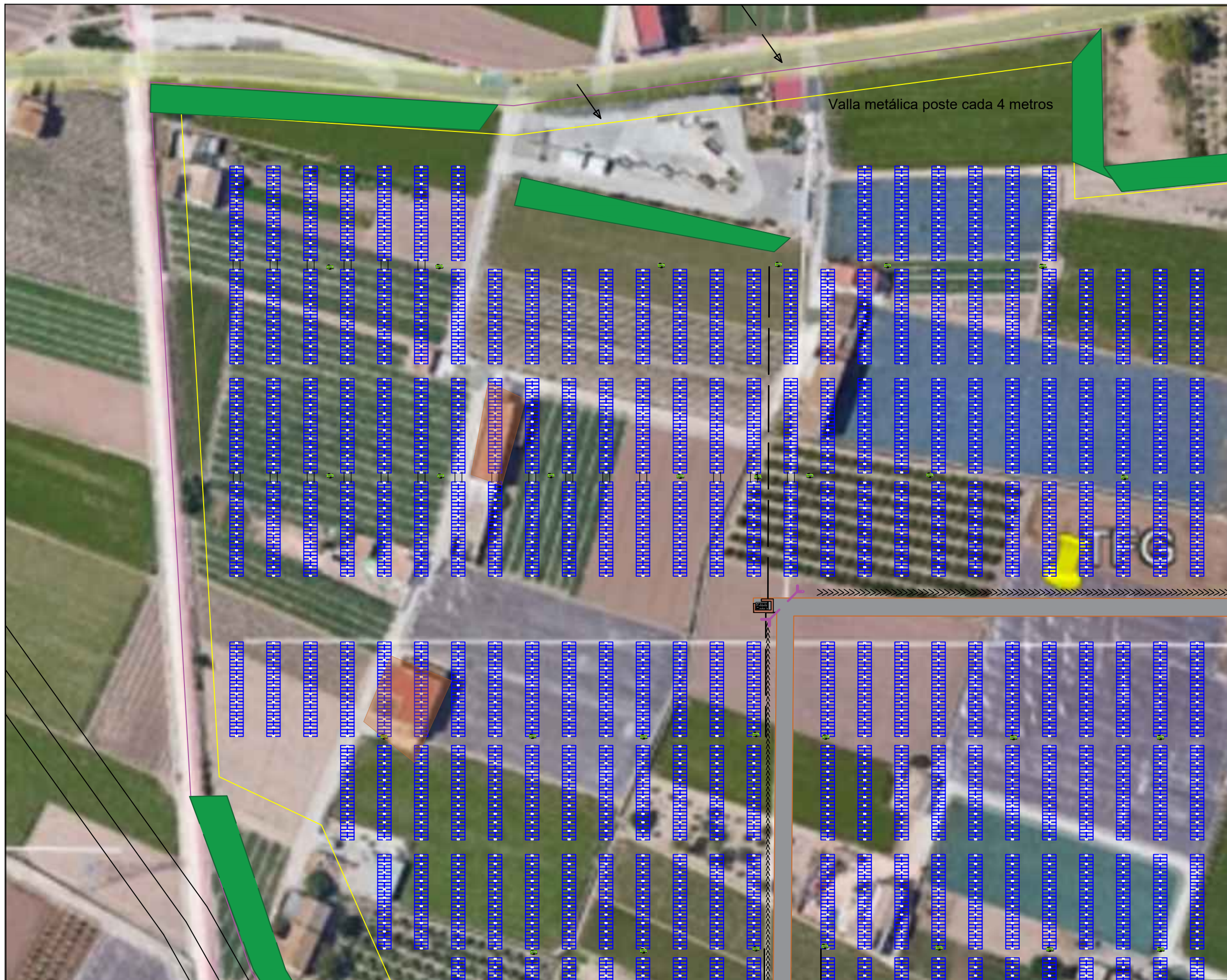
FECHA Y REVISIÓN:

Rev1: 18/05/2022


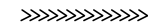



FIRMADO POR:

PABLO PÉREZ GASCÓN





Valla metálica poste cada 4 metros

-  esparcidor nivel de agua (Level spreader)
-  Zanja de desagüe
-  Tubería para alcantarillado
-  Trabajo de tierra (Grading)
- Superficie estimada de grading:  
2.2317 hectareas
-  Arboles y arbustos paisajismo (5-7 m) (arcos, encinas & enebros, madroños)

NOMBRE DEL PROYECTO:

Camí del Barranc

Nº DE PLANO:

P021

ESCALA:

1:1300

FECHA Y REVISIÓN:

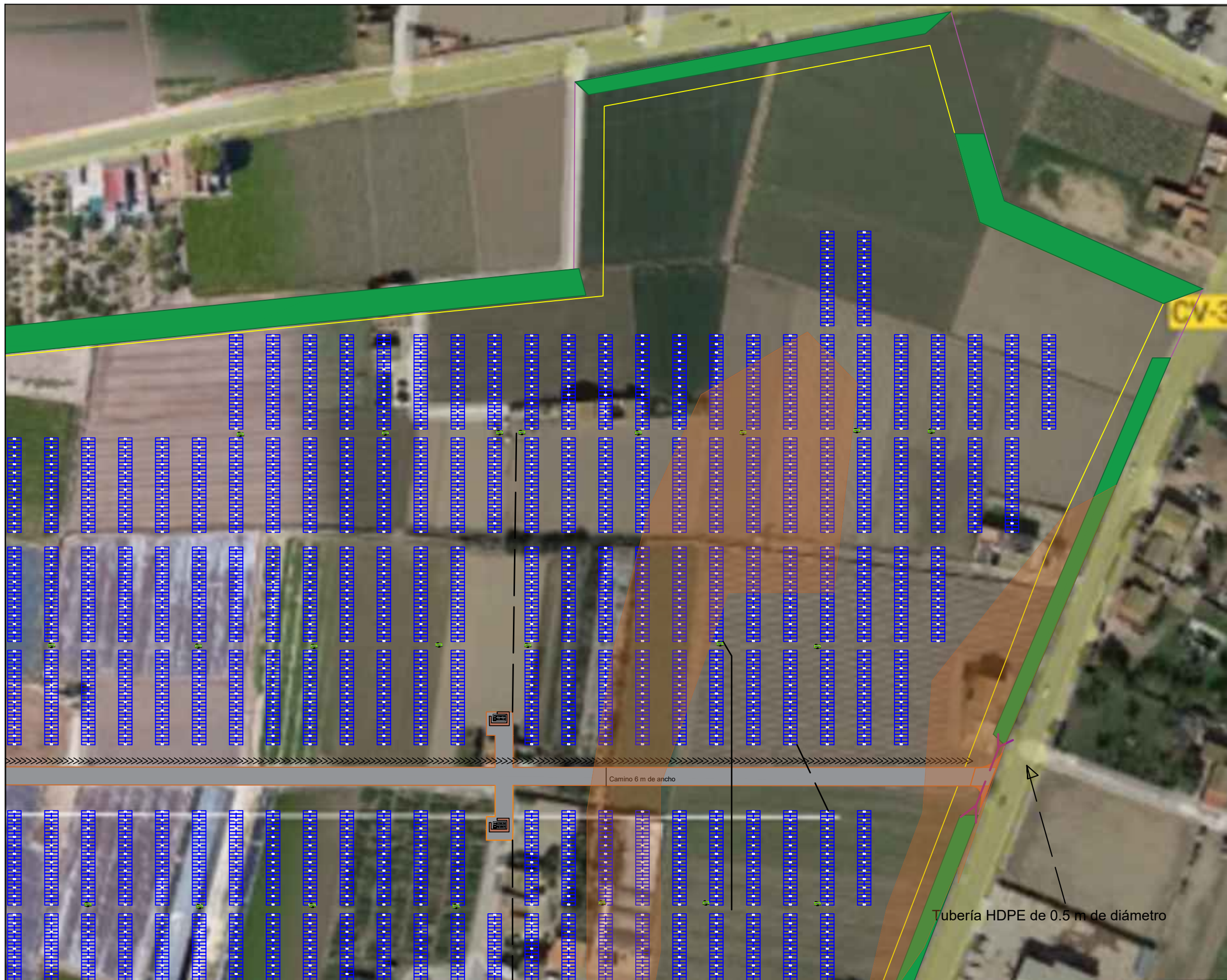
Rev1: 18/05/2022


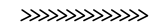



FIRMADO POR:

PABLO PÉREZ GASCÓN

  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA



-  esparcidor nivel de agua (Level spreader)
-  Zanja de desagüe
-  Tubería para alcantarillado
-  Trabajo de tierra (Grading)
- Superficie estimada de grading:  
2.2317 hectareas
-  Arboles y arbustos paisajismo (5-7 m) (arces, encinas & enebros, madroños)

NOMBRE DEL PROYECTO:  
**Camí del Barranc**

Nº DE PLANO: **P022**

ESCALA:  
**1:1300**






FECHA Y REVISIÓN:  
Rev1: 18/05/2022

FIRMADO POR:  
**PABLO PÉREZ GASCÓN**

  
 Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño


**UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA**



-  esparcidor nivel de agua (Level spreader)
-  Zanja de desagüe
-  Tubería para alcantarillado
-  Trabajo de tierra (Grading)
- Superficie estimada de grading:  
2.2317 hectareas
-  Arboles y arbustos paisajismo (5-7 m)  
(arces, encinas & enebros, madroños)

NOMBRE DEL PROYECTO:  
Camí del Barranc

Nº DE PLANO: P023

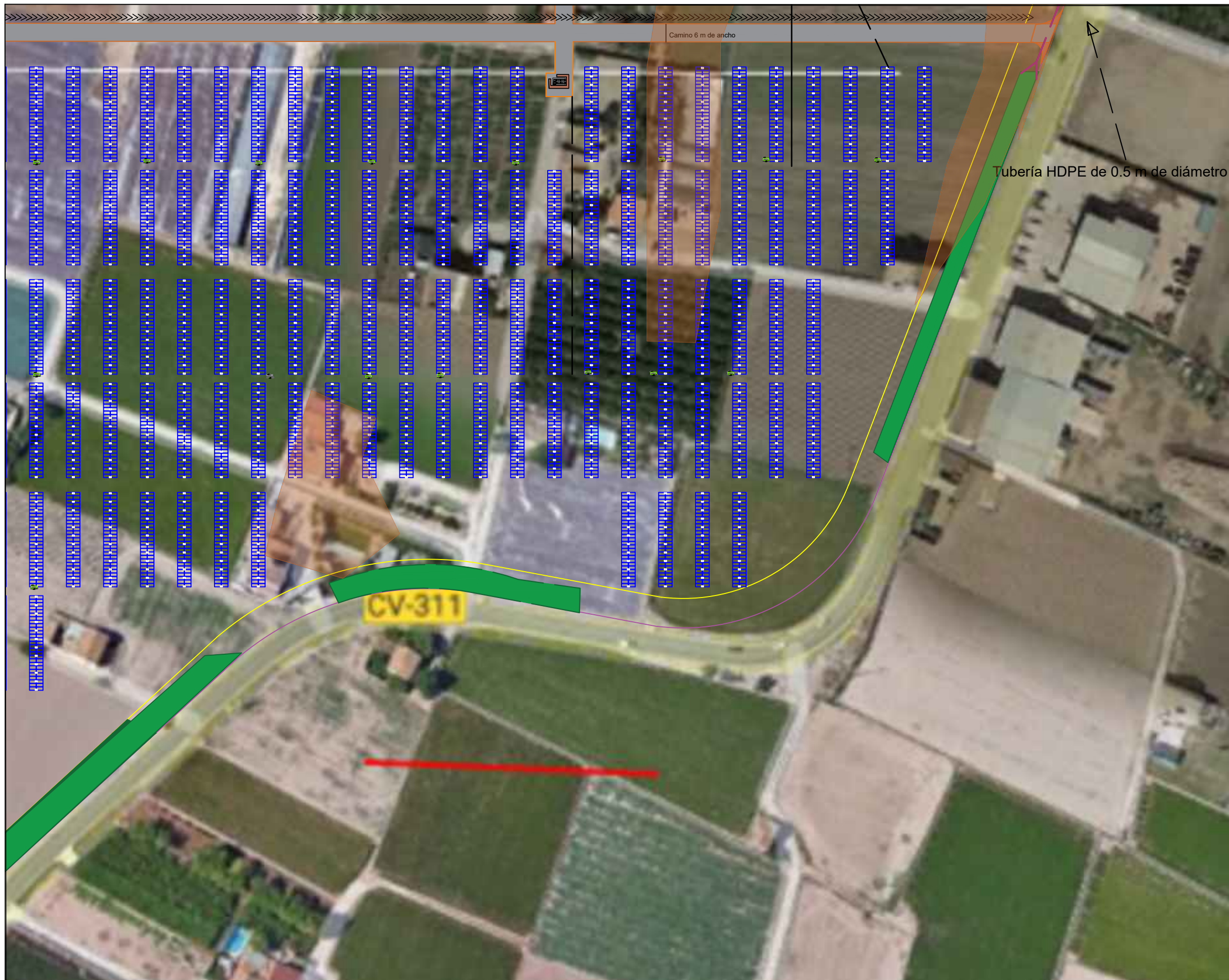
ESCALA:  
1:1300


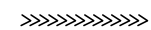



FECHA Y REVISIÓN:  
Rev1: 18/05/2022

FIRMADO POR:  
**PABLO PÉREZ GASCÓN**







-  esparcidor nivel de agua (Level spreader)
-  Zanja de desagüe
-  Tubería para alcantarillado
-  Trabajo de tierra (Grading)
- Superficie estimada de grading:  
2.2317 hectareas
-  Arboles y arbustos paisajismo (5-7 m)  
(arces, encinas & enebros, madroños)

NOMBRE DEL PROYECTO:  
Camí del Barranc

Nº DE PLANO: P024

ESCALA:  
1:1300

FECHA Y REVISIÓN:  
Rev1: 18/05/2022

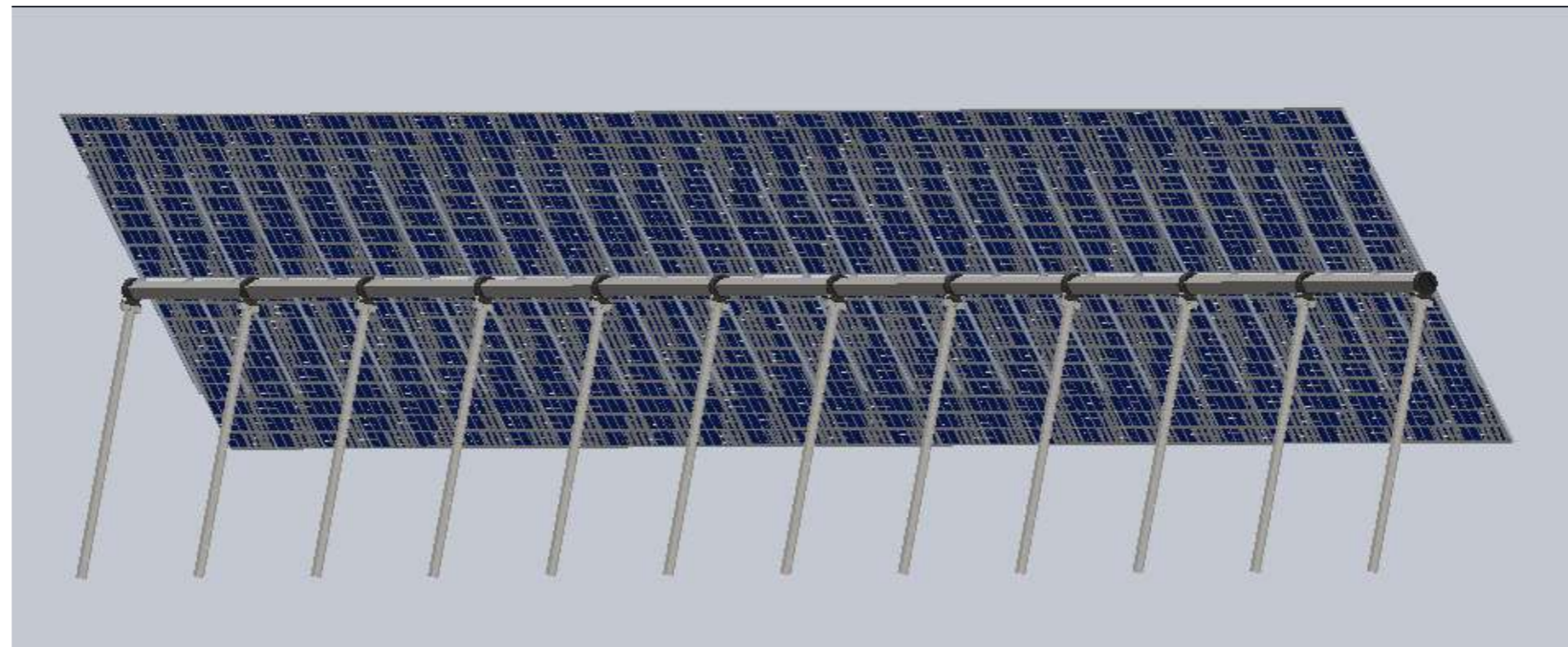
FIRMADO POR:  
**PABLO PÉREZ GASCÓN**



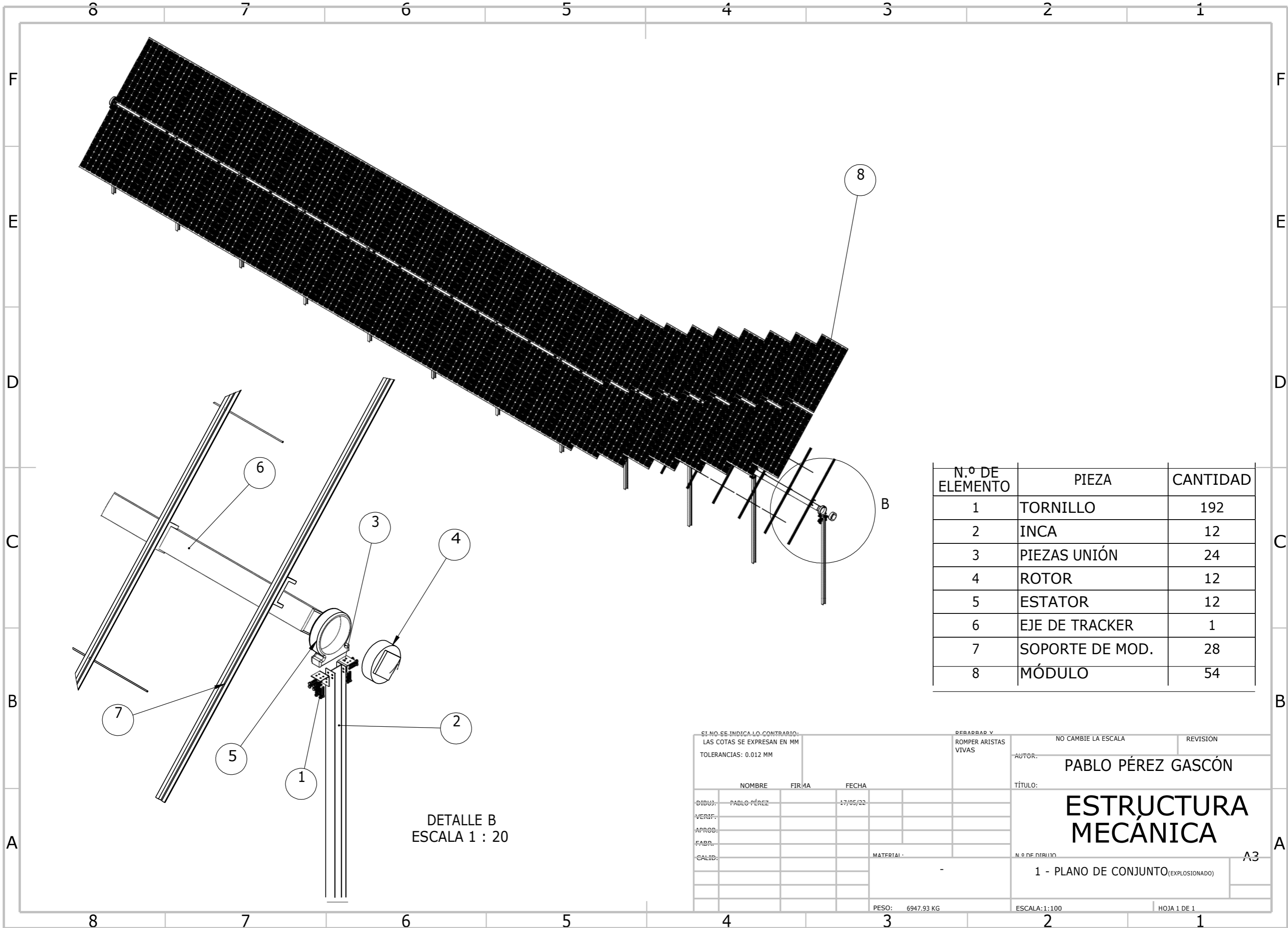
# ESTRUCTURA TRACKER CONFIGURACIÓN 2P

PROYECTO: PARQUE SOLAR CAMÍ DEL BARRANC 12,247 MWp

Nº	PLANO	PIEZA
1	P101	PLANO EXPLOSIONADO
2	P102	CONJUNTO
3	P201	TORNILLO
4	P202	INCA
5	P203	UNION
6	P204	MOTOR ELECTRICO
7	P205	EJE TRACKER
8	P206	SOPORTE MOD.
9	P207	MODULO (Longi)



Fecha: 20/06/2022



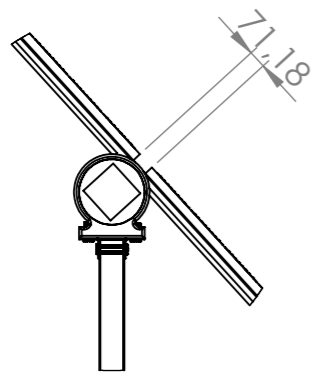
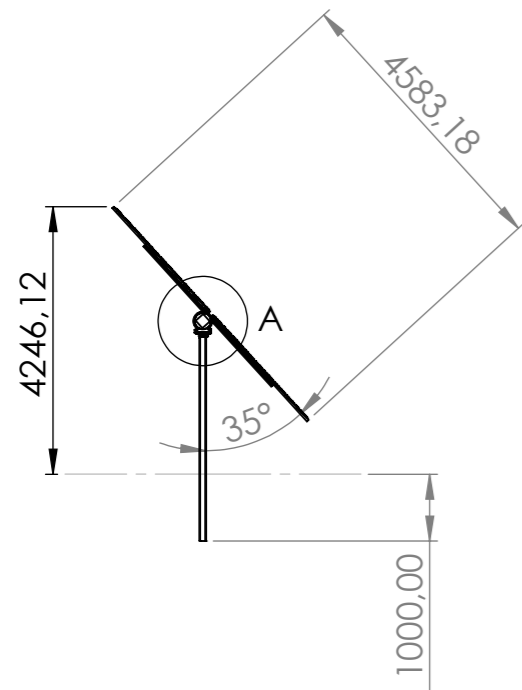
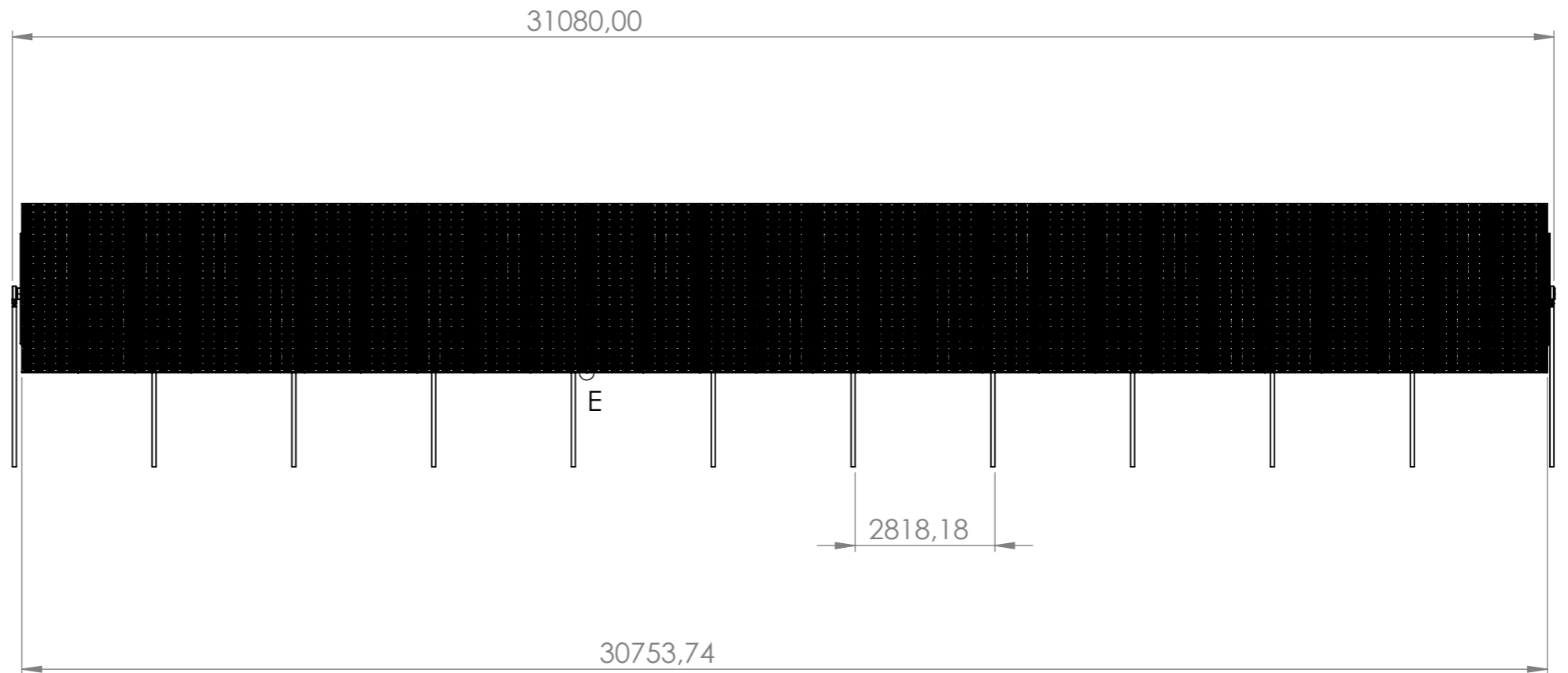
N.º DE ELEMENTO	PIEZA	CANTIDAD
1	TORNILLO	192
2	INCA	12
3	PIEZAS UNIÓN	24
4	ROTOR	12
5	ESTATOR	12
6	EJE DE TRACKER	1
7	SOPORTE DE MOD.	28
8	MÓDULO	54

DETALLE B  
ESCALA 1 : 20

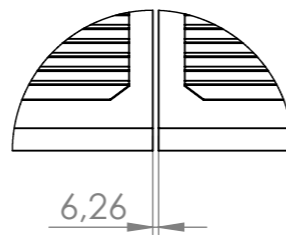
SI NO SE INDICA LO CONTRARIO: LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM TOLERANCIAS: 0.012 MM			DEBARRAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS	NO CAMBIE LA ESCALA	REVISIÓN
AUTOR:			PABLO PÉREZ GASCÓN		
TÍTULO:			ESTRUCTURA MECÁNICA		
N.º DE DIBUJO			1 - PLANO DE CONJUNTO (EXPLOSIONADO)		
PESO: 6947.93 KG			ESCALA: 1:100		HOJA 1 DE 1

A3



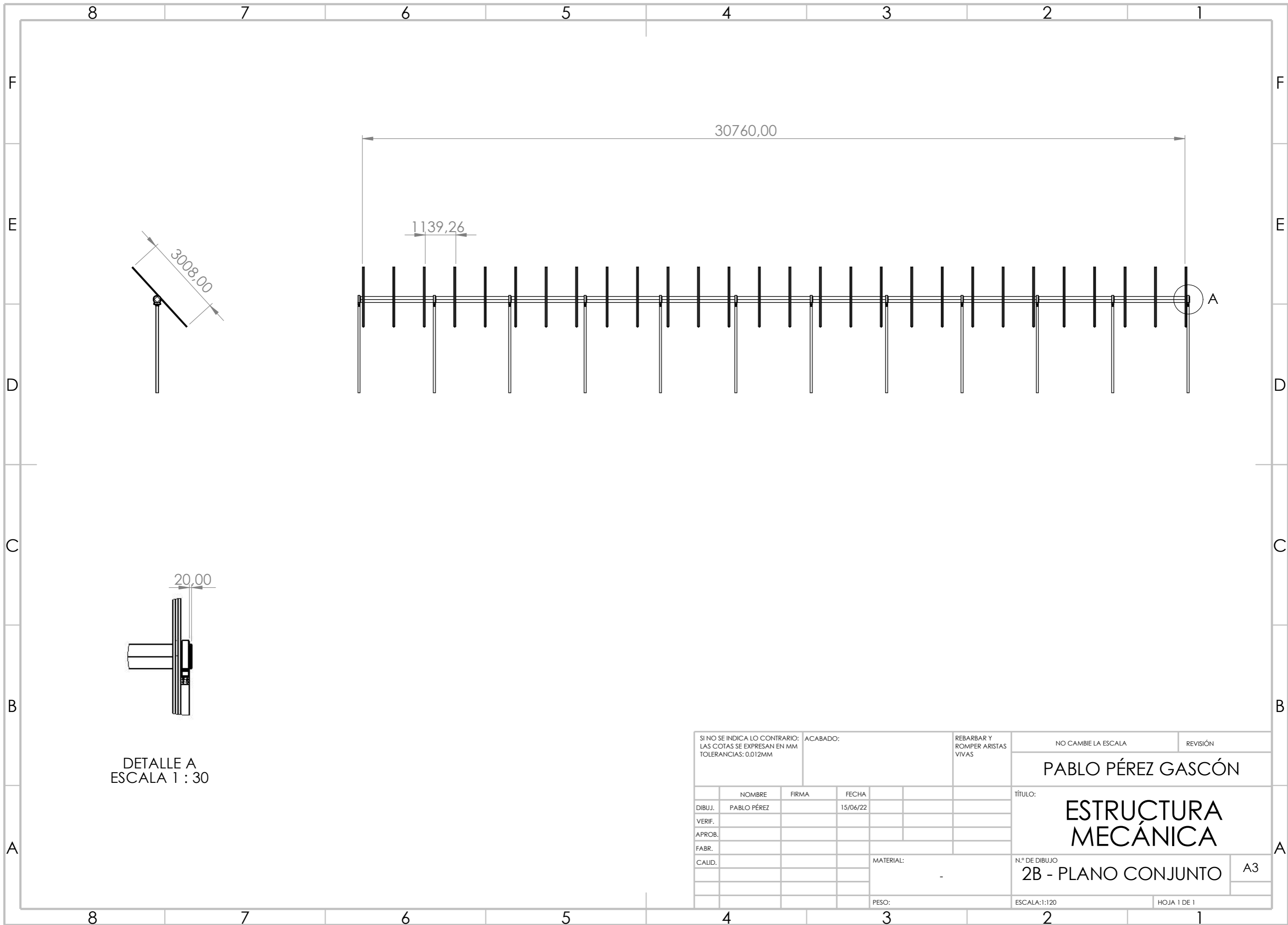


DETALLE A  
ESCALA 1 : 30



DETALLE E  
ESCALA 1 : 8

SI NO SE INDICA LO CONTRARIO: LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM TOLERANCIAS: 0.012MM		ACABADO:		REBARBAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS		NO CAMBIE LA ESCALA		REVISIÓN	
						PABLO PÉREZ GASCÓN			
						TÍTULO: <b>ESTRUCTURA MECÁNICA</b>			
						N.º DE DIBUJO		A3	
						2A - PLANO DE CONJUNTO			
DIBUJ.		NOMBRE		FIRMA		FECHA		ESCALA: 1:120	
VERIF.		PABLO PÉREZ				18/05/22		HOJA 1 DE 1	
APROB.									
FABR.									
CALID.						MATERIAL:			
						-			
						PESO: 6947.93KG			



DETALLE A  
ESCALA 1 : 30

SI NO SE INDICA LO CONTRARIO: LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM TOLERANCIAS: 0.012MM				ACABADO:		REBARBAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS		NO CAMBIE LA ESCALA		REVISIÓN	
								PABLO PÉREZ GASCÓN			
								TÍTULO: <b>ESTRUCTURA MECÁNICA</b>			
								N.º DE DIBUJO <b>2B - PLANO CONJUNTO</b>		A3	
						PESO:		ESCALA:1:120		HOJA 1 DE 1	
DIBUJ.		NOMBRE		FIRMA		FECHA					
VERIF.		PABLO PÉREZ				15/06/22					
APROB.											
FABR.											
CALID.											

4 3 2 1

F

F

E

E

D

D

C

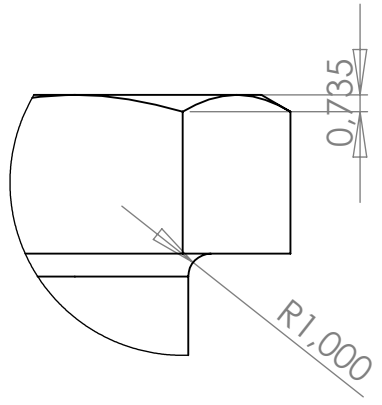
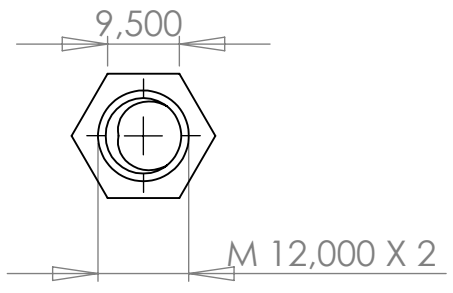
C

B

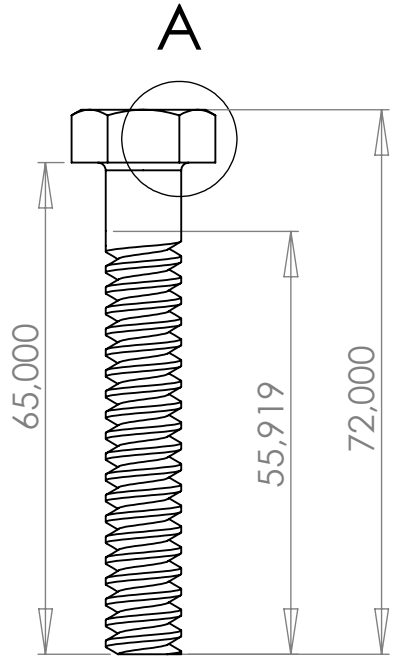
B

A

A



**DETALLE A**  
ESCALA 3 : 1



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO:  
LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM  
TOLERANCIAS: 0.012MM

ACABADO:  
**ZINCADO**

REBARBAR Y  
ROMPER ARISTAS  
VIVAS

NO CAMBIE LA ESCALA

REVISIÓN

**PABLO PÉREZ GASCÓN**

	NOMBRE	FIRMA	FECHA
DIBUJ.	PABLO PÉREZ		18/05/202
VERIF.			
APROB.			
FABR.			
CALID.			

TÍTULO:  
**1 - TORNILLO**

MATERIAL:  
**ACERO ALEADO 18NiCr5-4  
ZINCADO 1.5810**

N.º DE DIBUJO  
**3 - PLANO DE PIEZA**

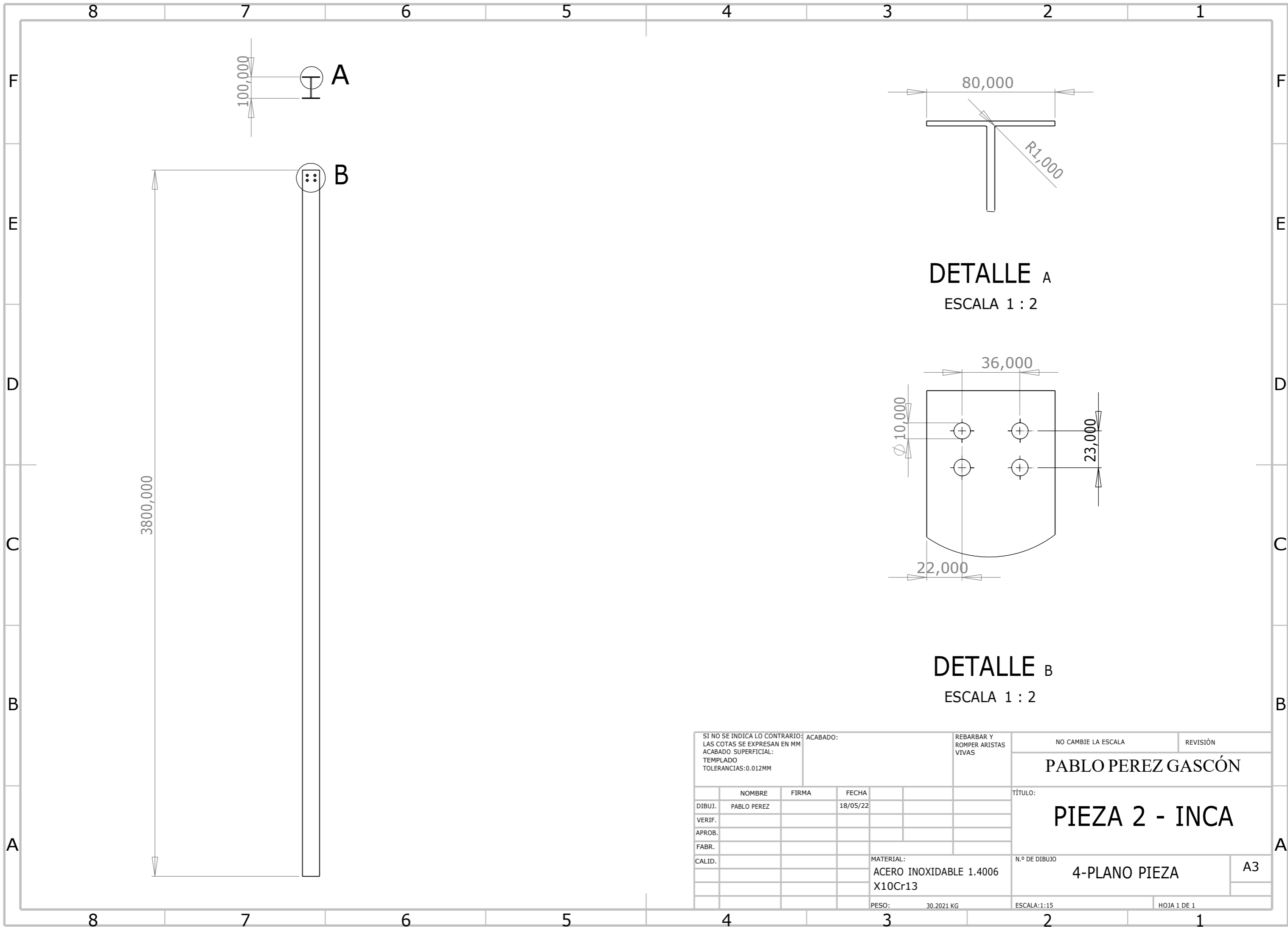
**A4**

PESO: 0.04536 KG

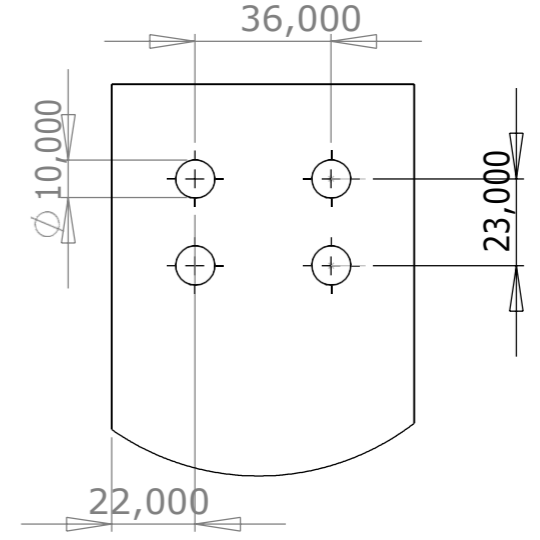
ESCALA: 1:1

HOJA 1 DE 1

4 3 2 1



**DETALLE A**  
ESCALA 1 : 2



**DETALLE B**  
ESCALA 1 : 2

SI NO SE INDICA LO CONTRARIO: ACABADO: LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM ACABADO SUPERFICIAL: TEMPLADO TOLERANCIAS:0.012MM			REBARBAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS		NO CAMBIE LA ESCALA	REVISIÓN
					PABLO PEREZ GASCÓN	
					TÍTULO:	
					PIEZA 2 - INCA	
					N.º DE DIBUJO	
					4-PLANO PIEZA	
					A3	
					MATERIAL:	
					ACERO INOXIDABLE 1.4006 X10Cr13	
					PESO:	
					30.2021 KG	
					ESCALA:1:15	
					HOJA 1 DE 1	

3800,000

80,000

R1,000

36,000

10,000

23,000

22,000

100,000

A

B

F

E

D

C

B

A

8

7

6

5

4

3

2

1

8

7

6

5

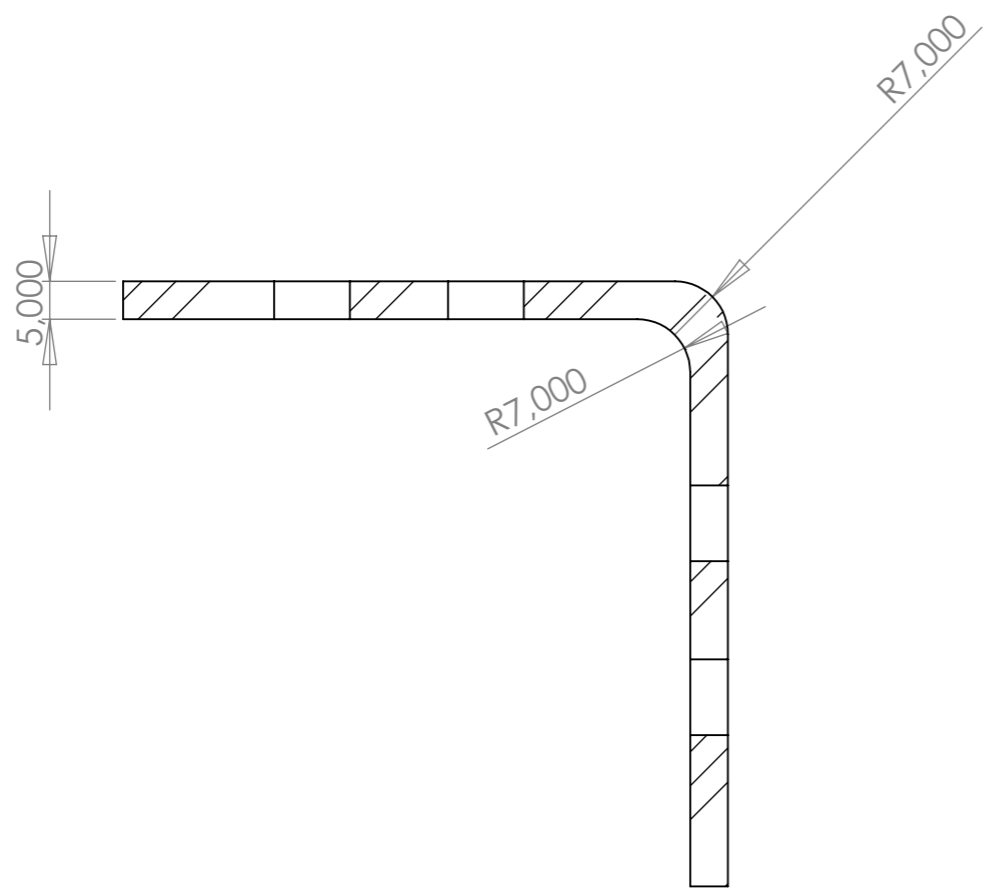
4

3

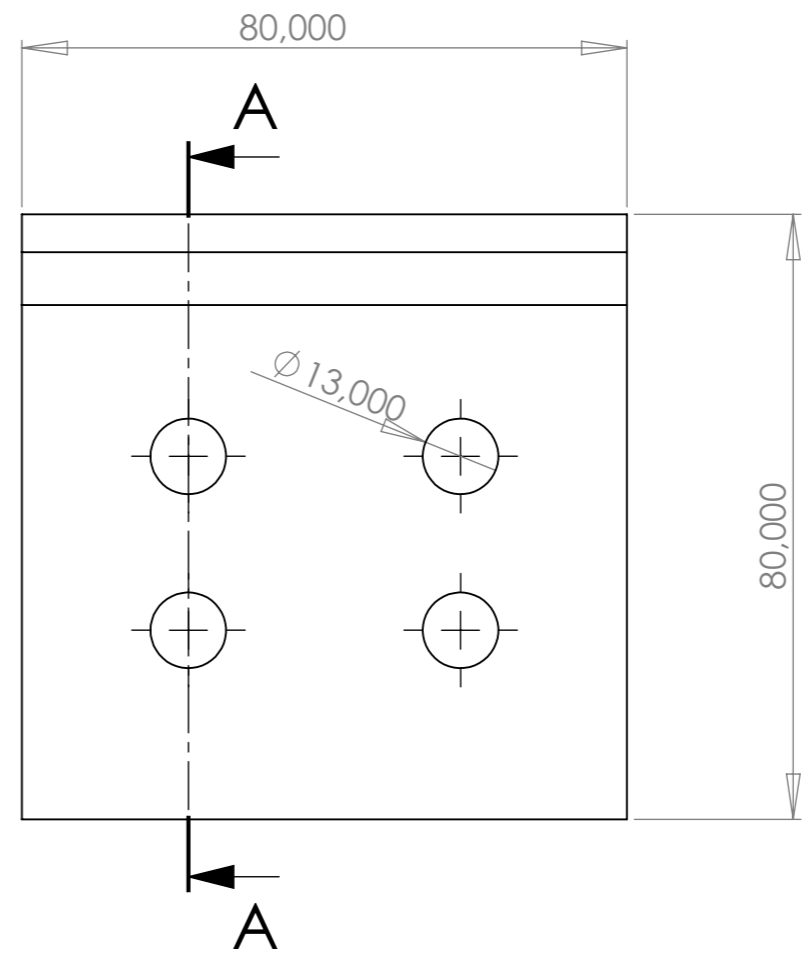
2

1





SECCIÓN A-A



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO: LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM ACABADO SUPERFICIAL: RECOCIDO TOLERANCIAS: 0.012MM			ACABADO:	REBARBAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS	NO CAMBIE LA ESCALA	REVISIÓN
					PABLO PÉREZ GASCÓN	
	NOMBRE	FIRMA	FECHA		TÍTULO:	
DIBUJ.	PABLO PÉREZ		18/05/22		3 - UNIONES	
VERIF.						
APROB.						
FABR.						
CALID.				MATERIAL:	N.º DE DIBUJO	A3
				ACERO INOXIDABLE 1.4000 (X6Cr13)	5 - PLANO PIEZA	
				PESO: 0.4591 KG	ESCALA:1:1	HOJA 1 DE 1

8 7 6 5 4 3 2 1

F F

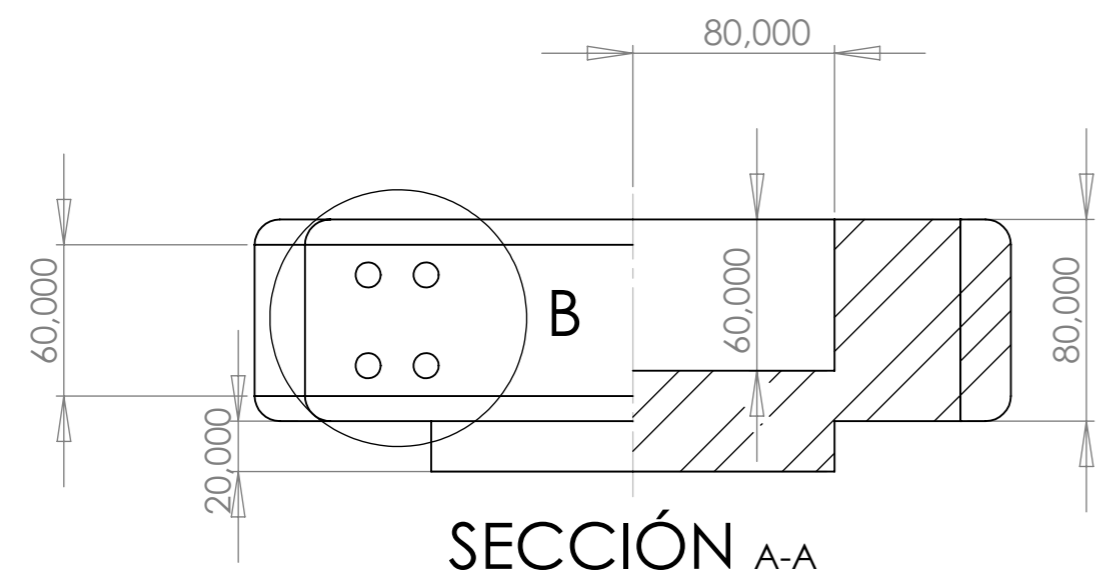
E E

D D

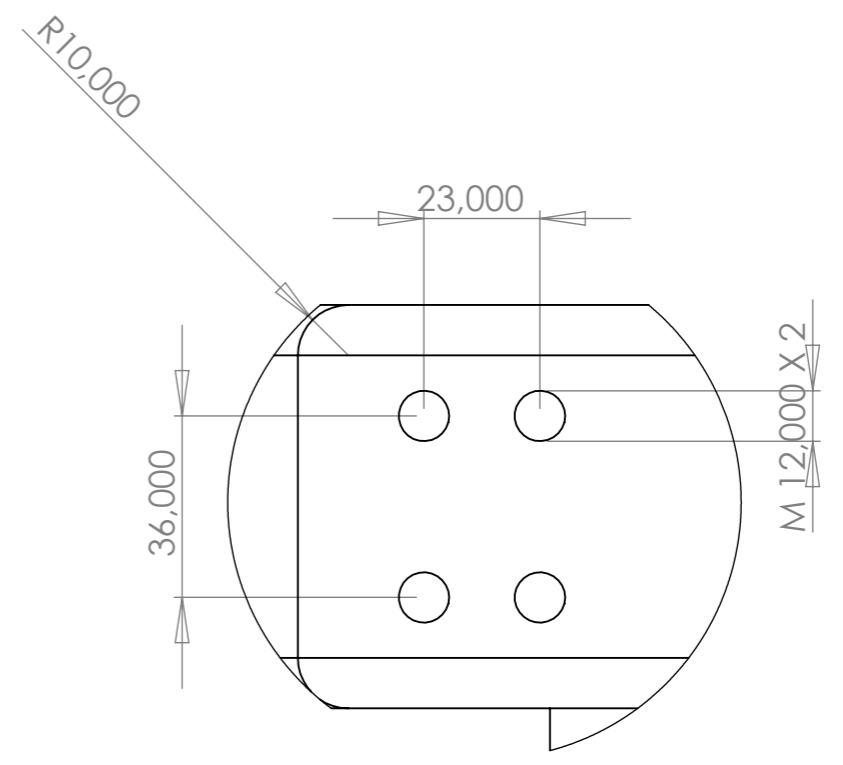
C C

B B

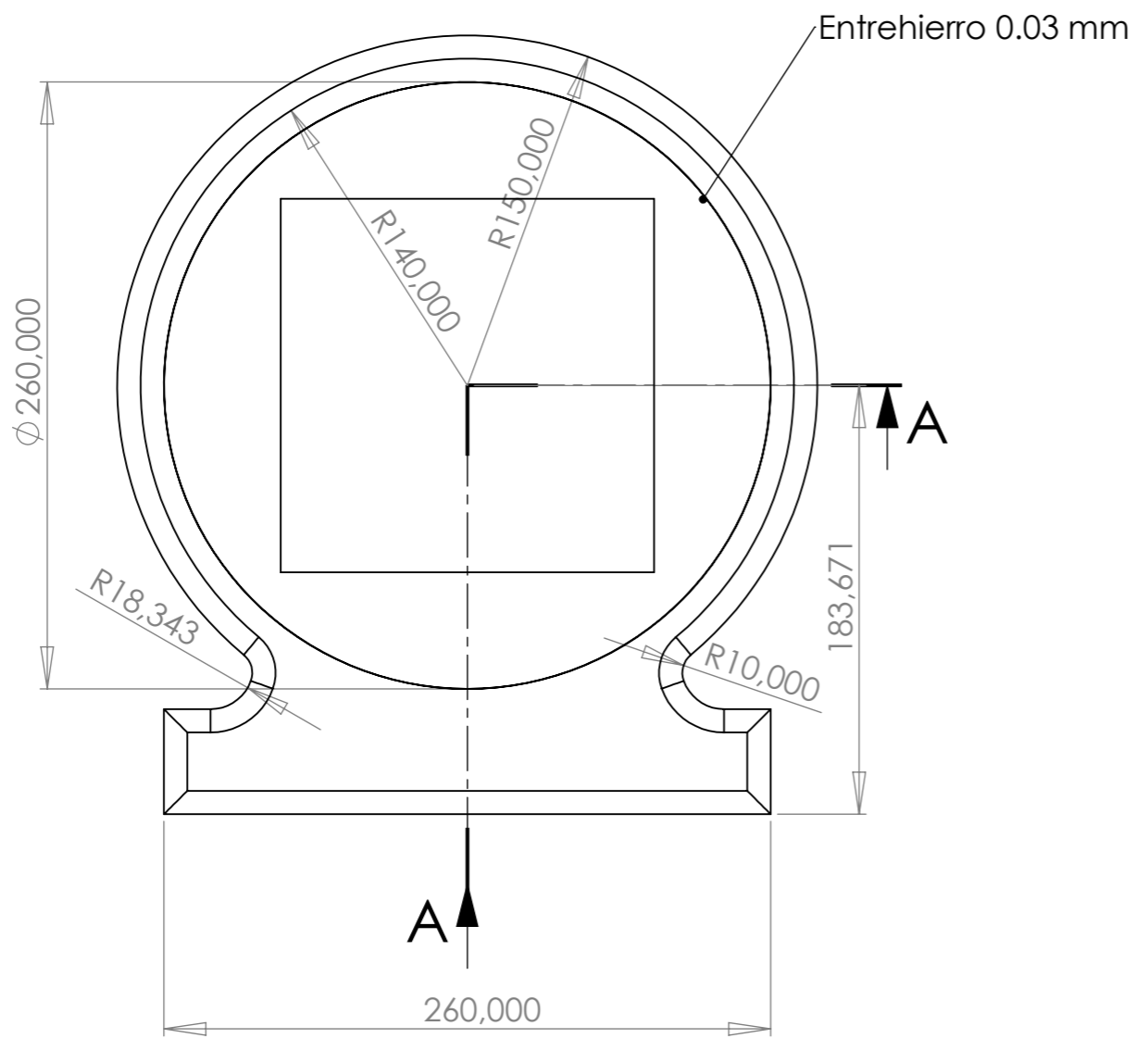
A A



SECCIÓN A-A

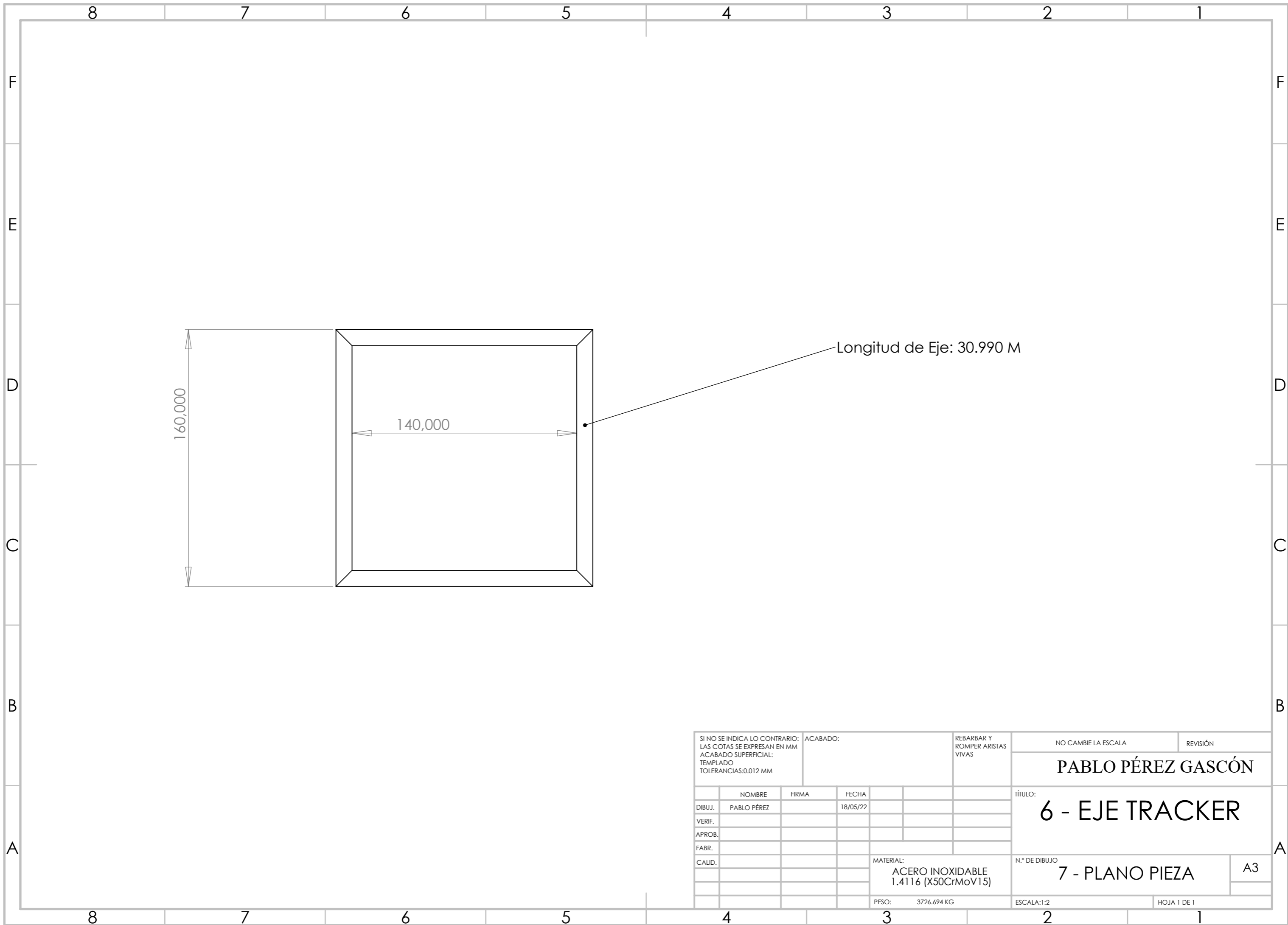


DETALLE B  
ESCALA 2 : 3



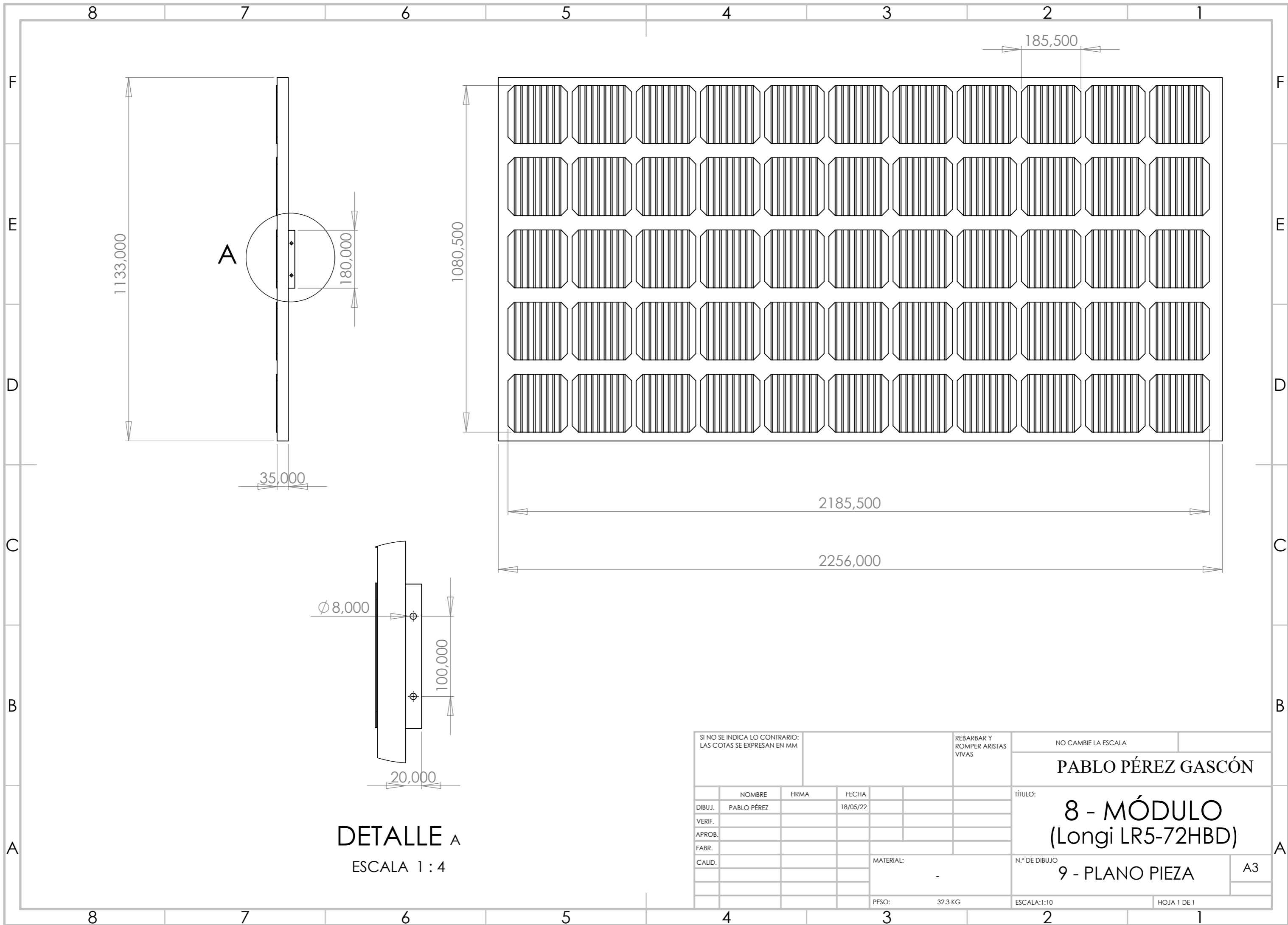
SI NO SE INDICA LO CONTRARIO: LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM ACABADO SUPERFICIAL: RECOCIDO TOLERANCIAS: 0.012		ACABADO: -		REBARBAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS		NO CAMBIE LA ESCALA		REVISIÓN	
						PABLO PÉREZ GASCÓN			
						TÍTULO: <b>4 &amp; 5 MOTOR ELECTRICO</b>			
DIBUJ. PABLO PÉREZ		FIRMA		FECHA 18/05/22		N.º DE DIBUJO 6 - PLANO SUBCONJUNTO		A3	
VERIF.		APROB.		FABR.		CALID.		MATERIAL CARCASA: ACERO INOXIDABLE RECOCIDO AISI 316	
						PESO: 43.22611 KG		ESCALA:1:3	
						HOJA 1 DE 1			

8 7 6 5 4 3 2 1



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO: LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM ACABADO SUPERFICIAL: TEMPLADO TOLERANCIAS:0.012 MM		ACABADO:		REBARBAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS		NO CAMBIE LA ESCALA		REVISIÓN	
						<b>PABLO PÉREZ GASCÓN</b>			
						<b>6 - EJE TRACKER</b>			
						N.º DE DIBUJO		A3	
						<b>7 - PLANO PIEZA</b>			
DIBUJ.		NOMBRE		FIRMA		FECHA		ESCALA:1:2	
VERIF.		PABLO PÉREZ				18/05/22		HOJA 1 DE 1	
APROB.									
FABR.									
CALID.									
						MATERIAL:			
						ACERO INOXIDABLE 1.4116 (X50CrMoV15)			
						PESO: 3726.694 KG			





1133,000

A

180,000

35,000

1080,500

185,500

2185,500

2256,000

∅ 8,000

100,000

20,000

DETALLE A

ESCALA 1 : 4

SI NO SE INDICA LO CONTRARIO: LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM				REBARBAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS		NO CAMBIE LA ESCALA	
						PABLO PÉREZ GASCÓN	
						TÍTULO: <b>8 - MÓDULO (Longi LR5-72HBD)</b>	
						N.º DE DIBUJO <b>9 - PLANO PIEZA</b>	
						A3	
				PESO: 32.3 KG		ESCALA:1:10	
						HOJA 1 DE 1	

	NOMBRE	FIRMA	FECHA
DIBUJ.	PABLO PÉREZ		18/05/22
VERIF.			
APROB.			
FABR.			
CALID.			

MATERIAL:		-	
-----------	--	---	--

## ANEXOS

1. Simulación PVSyst
2. Equipos utilizados

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: Camí del Barranc

Variant: SG3000HV Bifacial (n correcto modulos)

Tracking system with backtracking

System power: 12.25 MWp

Almàssera - Spain

*PVsyst TRIAL*

*PVsyst TRIAL*

*PVsyst TRIAL*



**PVsyst V7.2.14**

VC3, Simulation date:  
 02/06/22 16:42  
 with v7.2.14

**Project summary**

<b>Geographical Site</b>	<b>Situation</b>	<b>Project settings</b>
<b>Almàssera</b>	Latitude 39.51 °N	Albedo 0.20
Spain	Longitude -0.35 °W	
	Altitude 9 m	
	Time zone UTC+1	
<b>Meteo data</b>		
Almàssera		
Meteonorm 8.0 (2004-2013), Sat=7% - Sintético		

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Tracking system with backtracking</b>	<b>Near Shadings</b>
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Tracking algorithm</b>	Linear shadings
<b>Orientation</b>	Astronomic calculation	
Tracking plane, horizontal N-S axis	Backtracking activated	
Avg axis azim. 0.0 °		
<b>System information</b>		
<b>PV Array</b>	<b>Inverters</b>	
Nb. of modules 22680 units	Nb. of units 4 units	
Pnom total 12.25 MWp	Pnom total 12.00 MWac	
	Grid power limit 10000 kWac	
	Grid lim. Pnom ratio 1.225	
<b>User's needs</b>		
Unlimited load (grid)		

**Results summary**

Produced Energy	24 GWh/year	Specific production	1965 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	88.38 %
-----------------	-------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9
P50 - P90 evaluation	10
Cost of the system	11
Financial analysis	12
CO <sub>2</sub> Emission Balance	15





**PVsyst V7.2.14**

VC3, Simulation date:  
 02/06/22 16:42  
 with v7.2.14

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Tracking system with backtracking</b>	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Tracking algorithm</b>	
<b>Orientation</b>		Astronomic calculation	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Backtracking activated	
Avg axis azim. 0.0 °			
		<b>Backtracking strategy</b>	
		Nb. of trackers 420 units	
		<b>Sizes</b>	
		Tracker Spacing 12.6 m	
		Collector width 4.57 m	
		Ground Cov. Ratio (GCR) 36.4 %	
		Phi min / max. +/- 55.0 °	
		<b>Backtracking limit angle</b>	
		Phi limits +/- 68.6 °	
<b>Models used</b>			
Transposition Perez			
Diffuse Perez, Meteonorm			
Circumsolar separate			
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>	
Average Height 2.1 °		Linear shadings	
<b>User's needs</b>			
Unlimited load (grid)			
<b>Bifacial system</b>			
Model 2D Calculation			
unlimited trackers			
<b>Bifacial model geometry</b>			
Tracker Spacing 12.57 m			
Tracker width 4.57 m			
GCR 36.4 %			
Axis height above ground 2.10 m			
<b>Bifacial model definitions</b>			
Ground albedo 0.30			
Bifaciality factor 70 %			
Rear shading factor 5.0 %			
Rear mismatch loss 10.0 %			
Shed transparent fraction 0.0 %			
<b>Grid power limitation</b>			
Active Power 10000 kWac			
Pnom ratio 1.225			

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer Generic		Manufacturer Generic	
Model LR5-72 HBD 540 M Bifacial		Model SG3000HV	
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power 540 Wp		Unit Nom. Power 3000 kWac	
Number of PV modules 22680 units		Number of inverters 8 * MPPT 50% 4 units	
Nominal (STC) 12.25 MWp		Total power 12000 kWac	
Modules 840 Strings x 27 In series		Operating voltage 900-1300 V	
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC) 1.02	
Pmpp 11.23 MWp			
U mpp 1010 V			
I mpp 11113 A			
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC) 12247 kWp		Total power 12000 kWac	
Total 22680 modules		Number of inverters 4 units	
Module area 57971 m²		Pnom ratio 1.02	
Cell area 53914 m²			



**PVsyst V7.2.14**

VC3, Simulation date:  
02/06/22 16:42  
with v7.2.14

**Array losses**

**Array Soiling Losses**

Loss Fraction 2.0 %

**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 20.0 W/m<sup>2</sup>K

Uv (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

**DC wiring losses**

Global array res. 1.5 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

**Module Quality Loss**

Loss Fraction -0.4 %

**Module mismatch losses**

Loss Fraction 2.0 % at MPP

**Strings Mismatch loss**

Loss Fraction 0.1 %

**IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000



**PVsyst V7.2.14**

VC3, Simulation date:  
02/06/22 16:42  
with v7.2.14

**Horizon definition**

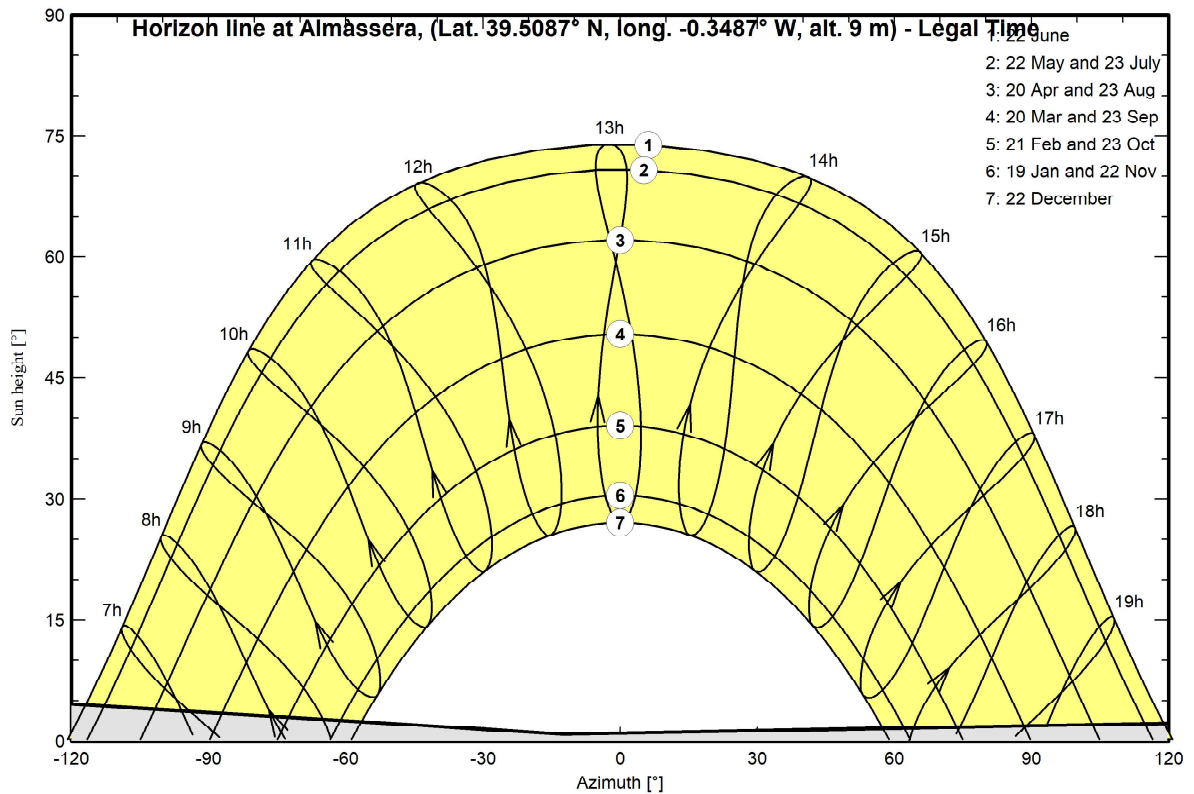
**Línea de horizonte en Almàssera**

Average Height 2.1 °      Albedo Factor 0.93  
Diffuse Factor 0.98      Albedo Fraction 100 %

**Horizon profile**

Azimuth [°]	-121	-13	120
Height [°]	4.6	0.9	2.2

**Sun Paths (Height / Azimuth diagram)**



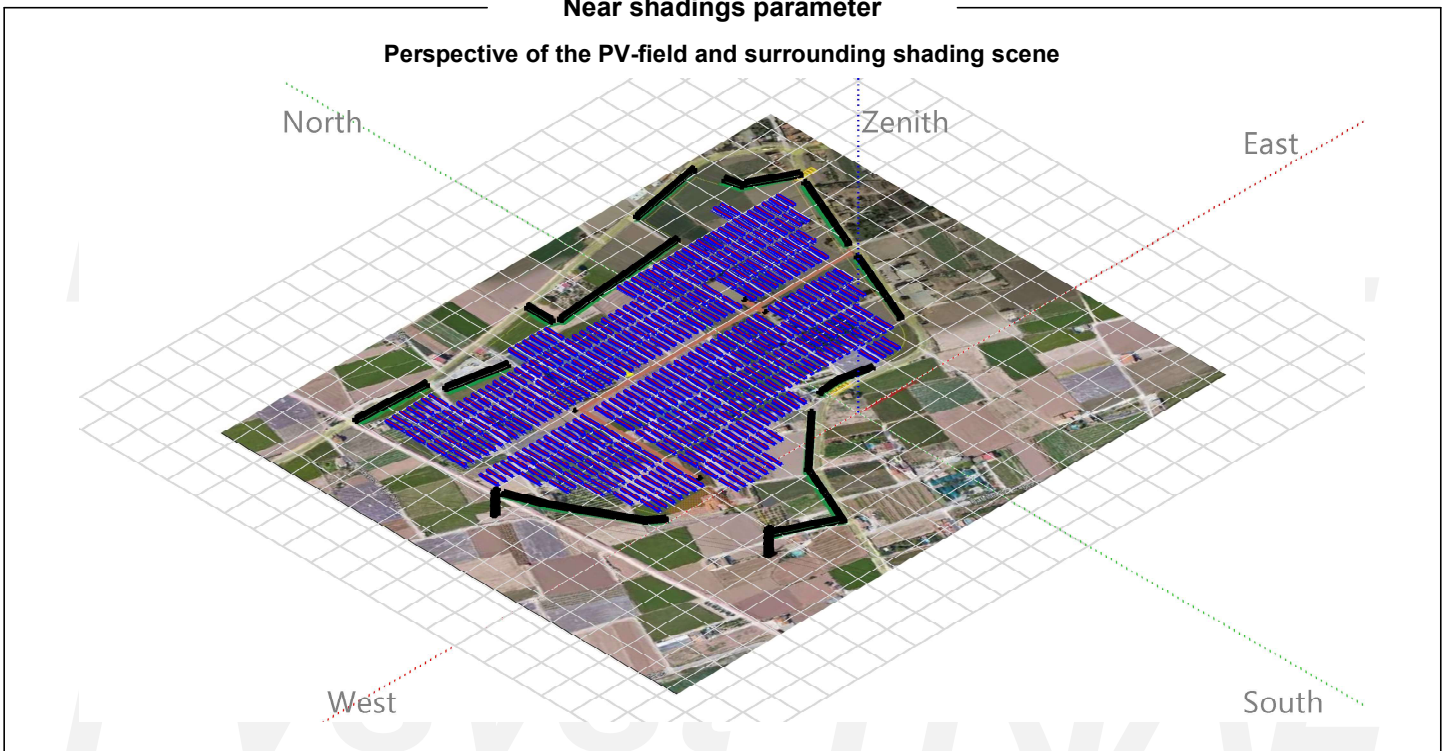


PVsyst V7.2.14

VC3, Simulation date:  
02/06/22 16:42  
with v7.2.14

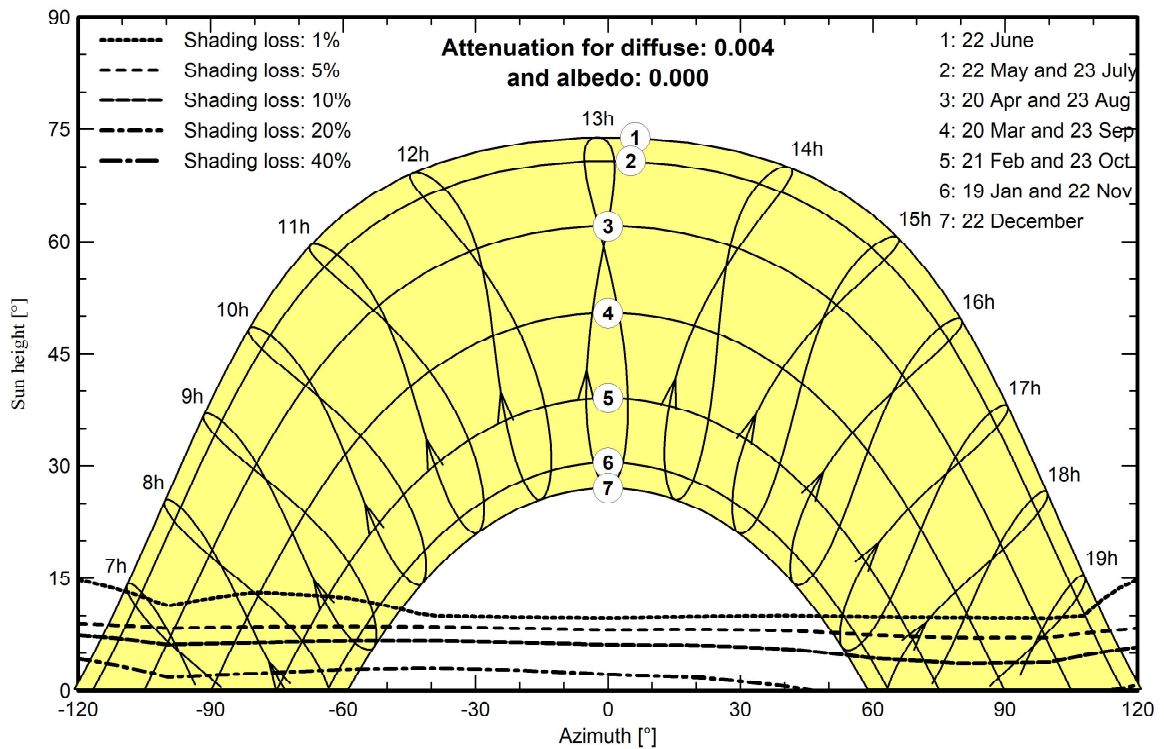
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1





**PVsyst V7.2.14**

VC3, Simulation date:  
 02/06/22 16:42  
 with v7.2.14

**Main results**

**System Production**

Produced Energy 24 GWh/year Specific production 1965 kWh/kWp/year  
 Performance Ratio PR 88.38 %

**Economic evaluation**

**Investment**

Global 16303322.35 EUR  
 Specific 1.33 EUR/Wp

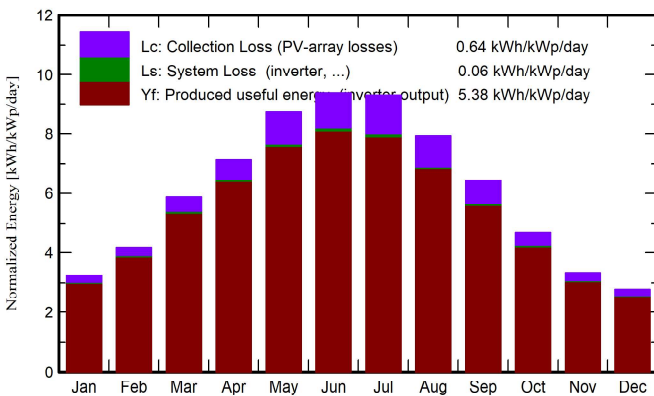
**Yearly cost**

Annuities 1942505.94 EUR/yr  
 Run. costs 310681.86 EUR/yr  
 Payback period 8.1 years

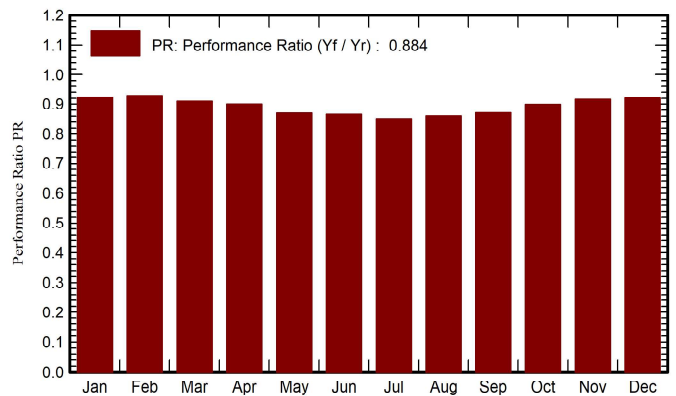
**LCOE**

Energy cost 0.05 EUR/kWh

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> GWh	<b>E_Grid</b> GWh	<b>PR</b> ratio
<b>January</b>	71.1	24.10	10.30	100.5	95.1	1.151	1.137	0.924
<b>February</b>	86.7	37.16	10.89	116.7	111.1	1.342	1.326	0.928
<b>March</b>	136.3	52.52	13.65	182.4	175.1	2.058	2.034	0.911
<b>April</b>	164.4	70.21	15.74	213.5	205.2	2.381	2.354	0.900
<b>May</b>	205.7	74.17	19.46	270.8	260.6	2.919	2.885	0.870
<b>June</b>	215.7	85.28	23.61	281.4	271.0	3.018	2.985	0.866
<b>July</b>	219.2	79.76	26.82	288.5	277.7	3.042	3.008	0.851
<b>August</b>	188.8	77.78	26.97	246.0	237.0	2.624	2.594	0.861
<b>September</b>	143.9	54.23	23.25	193.0	185.2	2.085	2.061	0.872
<b>October</b>	108.5	45.00	19.61	145.1	138.7	1.616	1.597	0.899
<b>November</b>	73.6	29.77	13.87	99.9	94.4	1.135	1.121	0.916
<b>December</b>	62.1	23.24	10.80	85.8	80.6	0.981	0.969	0.921
<b>Year</b>	1676.1	653.22	17.96	2223.7	2131.6	24.353	24.070	0.884

**Legends**

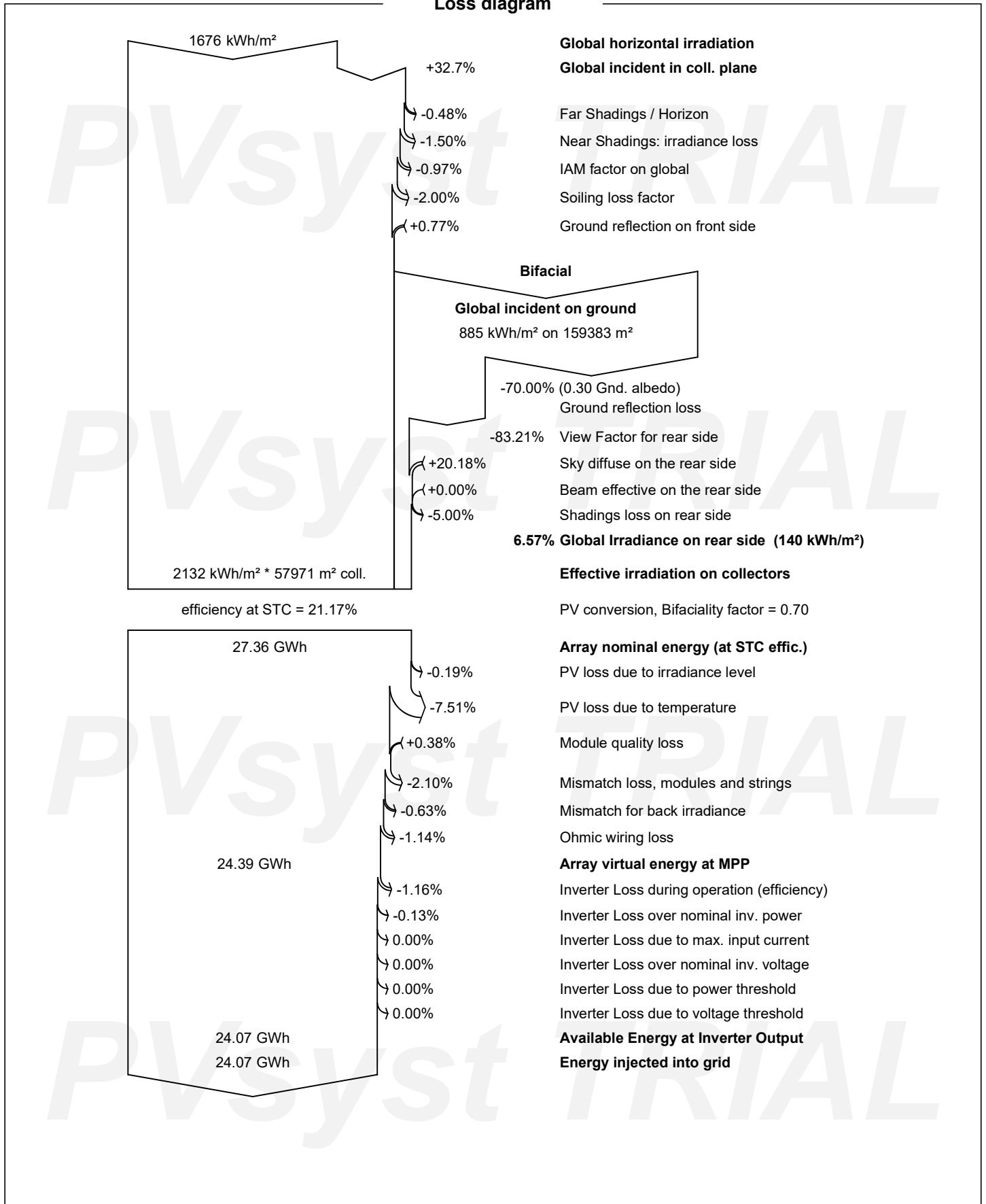
GlobHor Global horizontal irradiation  
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation  
 T\_Amb Ambient Temperature  
 GlobInc Global incident in coll. plane  
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings  
 EArray Effective energy at the output of the array  
 E\_Grid Energy injected into grid  
 PR Performance Ratio



PVsyst V7.2.14

VC3, Simulation date:  
02/06/22 16:42  
with v7.2.14

Loss diagram



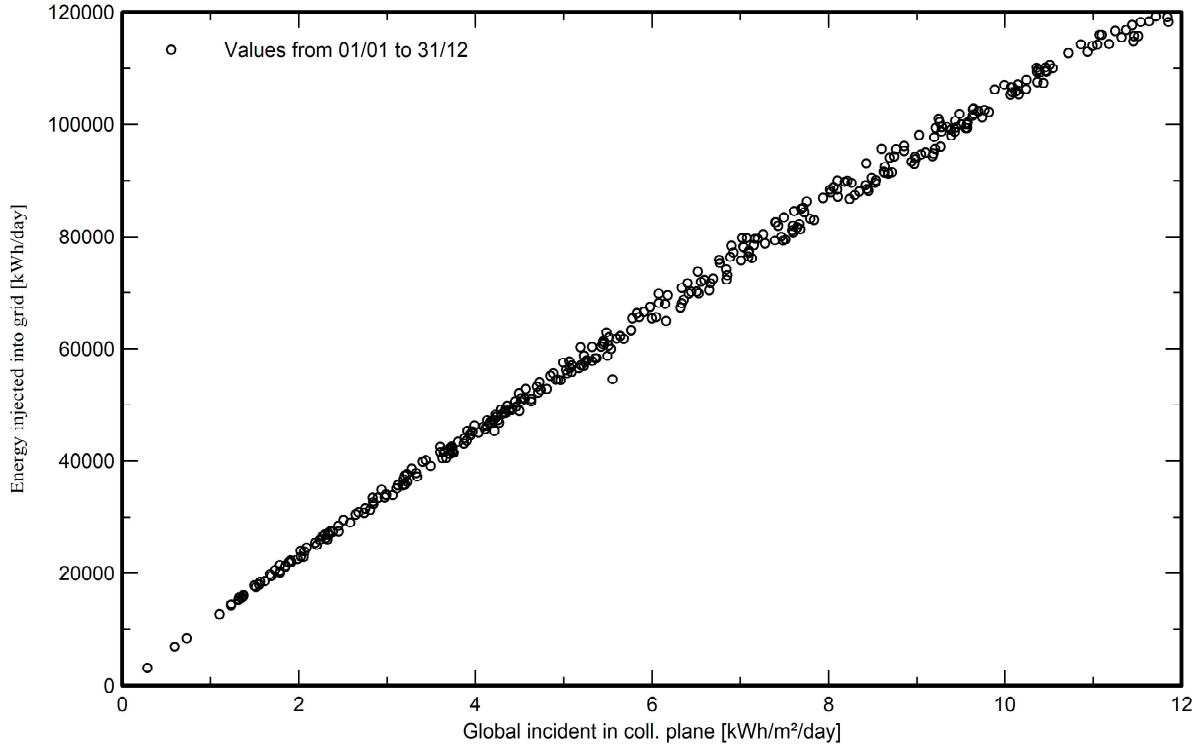


**PVsyst V7.2.14**

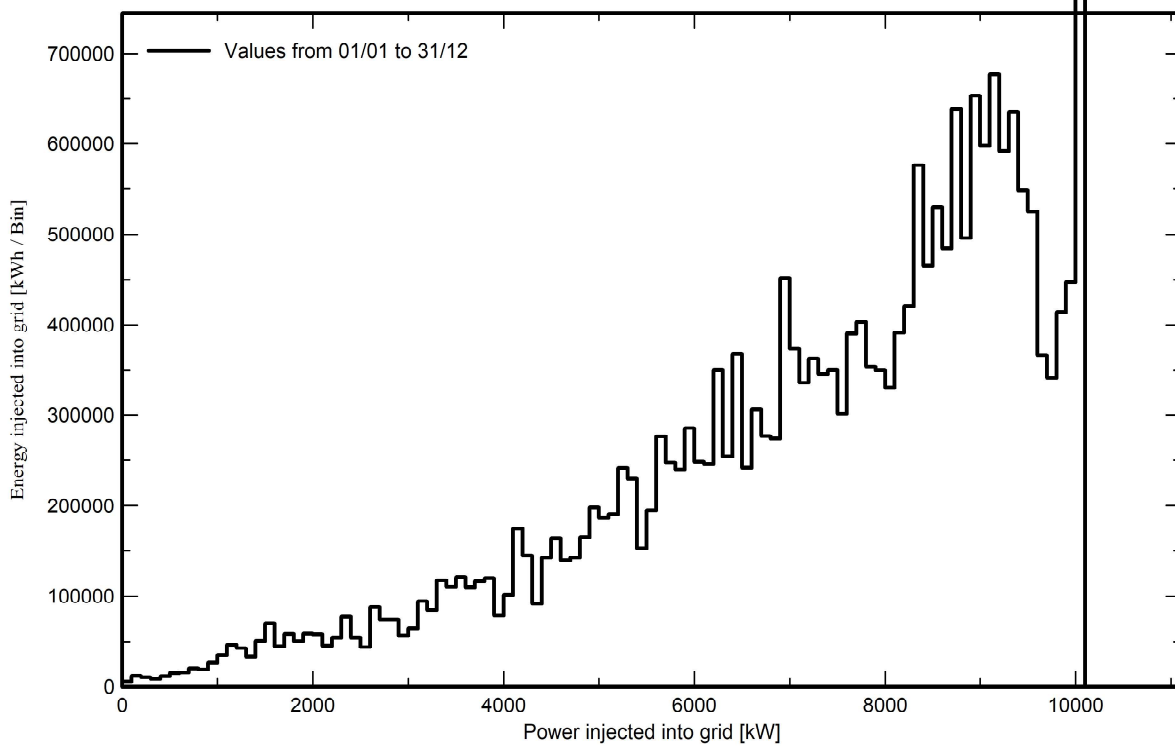
VC3, Simulation date:  
02/06/22 16:42  
with v7.2.14

**Special graphs**

**Diagrama entrada/salida diaria**



**Distribución de potencia de salida del sistema**





**PVsyst V7.2.14**

VC3, Simulation date:  
02/06/22 16:42  
with v7.2.14

**P50 - P90 evaluation**

**Meteo data**

Source Meteororm 8.0 (2004-2013), Sat=7%  
Kind Monthly averages  
Sintético - Multi-year average  
Year-to-year variability(Variance) 3.1 %

**Specified Deviation**

Climate change 0.0 %

**Global variability (meteo + system)**

Variability (Quadratic sum) 3.6 %

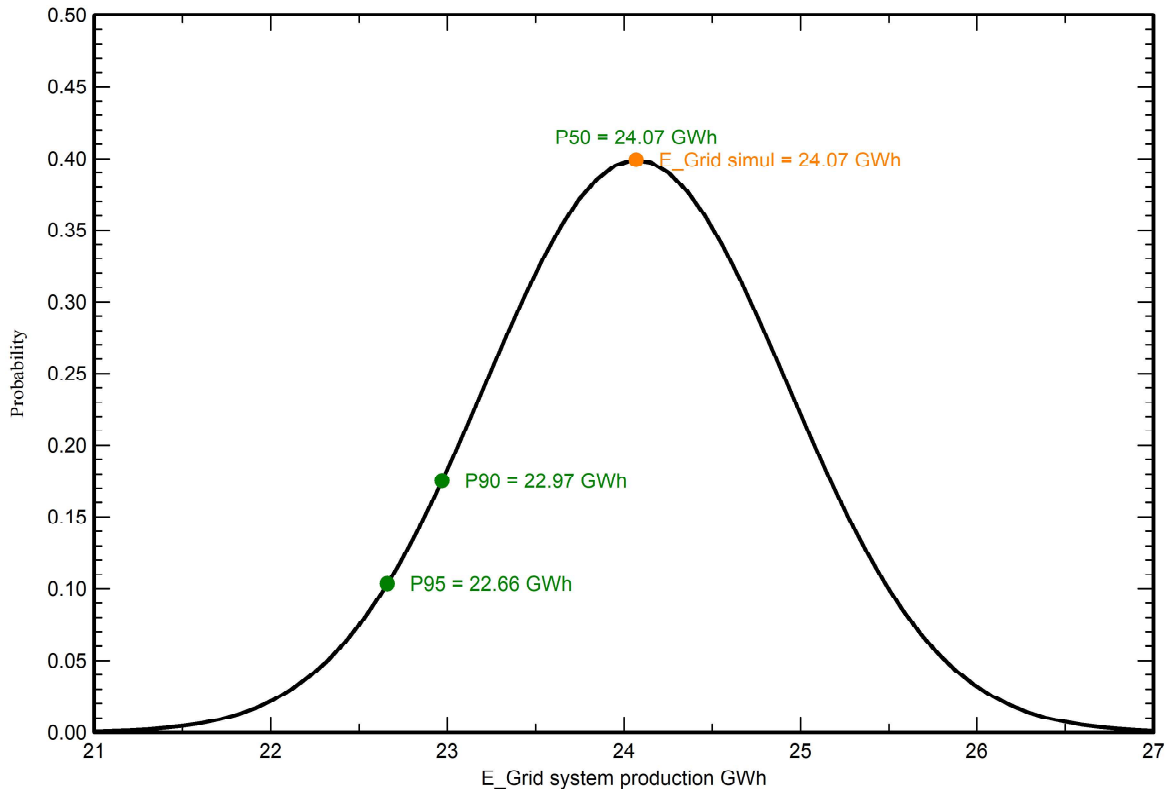
**Simulation and parameters uncertainties**

PV module modelling/parameters 1.0 %  
Inverter efficiency uncertainty 0.5 %  
Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %  
Degradation uncertainty 1.0 %

**Annual production probability**

Variability 0.86 GWh  
P50 24.07 GWh  
P90 22.97 GWh  
P95 22.66 GWh

**Probability distribution**



PVsyst TRIAL



**PVsyst V7.2.14**

VC3, Simulation date:  
02/06/22 16:42  
with v7.2.14

**Cost of the system****Installation costs**

Item	Quantity units	Cost EUR	Total EUR
PV modules			
LR5-72 HBD 540 M Bifacial	22680	203.57	4616875.04
Trackers	22680	216.70	4914843.16
Inverters			
SG3000HV	4	158942.38	635769.52
Other components			
Accessories, fasteners	1	428568.64	428568.64
Wiring	1	2162858.79	2162858.79
Combiner box	1	149201.91	149201.91
Monitoring system, display screen	1	87127.76	87127.76
Studies and analysis			
Engineering	1	85600.00	85600.00
Permitting and other admin. Fees	1	293434.53	293434.53
Environmental studies	1	103184.28	103184.28
Installation			
Global installation cost per module	22680	70.07	1589132.51
Land costs			
Land preparation	1	1236726.21	1236726.21
<b>Total</b>			<b>16303322.35</b>
Depreciable asset			10596056.36

**Operating costs**

Item	Total EUR/year
Maintenance	
Salaries	73482.00
Repairs	153087.50
Cleaning	15921.10
<b>Total (OPEX)</b>	<b>242490.60</b>
Including inflation (2.00%)	310681.86

**System summary**

Total installation cost	16303322.35 EUR
Operating costs (incl. inflation 2.00%/year)	310681.86 EUR/year
Produced Energy	24070 MWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.051 EUR/kWh



**PVsyst V7.2.14**

VC3, Simulation date:  
02/06/22 16:42  
with v7.2.14

**Financial analysis**

**Simulation period**

Project lifetime 25 years Start year 2023

**Income variation over time**

Inflation 2.00 %/year  
Production variation (aging) -1.20 %/year  
Discount rate 0.00 %/year

**Income dependent expenses**

Income tax rate 0.00 %/year  
Other income tax 0.00 %/year  
Dividends 0.00 %/year

**Depreciation**

Depreciable assets 10596056.36 EUR  
Salvage value 0.00 EUR  
Total redeemable 10596056.36 EUR  
Depreciation period 10 years

**Financing**

Own funds 1000000.00 EUR  
Subsidies 8000.00 EUR  
Loan - Redeemable with fixed amortization - 10 years 15295322.34 EUR Interest rate: 3.00%/year

**Electricity sale**

Feed-in tariff 0.1097 EUR/kWh  
Duration of tariff warranty 25 years  
Annual connection tax 0.00 EUR/kWh  
Annual tariff variation 0.0 %/year  
Feed-in tariff decrease after warranty 50.00 %

**Return on investment**

Payback period 8.1 years  
Net present value (NPV) 30394048.24 EUR  
Return on investment (ROI) 186.5 %



**PVsyst V7.2.14**

VC3, Simulation date:  
 02/06/22 16:42  
 with v7.2.14

**CO<sub>2</sub> Emission Balance**

Total: 156671.7 tCO<sub>2</sub>

**Generated emissions**

Total: 23147.59 tCO<sub>2</sub>

Source: Detailed calculation from table below:

**Replaced Emissions**

Total: 207244.9 tCO<sub>2</sub>

System production: 24070.26 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO<sub>2</sub>/kWh

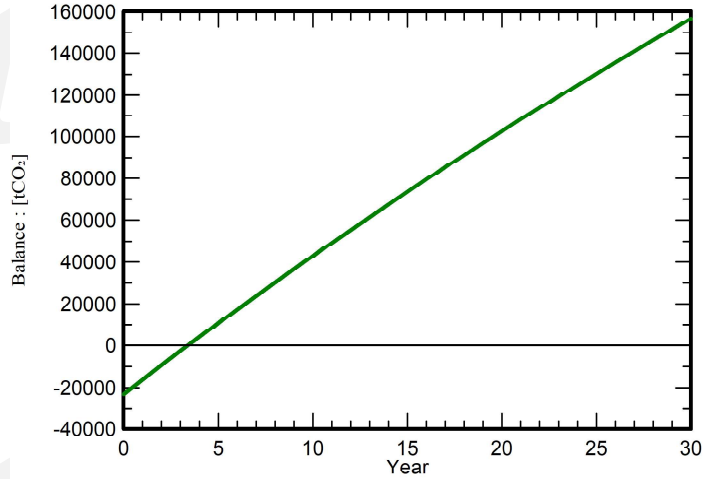
Source: IEA List

Country: Spain

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

**Saved CO<sub>2</sub> Emission vs. Time**



**System Lifecycle Emissions Details**

Item	LCE	Quantity	Subtotal [kgCO <sub>2</sub> ]
Modules	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	12247 kWp	20976024
Supports	1.91 kgCO <sub>2</sub> /kg	1134000 kg	2170805
Inverters	190 kgCO <sub>2</sub> /units	4.00 units	759

# Hi-MO 5

## LR5-72HBD

# 520~545M

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
  - M10 Gallium-doped Wafer
  - Smart Soldering
  - 9-busbar Half-cut Cell
- Globally validated bifacial energy yield
- High module quality ensures long-term reliability



12-year Warranty for Materials and Processing



30-year Warranty for Extra Linear Power Output

### Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO 9001:2008: ISO Quality Management System

ISO 14001: 2004: ISO Environment Management System

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety

# LONGI



**21.3%**  
MAX MODULE  
EFFICIENCY

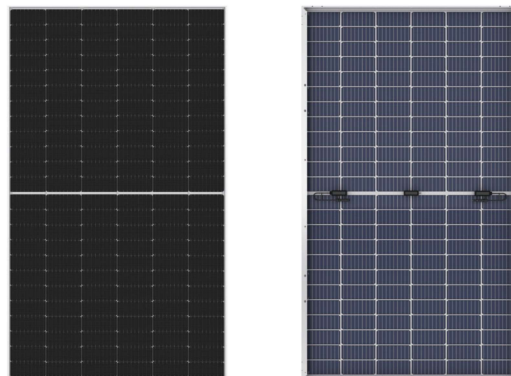
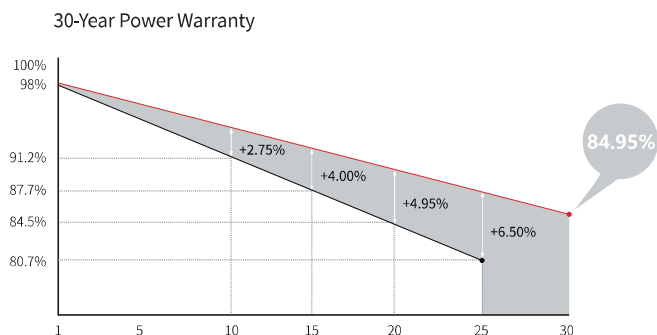
**0~+5W**  
POWER  
TOLERANCE

**<2%**  
FIRST YEAR  
POWER DEGRADATION

**0.45%**  
YEAR 2-30  
POWER DEGRADATION

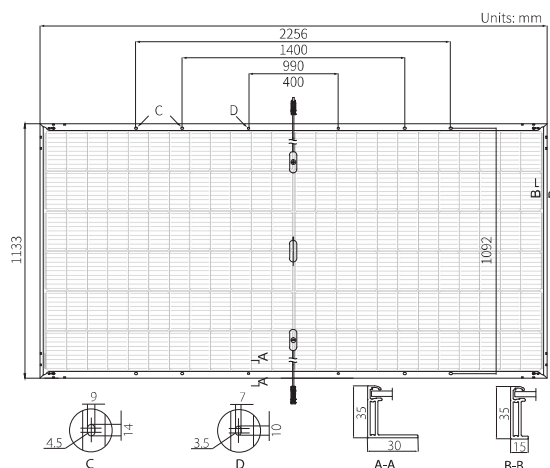
**HALF-CELL**  
Lower operating temperature

## Additional Value



## Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm <sup>2</sup> , positive 400 / negative 200mm length can be customized
Glass	Dual glass, 2.0mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	32.3kg
Dimension	2256×1133×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



## Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m<sup>2</sup> 25°C Test uncertainty for Pmax: ±3%

	520	525	530	535	540	545
Power Class	520	525	530	535	540	545
Maximum Power (Pmax/W)	520	525	530	535	540	545
Open Circuit Voltage (Voc/V)	48.90	49.05	49.20	49.35	49.50	49.65
Short Circuit Current (Isc/A)	13.57	13.65	13.71	13.78	13.85	13.92
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.05	41.20	41.35	41.50	41.65	41.80
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.67	12.75	12.82	12.90	12.97	13.04
Module Efficiency(%)	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3

## Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 29
Bifaciality	70±5%

## Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

## Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.284%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C

# SG2500HV-MV/SG3000HV-MV NEW

Turnkey Station for 1500 Vdc System - MV Pad-mounted Transformer or Separate Transformer + RMU



### Cost Effective

- Integrated inverter, transformer and switchgear
- Lower transportation cost due to 20-foot container
- Efficient three-level topology, inverter efficiency up to 99 %



### Reliable

- Proven and intelligent cooling system
- IP54 protection degree suitable for harsh environment condition



### Easy Maintenance

- Integrated current monitoring function for fast trouble shooting
- Modular design easy for maintenance



### Flexible

- Applied to medium voltage grid from 10 kV to 35 kV
- Suitable for most environment conditions and local standards
- Integrated optional auxiliary power supply up to 15 kVA



Input (DC)	SG2500HV-MV	SG3000HV-MV
Max. input voltage	1500 V	
Start voltage	840 V	940 V
Min. working voltage	800 V	900 V
Max. input current	3508 A	
MPP voltage range	800 - 1300 V	900 - 1300 V
No. of MPPTs	1 or 2	
No. of DC inputs	20 - 24	
<b>Output (AC)</b>		
Nominal AC output power	2500 kW	3000 kW
Max. AC output apparent power	2750 kVA	3000 kVA
Max. inverter output current	2886 A	
THD	< 3 % (at nominal power)	
AC voltage range	10 - 35 kV	
Nominal grid frequency	50 Hz / 60 Hz	
Grid frequency range	45 - 55 Hz / 55 - 65 Hz	
Power factor range	0.8 leading - 0.8 lagging	
Isolated transformer	Yes	
DC current injection	< 0.5 % I <sub>n</sub>	
<b>Efficiency</b>		
Inverter max. efficiency	99.00 %	
Inverter Euro. efficiency	98.70 %	
<b>Transformer</b>		
Transformer rated power	2500 kVA	3000 kVA
Transformer max. power	2750 kVA	3000 kVA
Input/Output voltage	0.55 kV / 10 - 35 kV	0.6 kV / 10 - 35 kV
Transformer vector	Dy11	
Oil type	Mineral oil (PCB free), or degradable oil on request	
<b>General Data</b>		
Dimensions (W*H*D)	6058*2896*2438 mm <b>238.5"*114.0"*96.0"</b>	
Weight	15.7 T <b>34612.6 lb</b>	
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating) <b>-31 to 140 °F(&gt; 122 °Fderating)</b>	
External auxiliary supply voltage	230 Vac, 2 kVA / Optional: 400 Vac, up to 15 kVA	
Cooling method	Temperature controlled air-cooling	
Ingress protection rating	IP54 <b>NEMA3R</b>	
Allowable relative humidity range	0 - 95 %, no condensing	
Max. operating altitude	2000 m (standard) / > 2000 m (optional) <b>6561 ft (standard) / &gt; 6561 ft (optional)</b>	
Display	Touch screen LCD	
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: Optical fiber	
<b>Protections &amp; Functions</b>		
Anti-PID function	Optional	
Grid support functions	LVRT, HVRT, ZVRT, anti-islanding, active & reactive power regulation, PF control, soft start/stop	
DC input protection	Circuit breaker	
Inverter output protection	Circuit breaker	
AC MV output protection	Load switch + fuse or circuit breaker	
DC overvoltage protection	Type II	
AC overvoltage protection	Type II	
Grid monitoring	Yes	
Ground fault monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Insulation monitoring	Yes	

DC-CMB-U10-16 / DC-CMB-U10-24 / DC-CMB-U10-32 /  
DC-CMB-U15-16 / DC-CMB-U15-24 / DC-CMB-U15-32



## Robust

- Stable housing made of glass-fiber-reinforced polyester
- Indoor and outdoor installation possible thanks to IP54 degree of protection

- Can be operated at ambient temperatures of  $-25^{\circ}\text{C}$  to  $60^{\circ}\text{C}$  and at altitudes of up to 4000 m above MSL

## Easy to Use

- Easy to install thanks to its compact structure and low weight
- Integrated DC load-break switch for ultra-high safety

## Versatile

- For PV array voltages of 1000 V and 1500 V
- Collection and safeguarding of 16, 24 or 32 strings for flexibility during the system design phase

## SMA STRING-COMBINER

For safe collection of all strings in the PV field

The boxes can be installed quickly, safely and easily both indoors and outdoors thanks to their compact dimensions, while their robust enclosure guarantees durability and reliable safety in the PV field. The SMA String-Combiners with 24 and 32 string inlets are fitted with two cable outlets per pole as standard and cover – just like the Combiner with 16 string inlets – a sealing range of 17 to 38.5 millimeters. Cables with cross-sections of 70 to 400 mm<sup>2</sup> can be inserted.



# SMA STRING-COMBINER

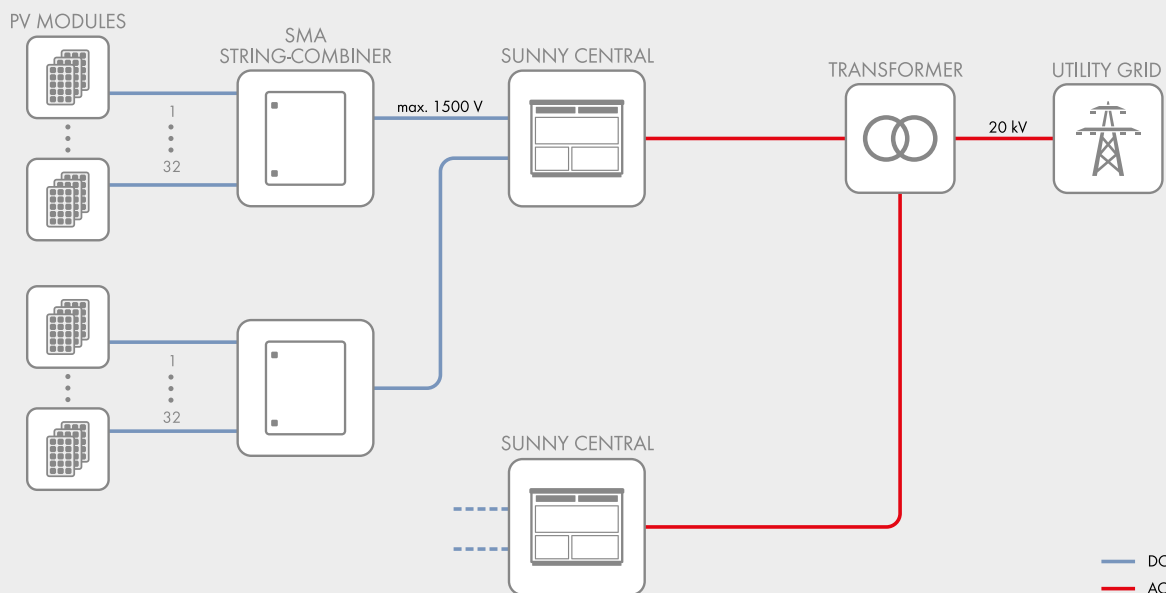
## for 1000 V<sub>DC</sub> systems

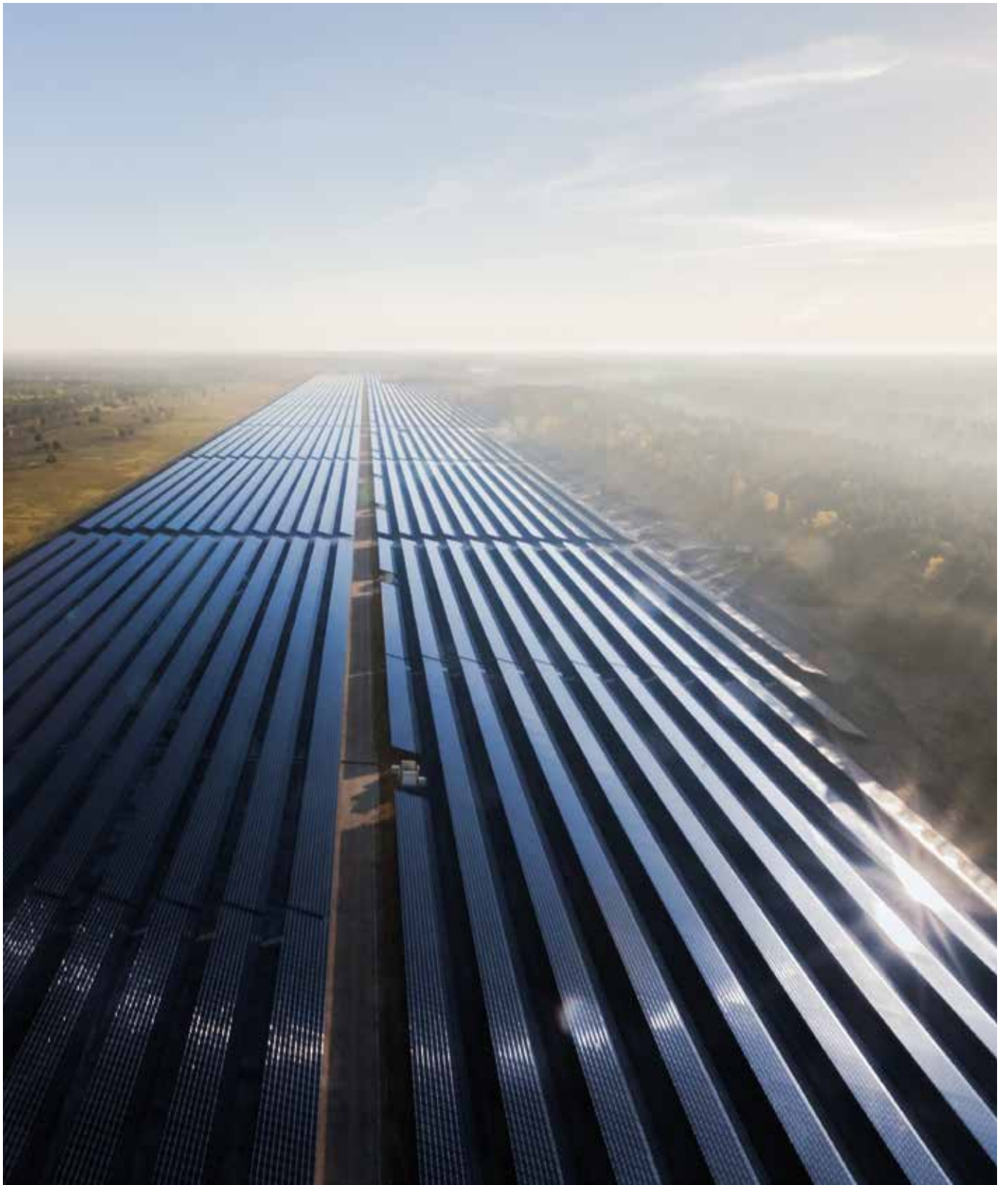
Technical Data	DC-CMB-U10-16	DC-CMB-U10-24	DC-CMB-U10-32
<b>Input (DC)</b>			
Rated voltage	1000 V	1000 V	1000 V
Altitude derating (rated voltage)	2001 m to 3000 m above MSL = reduction by 1.0% per 100 m 3001 m to 4000 m above MSL = reduction by 1.2% per 100 m		
Number of string inputs / fuse holders per pole	16	24	32
Rated current	13.75 A	12.5 A	12.5 A
Fuse type*	10.3 x 38 - 1000 VDC - gPV		
String connection	Connection to the fuse holder		
Sealing range of cable gland	5 mm to 8 mm		
<b>Output (DC)</b>			
Rated current	220 A	300 A	360 A
Temperature derating (rated current)	>50°C operating temperature = reduction by 1% per K		
DC switch (load-break switch)	250 A / 1000 V	400 A / 1000 V	400 A / 1000 V
Surge arrester	Type 2, I <sub>n</sub> = 15 kA; I <sub>max</sub> = 40 kA		
DC output	Busbar (ring terminal lug M12)		
Number of DC outputs	1	1 / 2	1 / 2
Conductor cross-section	Busbar 70 mm <sup>2</sup> to 400 mm <sup>2</sup>		
Sealing range of cable glands	17 mm to 38.5 mm	17 mm to 38.5 mm	17 mm to 38.5 mm
<b>Enclosure / Ambient Parameters</b>			
IP degree of protection according to IEC 60529	IP 54 / self-ventilated	IP 54 / self-ventilated	IP 54 / self-ventilated
Enclosure material	Glass-fiber reinforced plastic / UV-resistant		
Dimensions (W / H / D), wall mounting bracket and string cable harness included	550 / 650 / 260 mm (21.65 / 25.59 / 10.24 inch)		590 / 790 / 285 mm (23.23 / 31.10 / 11.22 inch)
Max. weight	24.2 kg (53.5 lb)	27.4 kg (60.5 lb)	34 kg (75 lb)
Protection class (according to IEC 61140)	II	II	II
Mounting type	Wall mounting		
Ambient temperature in operation / during storage	-25°C to +60°C / -40°C to +70°C		
Relative humidity	0% to 95%, non-condensing		
Max. altitude above MSL	4000 m	4000 m	4000 m
<b>Standards</b>			
Compliance	CE, IEC 61439-1, IEC 61439-2		
* accessory required			

# SMA STRING-COMBINER for 1500 V<sub>DC</sub> systems

Technical Data	DC-CMB-U15-16	DC-CMB-U15-24	DC-CMB-U15-32
<b>Input (DC)</b>			
Rated voltage	1500 V	1500 V	1500 V
Altitude derating (rated voltage)	2001 m to 3000 m above MSL = reduction by 1.0% per 100 m 3001 m to 4000 m above MSL = reduction by 1.2% per 100 m		
Number of string inputs / fuse holders per pole	16	24	32
Rated current	17.2 A	13.75 A	10.31 A
Fuse type*	10.3 x 85 - 1500 VDC - gPV		
String connection	Connection to the fuse holder		
Sealing range of cable gland	5 mm to 8 mm		
<b>Output (DC)</b>			
Rated current	275 A	330 A	330 A
Temperature derating (rated current)	>50°C operating temperature = reduction by 1% per K		
DC switch (load-break switch)	400 A / 1500 V	400 A / 1500 V	400 A / 1500 V
Surge arrester	Type 2, I <sub>n</sub> = 15 kA; I <sub>max</sub> = 40 kA		
DC output	Busbar (ring terminal lug M12)		
Number of DC outputs	1	1 / 2	1 / 2
Conductor cross-section	Busbar 70 mm <sup>2</sup> to 400 mm <sup>2</sup>		
Sealing range of cable glands	17 mm to 38.5 mm	17 mm to 38.5 mm	17 mm to 38.5 mm
<b>Enclosure / Ambient Parameters</b>			
IP degree of protection according to IEC 60529	IP 54 / self-ventilated	IP 54 / self-ventilated	IP 54 / self-ventilated
Enclosure material	Glass-fiber reinforced plastic / UV-resistant		
Dimensions (W / H / D), wall mounting bracket and string cable harness included	550 / 650 / 260 mm (21.65 / 25.59 / 10.24 inch)		590 / 790 / 285 mm (23.23 / 31.10 / 11.22 inch)
Max. weight	25 kg (55 lb)	28 kg (62 lb)	40 kg (88 lb)
Protection class (according to IEC 61140)	II	II	II
Mounting type	Wall mounting		
Ambient temperature in operation / during storage	-25°C to +60°C / -40°C to +70°C		
Relative humidity	0% to 95%, non-condensing		
Max. altitude above MSL	4000 m	4000 m	4000 m
<b>Standards</b>			
Compliance	CE, IEC 61439-1, IEC 61439-2		
* accessory required			

## SYSTEM EXAMPLE







# General Cable

A company of the

**Prysmian**  
Group

## Cables para instalaciones de energía solar fotovoltaica

POR UNA ENERGÍA LIMPIA



# EXZHELLENT® CLASS SOLAR

class  
exZhelent SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) -  
1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)



## APLICACIONES:

Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

## CONSTRUCCIÓN:

### 1. Conductor:

Metal: cobre estañado.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C (120 °C, por 20.000 h). 250 °C en cortocircuito.

### 2. Aislamiento:

Material: Compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

### 3. Cubierta:

Material: Compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.  
Colores: negro, rojo o azul.

## CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS:

- Norma de diseño: EN 50618 e IEC 62930.
- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (120 °C, 20.000 h).
- Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
- Tensión continua máxima: 1,8/1,8 kV.
- Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
- Tensión alterna máxima: 1,2/1,2 kV.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 6,5 kV.
- Ensayo de tensión continua durante 5 min: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado): 4D (D = diámetro exterior máximo del cable).

## ENSAYOS DE FUEGO:

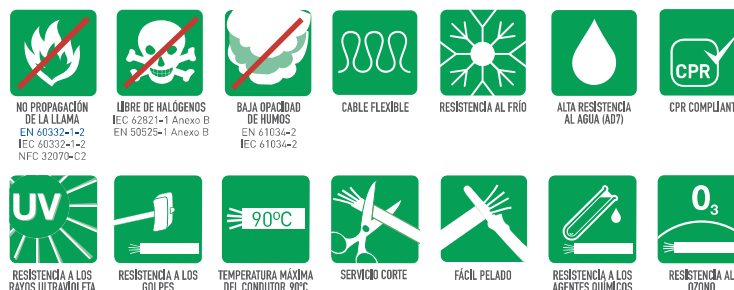
### Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

### Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos: IEC 62821-1 Anexo B, EN 50525-1 Anexo B.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.

## PRESTACIONES:



## APROBACIONES:



L C I E



# EXZHELLENT® CLASS SOLAR

class  
exZhelent SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) -  
1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)



## ENSAYOS ADICIONALES:

Número de conductores x sección mm <sup>2</sup>	Diámetro máximo del conductor mm (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) mm	Radio mínimo de curvatura dinámico mm	Radio mínimo de curvatura estático mm	Peso kg/km (1)	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad máxima admisible al aire (2) A	Intensidad máxima admisible al aire. T ambiente 60 °C y t conductor 120 °C (3)	Caida de tensión V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1 x 2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1 x 4	3	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1 x 6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1 x 10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1 x 16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1 x 25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	1,59
1 x 35	9,2	14	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1 x 50	11	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1x 70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	0,554
1 x 95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1 x 120	17	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1 x 150	19	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1 x 185	21	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1 x 240	24	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). → XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,85.

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).

Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.

Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).

# HARMOHNY® ALL GROUND®

AL XZ1 (S) - Libre de halógenos

0,6/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) -  
1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)



## APLICACIONES:

Cables de energía de baja tensión especialmente diseñado para instalaciones directamente enterradas **sin necesidad de lecho de arena y sin seleccionar material para su soterramiento.**

El diseño de All Ground® ofrece una excelente resistencia a los impactos mecánicos y a la abrasión. Apto para instalación en sistemas fotovoltaicos cuya tensión entre conductores o entre conductor y tierra no supere los 1800 Vdc. Incluidos sistemas en isla (IT).

## CONSTRUCCIÓN:



### 1. Conductor:

Metal: aluminio clase 2 de acuerdo a IEC 60228.

### 2. Aislamiento:

Material: mezcla polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según HD 603-1.

### 3. Cubierta externa:

Material: mezcla LSOH tipo DMO 1, según UNE HD 603-1.

Color: negro.

## CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS:

- Norma de referencia: UNE HD 603-5X-1.
- Temperatura de servicio: -25 + 90 °C.
- Temperatura máx. en régimen de cortocircuito: 250 °C.
- **Máxima resistencia mecánica: basada en NF C 33-226.**
- Tensión asignada ac: 0.6/1 kV.
- Tensión asignada en dc:  $U_0/U = 1,5/1,5$  kVdc.
- Tensión máxima en ac-dc: 1,2/1,2 kVac - 1,8/1,8 kVdc; EN 50618, IEC 60502-1.
- Ensayo de tensión durante 5 min [EN 50618]: 6,5 kVac y 15 kVdc.
- Ensayo de tensión durante 5 min. [HD 603-5X]: 3,5 kV.
- Posibilidad intermitente parcial o total de estar cubierto en agua: AD7 (inmersión).
- Ensayo de abrasión: HD 603-1 Tabla 4C DMO 1.
- Resistencia UV: UNE HD 605 S2.
- Resistencia UV: EN 50618.
- Resistencia al ozono: EN 50618.
- Resistencia de aislamiento a 90 °C conductor: 1012  $\Omega$ ·cm.
- Constante de resistencia aislamiento Ki: 3,67 M $\Omega$ ·cm.
- Resistencia a la penetración de la humedad por la unión entre aislamiento y cubierta.
- Menor impacto ambiental por la eliminación de estabilizantes con plomo y plastificantes.

## ENSAYOS DE FUEGO:

### Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego [CPR]: Eca.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

### Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2, IEC 60332-1-2.
- Opacidad humos: IEC 61034-1/-2.
- Libre de halógenos: IEC 60754-1/-2.
- Emisión gases corrosivos: EN 60754-2, IEC 60754-2, NFC 20453.

## PRESTACIONES:



# HARMOHNY® ALL GROUND®

AL XZ1 (S) - Libre de halógenos

0,6/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) -  
1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)



## CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS:

Sección mm²	Diámetro conductor* mm	Espesor de aislam.* mm	Ø nom. aislam. mm	Diámetro exterior* mm	Radio mínimo de curvatura mm		Peso aprox.* kg/km	Intensidad máxima de corriente al aire (1)		Intensidad máxima de corriente directamente enterrado (2)		Intensidad máxima de corriente bajo tubo y enterrado (3)		Resistencia del cond. a 20 °C [Ω/km]	Máxima caída de tensión dc V/(A·Km)
					Durante el tendido	Posición final fija		2 Cables A	3 Cables A	2 Cables A	3 Cables A	2 Cables A	3 Cables A		
1 x 70	10,0	1,1	11,9	20,7	311	155	455	237	206	170	144	158	130	0,443	0,886
1 x 95	11,2	1,1	13,8	22,3	335	167	555	289	253	204	172	186	154	0,320	0,640
1 x 120	12,6	1,2	15,3	24,0	360	180	660	337	296	233	197	211	174	0,253	0,506
1 x 150	13,85	1,4	17	25,8	387	194	765	389	343	261	220	238	197	0,206	0,412
1 x 185	16,0	1,6	19,4	27,7	416	208	920	447	395	296	250	267	220	0,164	0,328
1 x 240	18,0	1,7	22,1	30,5	458	229	1.115	530	471	343	290	307	253	0,125	0,250
1x 300	20,0	1,8	24,3	32,8	492	246	1.335	613	547	386	326	346	286	0,100	0,200

● Instalación al aire ● Directamente enterrada ● Enterrada bajo tubo

\* Valores sujetos a tolerancias de fabricación .

(1) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto al aire a temperatura ambiente de 30 °C. Instalación tipo F, tabla B.52.13 de UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52 .

(2) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto y directamente enterrados a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W.

Según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D2.

(3) Considerando 2 o 3 conductores unipolares cargados tendidos en contacto y enterrados bajo tubo a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D1.



# HARMOHNY® CLASS

HARMOHNY<sup>class</sup>



Al XZ1 (S) - Libre de halógenos

0,6/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) -

1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

## APLICACIONES:

## CONSTRUCCIÓN:

Cable de baja tensión libre de halógenos para instalaciones subterráneas e instalaciones al aire. Apto para instalación en sistemas fotovoltaicos cuya tensión entre conductores o entre conductor y tierra no supere los 1800 Vdc. Incluidos sistemas en isla (IT). Permitido para soterramiento directo (sin tubo o conducto).

### 1. Conductor:

Metal: aluminio clase 2 según a IEC 60228.

### 2. Aislamiento:

Material: mezcla polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según HD 603-1.

### 3. Cubierta externa:

Material: mezcla LSOH tipo DMO 1, según UNE HD 603-1.

Color: negro.

## CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS:

- Norma de diseño: UNE HD 603-5X-1.
- Temperatura de servicio: -25 + 90 °C.
- Temperatura máx. en régimen de cortocircuito: 250 °C.
- Radio min. de curvatura: 5D (D = diámetro exterior).
- Máximo esfuerzo de tracción: 30 N/mm<sup>2</sup>.
- Carga mínima de rotura (cubierta) : 12,5 N/mm<sup>2</sup>.
- Alargamiento mínimo hasta la rotura (cubierta): 300%.
- Resistencia al desgarro (cubierta): 9 N/mm<sup>2</sup> (UNE HD 605-1).
- Tensión asignada ac.: 0.6/1 kV.
- Tensión asignada en dc.: U<sub>0</sub>/U = 1,5/1,5 kVdc.
- Tensión máxima en ac-dc: 1,2/1,2 kV - 1,8/1,8 kVdc; EN 50618, IEC 60502-1.
- Ensayo de tensión durante 5 min (EN 50618): 6,5 kVac y 15 kVdc.
- Ensayo de tensión durante 5 min. (HD 603-5X): 3,5 kV.
- Posibilidad intermitente parcial o total de estar cubierto en agua: AD7 (inmersión).
- Ensayo de abrasión: HD 603-1 Tabla 4C DMO 1.
- Resistencia a la abrasión: / Abrasion resistance:
  - Masa aplicada: 18 kg.
  - N° de desplazamientos: 8.
- Resistencia UV: UNE HD 605 S2.
- Resistencia UV: EN 50618.
- Resistencia al ozono: EN 50618.
- Resistencia de aislamiento a 90 °C conductor: 1012 Ω·cm.
- Constante de resistencia aislamiento Ki: 3,67 MΩ·cm.
- Resistencia a la penetración de la humedad por la unión entre aislamiento y cubierta.
- Menor impacto ambiental por la eliminación de estabilizantes con plomo y plastificantes.

## ENSAYOS DE FUEGO:

### Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

### Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2, IEC 60332-1-2
- Opacidad humos: IEC 61034-1/-2
- Libre de halógenos: IEC 60754-1/-2
- Emisión gases corrosivos: EN 60754-2, IEC 60754-2, NFC 20453.

## PRESTACIONES:



## CERTIFICACIÓN:



# HARMOHNY® CLASS

HARMOHNY<sup>class</sup>

Al XZ1 (S) - Libre de halógenos  
0,6/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) -  
1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)



## CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS:

Sección mm <sup>2</sup>	Diámetro conductor* mm	Espesor de aislam.* mm	Ø nom. aislam. mm	Diámetro exterior* mm	Radio mínimo de curvatura (posición final) mm	Peso aprox. kg/km	Intensidad máxima de corriente al aire (1)		Intensidad máxima de corriente directamente enterrado (2)		Intensidad máxima de corriente bajo tubo y enterrado (3)		Resistencia del cond. (Ω/km)	Máxima caída de tensión dc V/(A·Km)
							2 Cables A	3 Cables A	2 Cables A	3 Cables A	2 Cables A	3 Cables A		
1 x 16	4,65	0,7	6,1	8,3	41,5	85	95	76	76	64	71	59	1,910	3,82
1 x 25	5,85	0,9	7,7	9,9	49,5	124	121	103	98	82	90	75	1,200	2,40
1 x 35	6,75	0,9	8,6	10,8	54	153	150	129	117	98	108	90	0,868	1,736
1 x 50	8,0	1	10,1	12,5	62,5	200	184	159	139	117	128	106	0,641	1,282
1 x 70	10,0	1,1	11,9	14,5	72,5	265	237	206	170	144	158	130	0,443	0,886
1 x 95	11,2	1,1	13,8	15,8	79	340	289	253	204	172	186	154	0,320	0,640
1 x 120	12,6	1,2	15,3	17,4	87	420	337	296	233	197	211	174	0,253	0,506
1 x 150	13,85	1,4	17	19,3	96,5	515	389	343	261	220	238	197	0,206	0,412
1 x 185	16,0	1,6	19,4	21,4	107	645	447	395	296	250	267	220	0,164	0,328
1 x 240	18,0	1,7	22,1	24,2	121	825	530	471	343	290	307	253	0,125	0,250
1x 300	20,0	1,8	24,3	26,7	133,5	1035	613	547	386	326	346	286	0,100	0,200
1 x 400	22,6	2,0	27,0	30,0	150	1345	740	663	448	370	415	350	0,0778	0,156
1 x 500	26,0	2,2	30,4	33,6	252	1660	856	770	510	420	470	400	0,0605	0,121
1 x 630	30,0	2,4	34,8	38,6	290	2160	996	899	590	480	545	460	0,0469	0,094

● Instalación al aire ● Directamente enterrada ● Enterrada bajo tubo

\* Valores sujetos a tolerancias de fabricación .

(1) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto al aire a temperatura ambiente de 30 °C. Instalación tipo F, tabla B.52.13 de UNE-HD 60364-5-52 y IEC 60364-5-52 .

(2) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto y directamente enterrados a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W.

Según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D2.

(3) Considerando 2 o 3 conductores unipolares cargados tendidos en contacto y enterrados bajo tubo a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D1.

Secciones superiores a 300 mm<sup>2</sup>, intensidades de corriente calculadas según IEC 60287.

# HARMOHNY® ALL GROUND®

AL XZ1 (S) - Libre de halógenos

0,6/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) -  
1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)



## APLICACIONES:

Cables de energía de baja tensión especialmente diseñado para instalaciones directamente enterradas **sin necesidad de lecho de arena y sin seleccionar material para su soterramiento.**

El diseño de All Ground® ofrece una excelente resistencia a los impactos mecánicos y a la abrasión. Apto para instalación en sistemas fotovoltaicos cuya tensión entre conductores o entre conductor y tierra no supere los 1800 Vdc. Incluidos sistemas en isla (IT).

## CONSTRUCCIÓN:



### 1. Conductor:

Metal: aluminio clase 2 de acuerdo a IEC 60228.

### 2. Aislamiento:

Material: mezcla polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según HD 603-1.

### 3. Cubierta externa:

Material: mezcla LSOH tipo DMO 1, según UNE HD 603-1.

Color: negro.

## CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS:

- Norma de referencia: UNE HD 603-5X-1.
- Temperatura de servicio: -25 + 90 °C.
- Temperatura máx. en régimen de cortocircuito: 250 °C.
- **Máxima resistencia mecánica: basada en NF C 33-226.**
- Tensión asignada ac: 0.6/1 kV.
- Tensión asignada en dc:  $U_0/U = 1,5/1,5$  kVdc.
- Tensión máxima en ac-dc: 1,2/1,2 kVac - 1,8/1,8 kVdc; EN 50618, IEC 60502-1.
- Ensayo de tensión durante 5 min [EN 50618]: 6,5 kVac y 15 kVdc.
- Ensayo de tensión durante 5 min. [HD 603-5X]: 3,5 kV.
- Posibilidad intermitente parcial o total de estar cubierto en agua: AD7 (inmersión).
- Ensayo de abrasión: HD 603-1 Tabla 4C DMO 1.
- Resistencia UV: UNE HD 605 S2.
- Resistencia UV: EN 50618.
- Resistencia al ozono: EN 50618.
- Resistencia de aislamiento a 90 °C conductor: 1012  $\Omega$ ·cm.
- Constante de resistencia aislamiento Ki: 3,67 M $\Omega$ ·cm.
- Resistencia a la penetración de la humedad por la unión entre aislamiento y cubierta.
- Menor impacto ambiental por la eliminación de estabilizantes con plomo y plastificantes.

## ENSAYOS DE FUEGO:

### Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego [CPR]: Eca.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

### Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2, IEC 60332-1-2.
- Opacidad humos: IEC 61034-1/-2.
- Libre de halógenos: IEC 60754-1/-2.
- Emisión gases corrosivos: EN 60754-2, IEC 60754-2, NFC 20453.

## PRESTACIONES:



NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA  
EN 60332-1-2  
IEC 60332-1-2



LIBRE DE HALÓGENOS  
EN 60754-2  
IEC 60754-1  
IEC 60754-1



BAJA OPACIDAD DE HUMOS  
EN 61034-1/-2  
IEC 61034-1/-2



REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS  
EN 60754-2  
NFC 20454  
DEF-STAN 02-713



NULA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS  
EN 60754-2  
IEC 60754-2  
NFC 20453



CPR COMPLIANT



ALTA RESISTENCIA AL AGUA (AD7)



RESISTENCIA AL FRÍO



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA



RESISTENCIA A LOS AGENTES QUÍMICOS



7 VECES MÁS RESISTENTE A LOS GOLPES



RESISTENCIA A LAS GRASAS Y ACEITES



TEMPERATURA MÁXIMA DEL CONDUCTOR 90°C

# HARMOHNY® ALL GROUND®

AL XZ1 (S) - Libre de halógenos

0,6/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) -  
1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)



## CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS:

Sección mm²	Diámetro conductor* mm	Espesor de aislam.* mm	Ø nom. aislam. mm	Diámetro exterior* mm	Radio mínimo de curvatura mm		Peso aprox.* kg/km	Intensidad máxima de corriente al aire (1)		Intensidad máxima de corriente directamente enterrado (2)		Intensidad máxima de corriente bajo tubo y enterrado (3)		Resistencia del cond. a 20 °C [Ω/km]	Máxima caída de tensión dc V/(A·Km)
					Durante el tendido	Posición final fija		2 Cables A	3 Cables A	2 Cables A	3 Cables A	2 Cables A	3 Cables A		
1 x 70	10,0	1,1	11,9	20,7	311	155	455	237	206	170	144	158	130	0,443	0,886
1 x 95	11,2	1,1	13,8	22,3	335	167	555	289	253	204	172	186	154	0,320	0,640
1 x 120	12,6	1,2	15,3	24,0	360	180	660	337	296	233	197	211	174	0,253	0,506
1 x 150	13,85	1,4	17	25,8	387	194	765	389	343	261	220	238	197	0,206	0,412
1 x 185	16,0	1,6	19,4	27,7	416	208	920	447	395	296	250	267	220	0,164	0,328
1 x 240	18,0	1,7	22,1	30,5	458	229	1.115	530	471	343	290	307	253	0,125	0,250
1x 300	20,0	1,8	24,3	32,8	492	246	1.335	613	547	386	326	346	286	0,100	0,200

● Instalación al aire ● Directamente enterrada ● Enterrada bajo tubo

\* Valores sujetos a tolerancias de fabricación .

(1) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto al aire a temperatura ambiente de 30 °C. Instalación tipo F, tabla B.52.13 de UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52 .

(2) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto y directamente enterrados a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W.

Según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D2.

(3) Considerando 2 o 3 conductores unipolares cargados tendidos en contacto y enterrados bajo tubo a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D1.

# HARMOHNY® CLASS

HARMOHNY<sup>class</sup>



Al XZ1 (S) - Libre de halógenos

0,6/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) -

1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

## APLICACIONES:

## CONSTRUCCIÓN:

Cable de baja tensión libre de halógenos para instalaciones subterráneas e instalaciones al aire. Apto para instalación en sistemas fotovoltaicos cuya tensión entre conductores o entre conductor y tierra no supere los 1800 Vdc. Incluidos sistemas en isla (IT). Permitido para soterramiento directo (sin tubo o conducto).

### 1. Conductor:

Metal: aluminio clase 2 según a IEC 60228.

### 2. Aislamiento:

Material: mezcla polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según HD 603-1.

### 3. Cubierta externa:

Material: mezcla LSOH tipo DMO 1, según UNE HD 603-1.

Color: negro.

## CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS:

- Norma de diseño: UNE HD 603-5X-1.
- Temperatura de servicio: -25 + 90 °C.
- Temperatura máx. en régimen de cortocircuito: 250 °C.
- Radio min. de curvatura: 5D (D = diámetro exterior).
- Máximo esfuerzo de tracción: 30 N/mm<sup>2</sup>.
- Carga mínima de rotura (cubierta) : 12,5 N/mm<sup>2</sup>.
- Alargamiento mínimo hasta la rotura (cubierta): 300%.
- Resistencia al desgarro (cubierta): 9 N/mm<sup>2</sup> (UNE HD 605-1).
- Tensión asignada ac.: 0.6/1 kV.
- Tensión asignada en dc.: U<sub>0</sub>/U = 1,5/1,5 kVdc.
- Tensión máxima en ac-dc: 1,2/1,2 kV - 1,8/1,8 kVdc; EN 50618, IEC 60502-1.
- Ensayo de tensión durante 5 min (EN 50618): 6,5 kVac y 15 kVdc.
- Ensayo de tensión durante 5 min. (HD 603-5X): 3,5 kV.
- Posibilidad intermitente parcial o total de estar cubierto en agua: AD7 (inmersión).
- Ensayo de abrasión: HD 603-1 Tabla 4C DMO 1.
- Resistencia a la abrasión: / Abrasion resistance:
  - Masa aplicada: 18 kg.
  - N° de desplazamientos: 8.
- Resistencia UV: UNE HD 605 S2.
- Resistencia UV: EN 50618.
- Resistencia al ozono: EN 50618.
- Resistencia de aislamiento a 90 °C conductor: 1012 Ω·cm.
- Constante de resistencia aislamiento Ki: 3,67 MΩ·cm.
- Resistencia a la penetración de la humedad por la unión entre aislamiento y cubierta.
- Menor impacto ambiental por la eliminación de estabilizantes con plomo y plastificantes.

## ENSAYOS DE FUEGO:

### Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

### Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2, IEC 60332-1-2
- Opacidad humos: IEC 61034-1/-2
- Libre de halógenos: IEC 60754-1/-2
- Emisión gases corrosivos: EN 60754-2, IEC 60754-2, NFC 20453.

## PRESTACIONES:



## CERTIFICACIÓN:



# HARMOHNY® CLASS

HARMOHNY<sup>class</sup>

Al XZ1 (S) - Libre de halógenos  
0,6/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) -  
1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)



## CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS:

Sección mm <sup>2</sup>	Diámetro conductor* mm	Espesor de aislam.* mm	Ø nom. aislam. mm	Diámetro exterior* mm	Radio mínimo de curvatura (posición final) mm	Peso aprox. kg/km	Intensidad máxima de corriente al aire (1)		Intensidad máxima de corriente directamente enterrado (2)		Intensidad máxima de corriente bajo tubo y enterrado (3)		Resistencia del cond. (Ω/km)	Máxima caída de tensión dc V/(A·Km)
							2 Cables A	3 Cables A	2 Cables A	3 Cables A	2 Cables A	3 Cables A		
1 x 16	4,65	0,7	6,1	8,3	41,5	85	95	76	76	64	71	59	1,910	3,82
1 x 25	5,85	0,9	7,7	9,9	49,5	124	121	103	98	82	90	75	1,200	2,40
1 x 35	6,75	0,9	8,6	10,8	54	153	150	129	117	98	108	90	0,868	1,736
1 x 50	8,0	1	10,1	12,5	62,5	200	184	159	139	117	128	106	0,641	1,282
1 x 70	10,0	1,1	11,9	14,5	72,5	265	237	206	170	144	158	130	0,443	0,886
1 x 95	11,2	1,1	13,8	15,8	79	340	289	253	204	172	186	154	0,320	0,640
1 x 120	12,6	1,2	15,3	17,4	87	420	337	296	233	197	211	174	0,253	0,506
1 x 150	13,85	1,4	17	19,3	96,5	515	389	343	261	220	238	197	0,206	0,412
1 x 185	16,0	1,6	19,4	21,4	107	645	447	395	296	250	267	220	0,164	0,328
1 x 240	18,0	1,7	22,1	24,2	121	825	530	471	343	290	307	253	0,125	0,250
1x 300	20,0	1,8	24,3	26,7	133,5	1035	613	547	386	326	346	286	0,100	0,200
1 x 400	22,6	2,0	27,0	30,0	150	1345	740	663	448	370	415	350	0,0778	0,156
1 x 500	26,0	2,2	30,4	33,6	252	1660	856	770	510	420	470	400	0,0605	0,121
1 x 630	30,0	2,4	34,8	38,6	290	2160	996	899	590	480	545	460	0,0469	0,094

● Instalación al aire ● Directamente enterrada ● Enterrada bajo tubo

\* Valores sujetos a tolerancias de fabricación .

(1) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto al aire a temperatura ambiente de 30 °C. Instalación tipo F, tabla B.52.13 de UNE-HD 60364-5-52 y IEC 60364-5-52 .

(2) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto y directamente enterrados a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W.

Según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D2.

(3) Considerando 2 o 3 conductores unipolares cargados tendidos en contacto y enterrados bajo tubo a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D1.

Secciones superiores a 300 mm<sup>2</sup>, intensidades de corriente calculadas según IEC 60287.

# HARMOHNY® ALL GROUND

## HARMOHNY® CLASS

### CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS CABLES HARMOHNY ALL GROUND Y HARMOHNY CLASS:

#### Tensiones máximas admisibles

Según se recoge en las características técnicas los cables HARMOHNY Class y HARMOHNY All Ground XZ1 (S) Al soportan las siguientes tensiones máximas:

Tensión máxima permanente permitida			
Corriente alterna		Corriente continua	
Conductor/tierra	Conductor/conductor	Conductor/tierra	Conductor/conductor
1,2	1,2	1,8	1,8

La tensión asignada es 0,6/1 kV. Su aislamiento cumple las especificaciones de IEC 60502-1. En el punto 4.1. de dicha norma encontramos la siguiente tabla:

Tensión más elevada del sistema (Um) kV	Tensión asignada (Uo) kV	
	Categorías A y B	Categoría C
1,2	0,6	0,6
3,6	1,8	3,6*

\* Esta categoría está cubierta por los cables 3,6/6 (7,2) kV según norma IEC 60502-2

Podemos ver que, para el caso de cables de 0,6/1 kV de acuerdo con esta norma, los valores asignados de tensión Uo/U (Um) [0,6/1 (1,2) kV] son correctos tanto entre conductores como entre conductor y tierra (ver que para categorías A, B o C se admite Uo = 0,6 kV). Las redes de categoría C pueden funcionar, en caso de defecto, con un conductor a tierra por tiempo prolongado, de ahí que se exija normalmente un nivel de tensión superior al cable. Ver por ejemplo caso de sistemas de hasta 3,6 kV en tabla se exige Uo = 3,6 kV para categoría C, mientras que para A y B se permite Uo = 1,8 kV. Pero en el caso de sistemas de hasta 1,2 kV Uo es 0,6 para redes de categoría A, B o C.

Los HARMOHNY Class y HARMOHNY All Ground XZ1 (S) Al soportan además los exigentes ensayos de tensión reflejados en la norma EN 50618 de cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos (5 minutos a 6,5 kVac y 15 kVdc).

#### Intensidades de corriente de cortocircuito

El valor límite de corriente de cortocircuito para un conductor aislado se obtiene según la siguiente fórmula deducible de UNE 21192 (IEC 60949):

$$\frac{I}{S} = \frac{K}{\sqrt{t}} \quad [\text{A}/\text{mm}^2]$$

I: intensidad de cortocircuito [A]  
 K = 94 [conductor de aluminio y aislamiento de XLPE] [A·s<sup>-1/2</sup>/mm<sup>2</sup>]  
 S: sección del conductor [mm<sup>2</sup>]  
 t: duración del cortocircuito [s] (tiempos de duración entre 0,1 y 5 segundos)

Con la fórmula, podemos obtener valores de la densidad de cortocircuito I/S para diferentes valores de duración del mismo y para aplicar a cada caso sólo es necesario multiplicar el valor de tabla por la sección de conductor.

Duración del cortocircuito (s)	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
Densidad de corriente (A/mm <sup>2</sup> )	297	210	172	133	94	77	66	59	54





# VULPREN® CLASS

AL HEPRZ1

12/20 (24) kV y 18/30 (36) kV

Class  
VULPREN



## APLICACIONES:

Instalaciones al aire, en bandejas o enterrados directamente o bajo tubo.

## CONSTRUCCIÓN:

### Conductor:

Metal: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.

Flexibilidad: clase 2, según UNE-EN 60228

Temperatura máxima en el conductor: 105 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

### Semiconductora interna:

Capa extrusionada de material conductor.

### Aislamiento:

Material: etileno propileno de alto módulo (HEPR, 105 °C). Espesor reducido.

### Semiconductora externa:

Capa extrusionada de material conductor separable en frío.

### Pantalla metálica:

Material: hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira.

Sección total 16 mm<sup>2</sup> (12/20 kV) ó 25 mm<sup>2</sup> (18/30 kV).

### Separador:

Cinta de poliéster.

### Cubierta exterior:

Material: poliolefina termoplástica, DMZ1.

Color: rojo.

## CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS:

- Norma de diseño: UNE-HD 620-9E.
- Temperatura de servicio: -25 °C, + 105 °C.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min. (tensión conductor-pantalla): 42 kV (cables 12/20 kV), 63 kV (cables 18/30 kV). Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2.

## ENSAYOS DE FUEGO:

### Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Fca.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576

### Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- Libre de halógenos: EN 60754-1; EN 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; IEC 60754-2.

## PRESTACIONES:



LIBRE DE HALÓGENOS  
EN 60754-1  
IEC 60754-1



REDUCIDA EMISIÓN  
DE GASES TÓXICOS  
EN 60754-2  
IEC 60754-2



RESISTENCIA A LA  
INTEMPERIE



RESISTENCIA AL FRÍO



RESISTENCIA A LOS  
RAYOS ULTRAVIOLETA



CPR COMPLIANT

## CERTIFICACIONES:



# VULPREN<sup>®</sup> CLASS

Class  
VULPREN

AL HEPRZ1

12/20 (24) kV y 18/30 (36) kV



## CARACTERÍSTICAS ADICIONALES:

- **Capa semiconductor externa pelable en frío:**  
Mayor facilidad de instalación de terminales, empalmes o conectores separables. Instalación más segura al ejecutarse más fácilmente con corrección.
- **Triple extrusión:**  
Capa semiconductor interna, aislamiento y capa semiconductor externa se extruyen en un solo proceso. Mayor garantía al evitarse deterioros y suciedad en las interfases de las capas.
- **Aislamiento reticulado en catenaria:**  
Mejor reticulación de las cadenas poliméricas. Mayor vida útil.
- **Cubierta:**  
Mayor resistencia a la absorción de agua, al rozamiento y abrasión, a los golpes, al desgarrar, mayor facilidad de instalación en tramos tubulares, mayor seguridad de montaje. Resistencia a los rayos UVA.
- **Posibilidad de diseño con reacción al fuego mejorada:**  
Posibilidad de clases Eca o Cca-s1b,d2,a1.
- **Mayor intensidad admisible:**  
Por mayor temperatura de servicio gracias al aislamiento de HEPR (105 °C frente a 90 °C del XLPE).
- **Menor diámetro exterior:**  
Mayor facilidad de instalación por su mayor flexibilidad y menores peso y diámetro que redonda en un menor coste de la línea eléctrica.
- **Formulación de aislamiento:**  
Mayor vida útil gracias a la formulación propia basada en la amplia experiencia de General Cable.
- **Excelente comportamiento frente a la acción del agua:**  
Gracias a su aislamiento de goma HEPR de formulación propia.
- **Normalizado por la compañía Iberdrola.**

## DATOS TÉCNICOS:

1x sección conductor(Al)/ sección pantalla(Cu) mm <sup>2</sup>	Ø nominal aislamiento* mm	Espesor aislamiento mm	Ø nominal exterior* mm	Espesor cubierta mm	Peso aproximado kg/km	Radio de curvatura estático (posición final) mm	Radio de curvatura dinámico (durante tendido) mm
<b>12/20 kV</b>							
1 x 50/16 (1)	18,0	4,5	26,3	2,5	790	395	526
1 x 95/16	20,8	4,3	29,1	2,7	980	437	582
1 x 150/16 (1)	23,5	4,3	32,1	3,0	1205	482	642
1 x 240/16 (1)	27,6	4,3	36,1	3,0	1570	542	722
1 x 400/16 (1)	32,7	4,4	41,5	3,0	2115	623	830
1 x 630/16 (1)	41,0	4,5	49,6	3,0	3115	743	990
<b>18/30 kV</b>							
1 x 95/25	25,6	6,7	34,5	3,0	1335	518	690
1 x 150/25 (1)	27,2	6,2	36,6	3,0	1520	549	732
1 x 240/25 (1)	31,4	6,2	40,6	3,0	1905	609	812
1 x 400/25 (1)	36,4	6,2	45,7	3,0	2480	686	914
1 x 630/25 (1)	44,7	6,4	54,1	3,0	3525	812	1082

(1) Secciones normalizadas por la compañía Iberdrola.

(\*) Valores aproximados (sujetos a tolerancias propias de fabricación).

# VULPREN® CLASS

Class  
VULPREN

AL HEPRZ1

12/20 (24) kV y 18/30 (36) kV



## DATOS TÉCNICOS:

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión asignada simple, U <sub>0</sub> (kV)	12	18
Tensión asignada entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U <sub>m</sub> (kV)	24	36
Tensión a implusos, U <sub>m</sub> (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	105	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	

## CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS:

1x sección conductor (Al) mm <sup>2</sup>	Intensidad máxima admisible bajo el tubo y enterrado* A	Intensidad máxima admisible directamente enterrado* A	Intensidad máxima al aire** A	Intensidad máxima de cortocircuito en el conductor durante 1s A	Intensidad máxima de cortocircuito en la pantalla durante 1s*** A	
					12/20 kV (pant. 16 mm <sup>2</sup> )	18/30 kV (pant. 25mm <sup>2</sup> )
	12/20 kV y 18/30 kV					
1 x 50 (2)	135	145	180	4250	2880	
1 x 95	200	215	275	8080	2880	4250
1 x 150 (1)	255	275	360	12800	2880	4250
1 x 240 (1)	345	365	495	20400	2880	4250
1 x 400 (1)	450	470	660	34000	2880	4250
1 x 630 (1)	590	615	905	53600	2880	4250

(1) Secciones normalizadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección normalizada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV.

\*) Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m dprofundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W.

\*\*) Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.

\*\*\*) Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949.

1x sección conductor (Al) mm <sup>2</sup>	Resistencia de conductor a 20 °C en continua (Ω/km)	Resistencia del conductor a T Máx. (105 °C) (Ω/km)	Reactancia inductiva (Ω/km)		Capacidad μF/km	
			12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
	12/20 kV y 18/30 kV					
1 x 50 (2)	0,641	0,861	0,134		0,216	
1 x 95	0,320	0,430	0,119	0,131	0,281	0,202
1 x 150 (1)	0,206	0,277	0,112	0,120	0,329	0,247
1 x 240 (1)	0,125	0,168	0,102	0,110	0,402	0,299
1 x 400 (1)	0,078	0,105	0,097	0,103	0,480	0,360
1 x 630 (1)	0,047	0,0643	0,091	0,096	0,605	0,446

(1) Secciones normalizadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección normalizada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV.

NOTA: valores obtenidos para una terna de cables en contacto y al tresbolillo.

# HERSATENE® CLASS

class  
**HERSATENE**

AL RH5Z1

12/20 (24) kV, 18/30 (36) kV



## APLICACIONES:

Instalaciones al aire, en bandejas o enterrados directamente o bajo tubo.

## CONSTRUCCIÓN:

### Conductor:

Metal: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.

Flexibilidad: clase 2, según UNE-EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

### Semiconductora interna:

Capa extrusionada de material conductor.

### Aislamiento:

Material: polietileno reticulado (XLPE).

### Semiconductora externa:

Capa extrusionada de material conductor separable en frío.

### Protección longitudinal contra el agua:

Cinta hinchante semiconductora.

### Pantalla metálica:

Material: cinta longitudinal de aluminio termosoldada y adherida a la cubierta.

### Cubierta exterior:

Material: poliolefina termoplástica, DMZ1.

Color: rojo

## CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS:

- Norma de diseño: UNE 211620.
- Temperatura de servicio: -25 °C, + 90 °C.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min. (tensión conductor-pantalla): 42 kV (cables 12/20 kV), 63 kV (cables 18/30 kV). Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2.

## ENSAYOS DE FUEGO:

### Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Fca.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576

### Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- Libre de halógenos: EN 60754-1; EN 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; IEC 60754-2.

## PRESTACIONES:



LIBRE DE HALÓGENOS  
EN 60754-1  
IEC 60754-1



REDUCIDA EMISIÓN  
DE GASES TÓXICOS  
EN 60754-2  
IEC 60754-2



RESISTENCIA A LA  
INTEMPERIE



RESISTENCIA AL FRÍO



RESISTENCIA A LOS  
RAYOS ULTRAVIOLETA



CPR COMPLIANT

## CERTIFICACIONES:



# HERSATENE® CLASS

class  
HERSATENE

AL RH5Z1

12/20 (24) kV, 18/30 (36) kV



## CARACTERÍSTICAS ADICIONALES:

- **Capa semiconductor externa pelable en frío:**  
Mayor facilidad de instalación de terminales, empalmes o conectores separables. Instalación más segura al ejecutarse más fácilmente con corrección.
- **Triple extrusión:**  
Capa semiconductor interna, aislamiento y capa semiconductor externa se extruyen en un solo proceso. Mayor garantía al evitarse deterioros y suciedad en las interfases de las capas.
- **Aislamiento reticulado en catenaria:**  
Mejor reticulación de las cadenas poliméricas. Mayor vida útil.
- **Cubierta:**  
Mayor resistencia a la absorción de agua, al rozamiento y abrasión, a los golpes, al desgarrar, mayor facilidad de instalación en tramos tubulares, mayor seguridad de montaje. Resistencia a los rayos UVA.
- **Posibilidad de diseño con reacción al fuego mejorada:**  
Posibilidad de clases Eca o Cca-s1b,d2,a1.
- **Normalizado por las compañías del grupo Endesa.**

## DATOS TÉCNICOS:

1x sección conductor(Al)	Ø nominal aislamiento* mm	Espesor mínimo de aislamiento en un punto mm	Ø nominal exterior* mm	Espesor mínimo de cubierta en un punto mm	Peso aproximado kg/km	Radio de curvatura estático (posición final) mm	Radio de curvatura dinámico (durante tendido) mm
12/20 kV							
1 x 95 (1)	21,2	4,3	29,2	2,0	885	438	584
1 x 150 (1)	23,9	4,3	31,8	2,0	1090	477	636
1 x 240 (1)	28,0	4,3	35,9	2,0	1460	539	718
1 x 400 (1)	33,0	4,3	41,0	2,0	1995	615	820
18/30 kV							
1 x 95 (1)	25,6	6,4	33,6	2,0	1100	504	672
1 x 150 (1)	28,3	6,4	36,2	2,0	1330	543	724
1 x 240 (1)	32,4	6,4	40,3	2,0	1720	605	806
1 x 400 (1)	37,4	6,4	45,3	2,0	2290	680	906

(1) Secciones normalizadas por la compañía Endesa.

(\*) Valores aproximados (sujetos a tolerancias propias de fabricación).

# HERSATENE<sup>®</sup> CLASS

class  
HERSATENE

AL RH5Z1

12/20 (24) kV, 18/30 (36) kV



## DATOS TÉCNICOS:

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión asignada simple, U <sub>0</sub> (kV)	12	18
Tensión asignada entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U <sub>m</sub> (kV)	24	36
Tensión a implusos, U <sub>m</sub> (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	90	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	

## CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS:

1x sección conductor(Al) mm <sup>2</sup>	Intensidad máxima admisible bajo tubo y enterrado* A	Intensidad máxima admisible directamente enterrado* A	Intensidad máxima al aire** A	Intensidad máxima de cortocircuito en el conductor durante 1s A	Intensidad máxima de cortocircuito en la pantalla durante 1s*** A	
					12/20 kV	18/30 kV
	12/20 kV y 18/30 kV				12/20 kV	18/30 kV
1 x 95 (1)	190	205	255	8930	2650	3140
1 x 150 (1)	245	260	335	14100	2650	3470
1 x 240 (1)	320	345	455	22560	3310	3810
1 x 400 (1)	415	445	610	37600	3980	4300

(1) Secciones normalizadas por las compañías del Grupo Endesa en 12/20 kV y 18/30 kV.

(\*) Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K-m/W.

(\*\*) Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.

(\*\*\*) Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949

1x sección conductor(Al) / sección pantalla(Cu) mm <sup>2</sup>	Resistencia de conductor a 20 °C en continua (Ω/km)	Reactancia inductiva (Ω/km)		Capacidad μF/km		
		12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV	
	12/20 kV y 18/30 kV		12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1 x 95 (1)	0,320	0,119	0,128	0,251	0,187	
1 x 150 (1)	0,206	0,111	0,119	0,293	0,216	
1 x 240 (1)	0,125	0,102	0,110	0,358	0,260	
1 x 400 (1)	0,078	0,096	0,102	0,436	0,314	

(1) Secciones normalizadas por las compañías del Grupo Endesa en 12/20 kV y 18/30 kV.

NOTA: valores obtenidos para una terna de cables en contacto y al tresbolillo.



**SF7** | One Track  
Zero Gap

The next generation horizontal single-axis tracker



# HOJA TÉCNICA



Single-Axis  
Tracker

## CARACTERÍSTICAS

Sistema de seguimiento	Horizontal a un eje con filas individuales
Rango de rotación	120°+
Alimentación	Autoalimentado PV Series Opcional: AC/DC
Algoritmo de seguimiento	Astronómico con TeamTrack Backtracking
Comunicación	Inalámbrica Radio + cable RS-485 Opcional: cable RS-485
Resistencia al viento	Según normativa local
Adaptación al terreno	Filas independientes Sí Pendiente norte-sur 17% Pendiente este-oeste Ilimitada Ratio de ocupación Configurable. Rango típico: 28-50%
Cimentación	Hinca   Tornillo   Zapata
Rango de temperatura	Estándar de -20°C a +55°C   de -4°F a +131°F Extendida de -40°C a +55°C   de -40°F a +131°F
Disponibilidad	>99%
Módulos	Estándar: 72 células   Opcional: 60 células; cristalino Capa fina (Solar Frontier, First Solar y otros); bifacial

## CONFIGURACIONES

1000V	Longitud	Altura	Anchura	1500V	Longitud	Altura	Anchura
2x38	38.1 m (124' 12")	3.95 m (12' 12")	3.92 m (12' 12")	2x42	42.1 m (138' 12")	3.95 m (12' 12")	3.92 m (12' 10")
2x40	40.1 m (131' 7")			2x43.5	44.1 m (144' 8")		
		2x45	45.1 m (147' 12")				

## SERVICIOS

Orientación en instalación	Llave en mano
Soporte técnico	Puesta en marcha
Pull Out Test	Mantenimiento

## VENTAJAS DE MANTENIMIENTO

Casquillo de rotación autolubricado  
Modo de limpieza Face to Face  
Pasillos más anchos

## GARANTÍA

Estructura 10 años (prorrogable)  
Motor 5 años (prorrogable)  
Electrónica 5 años (prorrogable)

**ESPAÑA / Sede central**  
Pol. Ind. La Serreta  
Gabriel Campillo s/n 30500  
Molina de Segura, Murcia, Spain  
info@soltec.com  
T +34 968 603 153

**MADRID**  
Téllez 56, Oficina B1  
28007 Madrid, Spain  
emea@soltec.com

**BRASIL**  
brasil@soltec.com  
+55 71 3026 1444

**CHILE**  
chile@soltec.com  
+56 (02) 25738559

**CHINA**  
china@soltec.com  
+86 15021713965

**MÉXICO**  
mexico@soltec.com  
+52 1 55 5557 3144

**PERÚ**  
peru@soltec.com  
+51 53 50 7315

**INDIA**  
india@soltec.com  
+91 124 4568202

**ESCANDINAVIA**  
scandinavia@soltec.com  
+45 70 43 01 50

**ESTADOS UNIDOS**  
usa@soltec.com  
+1 510 440 9200



Tecnología revisada  
por DNV GL  
Informe de bancabilidad  
TESTADO EN  
TÚNEL DE VIENTO



www.soltec.com

Contenido sujeto a cambios sin previo aviso • ©Soltec Energías Renovables • SF7.170421



# Transformadores sumergidos en líquidos dieléctricos

Dielectric liquid immersed transformers / Transformateurs immergés dans du liquide diélectrique

## Reglamento (UE) N° 548/2014

### Características eléctricas $U_m \leq 24$ kV

Electrical Characteristics  $U_m \leq 24$  kV / Caractéristiques électriques  $U_m \leq 24$  kV

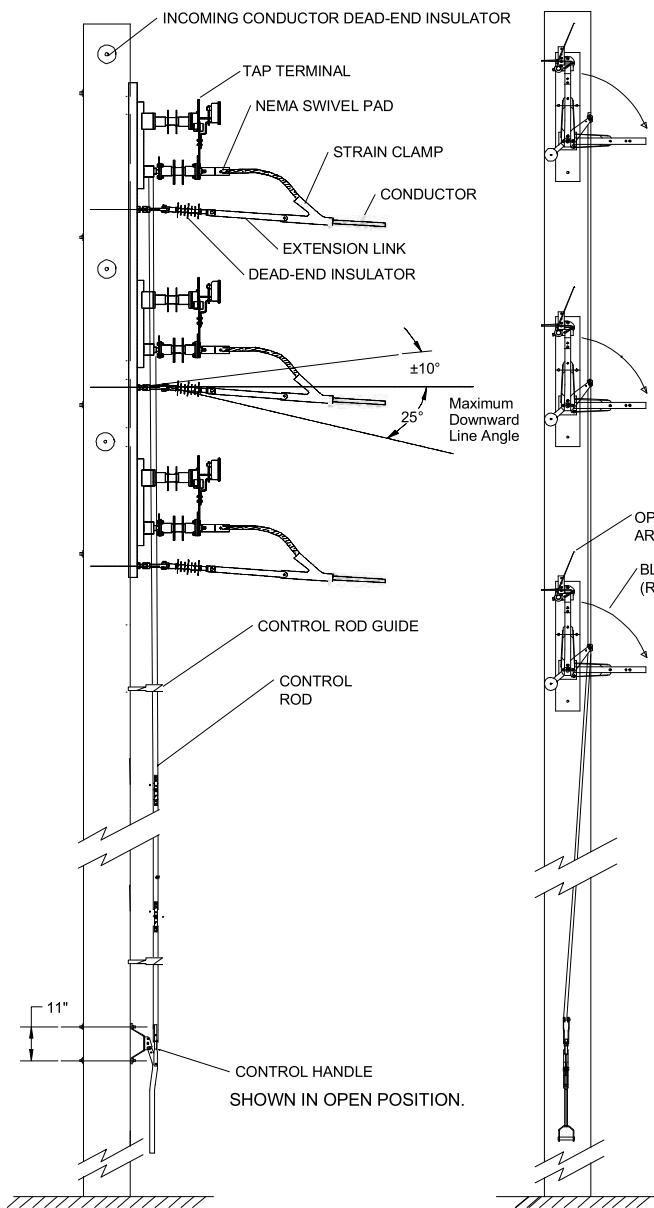
Caída de tensión a plena carga / Voltage drop at full load / Chute de tension à pleine charge (%)		50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Tensión primaria / Primary voltage / Tension primaire		<24kV												
Tensión secundaria / Secondary voltage / Tension secondaire		420V												
Pérdidas (W) Losses / Pertes	Po	90	145	210	300	430	600	650	770	950	1200	1450	1750	2200
	Pk 75°C	1100	1750	2350	3250	4600	6500	8400	10500	11000	14000	18000	22000	27500
Vcc 75°C (%)		4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6	6
Caída de tensión a plena carga / Voltage drop at full load / Chute de tension à pleine charge (%)	cos $\varphi$ = 1	2,26	1,81	1,54	1,37	1,22	1,11	1,22	1,22	1,06	1,05	1,08	1,06	1,05
	cos $\varphi$ = 0,8	3,77	3,57	3,43	3,33	3,25	3,17	4,47	4,47	4,35	4,35	4,37	4,35	4,35
Rendimiento (%) Efficiency (%) Rendement (%)	Carga / Load / Charge 100%	cos $\varphi$ = 1	97,62	98,11	98,40	98,58	98,74	98,87	98,87	99,04	99,05	99,03	99,05	99,06
	cos $\varphi$ = 0,8	97,03	97,63	98,00	98,23	98,43	98,59	98,59	98,59	98,81	98,81	98,78	98,81	98,82
Carga / Load / Charge 75%	cos $\varphi$ = 1	98,11	98,49	98,72	98,87	98,99	99,10	99,10	99,11	99,24	99,24	99,23	99,25	99,25
	cos $\varphi$ = 0,8	97,64	98,12	98,40	98,58	98,74	98,87	98,88	98,89	99,05	99,05	99,04	99,06	99,07
Carga / Load / Charge 50%	cos $\varphi$ = 1	98,54	98,84	99,00	99,11	99,21	99,29	99,31	99,32	99,41	99,41	99,41	99,42	99,42
	cos $\varphi$ = 0,8	98,18	98,54	98,75	98,89	99,01	99,12	99,14	99,15	99,26	99,27	99,26	99,28	99,28
Carga / Load / Charge 25%	cos $\varphi$ = 1	98,73	98,98	99,11	99,20	99,28	99,36	99,41	99,43	99,48	99,48	99,49	99,50	99,50
	cos $\varphi$ = 0,8	98,41	98,73	98,88	98,99	99,10	99,20	99,27	99,29	99,35	99,35	99,36	99,38	99,38
Nivel de ruido / Noise Level / Niveau sonore (dB(A))		39	41	44	47	50	52	53	55	56	58	60	63	64

NOTA: Si el transformador dispone de dos tensiones en AT o en BT y la potencia nominal total del transformador se aplica con independencia de la combinación de tensiones, los niveles de pérdidas indicados en la tabla anterior se incrementan en un 15% para las pérdidas en vacío y en un 10% para las pérdidas debidas a la carga, para más información contacte con nosotros. NOTE: If the transformer has two voltages in AT or in LV and the nominal power of the transformer is applied regardless of the combination of voltages, the loss levels indicated in the previous table are increased by 15% for the no load losses and 10% for the load losses. For more information contact us. NOTE: Si le transformateur a deux tensions HT ou BT et que la puissance nominale totale du transformateur est appliquée quelle que soit la combinaison de tensions, les niveaux de perte indiqués dans le tableau précédent sont augmentés de 15% pour les pertes à vide et 10% pour les pertes en charge. Pour plus d'informations contactez nous

NOTA: Si el transformador dispone de dos tensiones en ambas bobinas (AT y BT) y la potencia asignada es la misma independientemente de la combinación de tensiones, los niveles de pérdidas de la tabla anterior se pueden incrementar un 20% para las pérdidas en vacío y un 20% para las pérdidas debidas a la carga, para más información contacte con nosotros. NOTE: If the transformer has two voltages in both coils (HV and LV) and the assigned power is the same regardless of the combination of voltages, the loss levels of the previous table can be increased by 20% for no load losses and 20% for load losses. For more information contact us. NOTE: Si le transformateur a deux tensions dans les deux bobines (HT et BT) et que la puissance assignée est la même quelle que soit la combinaison des tensions, les niveaux de perte indiqués dans le tableau précédent sont augmentés de 20% pour les pertes à vide et 20% pour les pertes en charge. Pour plus d'informations contactez nous



# 9239M LBS, 15-35 KV, TAP SWITCH (1, 2 & 3-WAY) DIMENSIONS

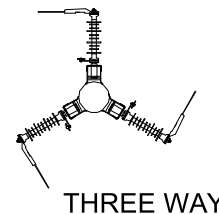
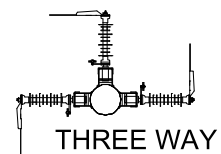
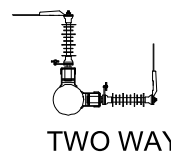
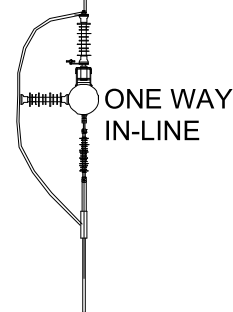
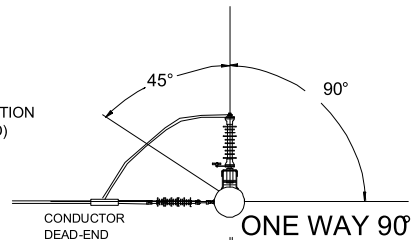


## LineBOSS™ TAP SWITCH Configurations

THE VERTICALLY MOUNTED TAP SWITCH IS A GANG OPERATED POLE MOUNTED SWITCH WHICH CAN BE USED IN VARIOUS CONSTRUCTION APPLICATIONS. RIGHT HAND (SHOWN) AND LEFT HAND OPERATING MODELS ARE ADAPTABLE TO EXTREME HORIZONTAL AND VERTICAL LINE ANGLES. TIN PLATED COPPER BUSS "TEES" AND BOLTED CONDUCTOR CLAMPS ARE AVAILABLE FOR CONNECTING TWO AND THREE-WAY SWITCH CONFIGURATIONS.

Switch dead-end conductor can dead-end to the pole at up to 45° on this side.

Switch dead-end conductor can dead-end to the pole at up to 90° on this side.



SWITCH RATINGS	
Voltage Class:	15 kV nom. (15.5 kV max.) 110 kV BIL 25 kV nom. (25.8 kV max.) 150 kV BIL 35 kV nom. (38.0 kV max.) 200 kV BIL
Current Class:	600, 900 and 1200 Amps, continuous
Momentary Current Rating:	
600 A Continuous:	40,000 Amps, 10 cycles 25,000 Amps, 3 seconds
900 A Continuous:	51,000 Amps, 10 cycles 32,000 Amps, 3 seconds
1200 A Continuous:	70,000 Amps, 10 cycles 44,000 Amps, 3 seconds

This drawing is for illustrative purposes only and therefore; may, or may not reflect the current revision of this drawing. Please request the current revision from the factory.

	Material:		Description:	LBS 15-35 kV, LineBOSS™ Tap Switches Dimensions	
	Finish:		Drawing No:	9239M	Revision:
	Scale:	None			0
	Drawn by:				
	Date:	11/29/01			



EG000020

EC000055

Fusibles de cuchillas para instalaciones fotovoltaicas, con corriente 1500V DC y un poder de corte entre 10kA y 30kA. Capacidad de interrumpir sobrintensidades de valores reducidos, asociadas a fallos en sistemas fotovoltaicos ( corrientes inversas, fallos múltiples en el sistema,..).



### CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

- ✓ Voltaje: 1500Vdc
- ✓ Rango de corriente: 63A – 630A
- ✓ Poder de corte: 10 kA – 30 kA
- ✓ Clase de servicio: gPV

### CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

- ✓ Cuerpo de cerámica MgO de alta resistencia
- ✓ Como medio de extinción del arco se utiliza arena de cuarzo SiO<sub>2</sub> de alta pureza tratada químicamente
- ✓ Contactos de cobre electrolítico bañado en estaño
- ✓ Tapas de aluminio
- ✓ Con indicador de fusión de níquel y cobre



EN 60269-6

## ESPECIFICACIONES GENERALES

Artículo	Código	Embalaje	Corriente (A)	Tensión (Vdc)	Poder corte (kA)	Potencia disipada (W) 0,7I <sub>n</sub>	Potencia disipada (W) 1,0I <sub>n</sub>
FUSIBLE NH1XL 63 A gpv	0117200	3	63	1500	30	8	16
FUSIBLE NH1XL 80 A gpv	0117201	3	80	1500	30	9	17
FUSIBLE NH1XL 100 A gpv	0117202	3	100	1500	30	10	18
FUSIBLE NH1XL 125 A gpv	0117203	3	125	1500	30	13	26
FUSIBLE NH1XL 160 A gPV	0117204	3	160	1500	30	15	31
FUSIBLE NH1XL 200 A gPV	0117205	3	200	1500	30	16	37
FUSIBLE NH1XL 250 A gPV	0117206	3	250	1500	20	21	46
FUSIBLE NH2XL 125 A gPV	0117207	1	125	1500	30	14	27
FUSIBLE NH2XL 160 A gPV	0117208	1	160	1500	30	16	32
FUSIBLE NH2XL 200 A gPV	0117209	1	200	1500	30	17	38
FUSIBLE NH2XL 250 A gPV	0117210	1	250	1500	30	22	47
FUSIBLE NH2XL 315 A gPV	0117211	1	315	1500	30	26	57
FUSIBLE NH2XL 400 A gPV	0117212	1	400	1500	20	29	72
FUSIBLE NH3L 250 A gPV	0117221	1	250	1500	30	23	48
FUSIBLE NH3L 315 A gPV	0117213	1	315	1500	30	27	58
FUSIBLE NH3L 350 A gPV	0117214	1	350	1500	30	28	60
FUSIBLE NH3L 400 A gPV	0117215	1	400	1500	30	30	72
FUSIBLE NH3L 500 A gPV	0117216	1	500	1500	30	32	73
FUSIBLE NH3L 630 A gPV	0117217	1	630	1500	10	52	113