

**PROYECTO DE INSTALACION SOLAR
FOTOVOLTAICA DE 3,83 MWp.**

18050

PROMOTOR : ENEL GREEN POWER, S.L.

EMPLAZAMIENTO : *PLANTA FOTOVOLTAICA:*
PARCELAS 2 y 5 POLIGONO 47
SON JUNY
T.M. PALMA DE MALLORCA

INGENIERO INDUSTRIAL : Josep Quintana Subirats
Colegiado número 373 (COEIB)

PALMA, DICIEMBRE DE 2019

PROYECTO DE INSTALACION SOLAR
FOTOVOLTAICA DE 3,83 MWp

INDICE DE DOCUMENTOS

- MEMORIA

- ANEXOS

A1.- CALCULOS PRODUCCION

A2.- MATERIALES

- PLANOS

MEMORIA

MEMORIA DESCRIPTIVA DE INSTALACION SOLAR FV

INDICE

0.- ANTECEDENTES

1.- OBJETO

2.- PROMOTOR

3.- LOCALIZACIÓN

4.- TITULARIDAD DE LOS TERRENOS

5.- ALCANCE

6.- REGLAMENTACION

7.- PROPUESTA

8.- PLAN DIRECTOR SECTORIAL ENERGETICO

9.- INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA

10.- SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA

11.- PRESUPUESTO

0.- ANTECEDENTES

El promotor pretende llevar a cabo la instalación de una planta solar fotovoltaica para la generación y venta de energía eléctrica con conexión a la red de distribución de alta tensión.

La planta solar fotovoltaica propuesta se ha previsto con:

- 10.350 módulos de 370 Wp, sumando 3.829,50 kWp
- soportados en estructuras fijas orientadas al Sur
- con 20 inversores tipo string de 185 kW
- con 2 centros de transformación dobles con 2 trafos de 1.000 kVA
- un centro de maniobra y medida en edificio prefabricado
- un sistema de almacenamiento de energía de 6.468 kWh de capacidad con:
 - o 16 armarios de baterías de 392 kWh.
 - o un centro de transformación, con trafa de 1.200 kVA, en edificio prefabricado
 - o 4 cuadros de potencia
 - o Un sistema inversor/cargador de baterías
- un nuevo tramo de red pública soterrada, a 15 kV, de 65 m de longitud
- conexión a LAMT "MOLINAR" conectada a SE "LLATZER" y a LAMT "JARDIN" conectada a la SE "SAN JUAN"

1.- OBJETO.

El presente proyecto básico tiene por objeto definir las características de la instalación fotovoltaica, ponderar su producción, así mismo, obtener la declaración de utilidad pública y la autorización administrativa, según lo previsto en la parcela en el vigente Plan Director Sectorial Energético de las Illes Balears.

2.- PROMOTOR

El promotor del proyecto es la entidad Enel Green Power SL con NIF B-61.234.613 con domicilio social en C/. Ribera del Loira, nº 60 de Madrid (28042).

3.- LOCALIZACIÓN

La instalación solar fotovoltaica propuesta estará ubicada en su conjunto en el suelo rústico formado por dos parcelas del TM de Palma de Mallorca:

- Parcela 2 Polígono 47 → Referencia catastral: 07040A047000020000RF
- Parcela 5 Polígono 47 → Referencia catastral: 07040A047000050000RK

La red privada a 15 kV, soterrada, con trazado desde la nueva planta solar fotovoltaica **Son Juny** hasta su punto de conexión (LAMT "MOLINAR") discurrirá por los siguientes terrenos:

UBICACIÓN	SUELO	REF CATASTRAL
- Parcela 2 Polígono 47	Rústico privado	07040A047000020000RF

4.- TITULARIDAD DE LOS TERRENOS

El promotor dispone de contrato de alquiler con ENDESA MEDIOS Y SISTEMAS SL en las siguientes parcelas:

- Parcela 2 Polígono 47 → Referencia catastral: 07040A047000020000RF
- Parcela 5 Polígono 47 → Referencia catastral: 07040A047000050000RK

La titularidad de los terrenos por donde discurrirá la red privada a 15 kV desde la nueva planta solar FV hasta su punto de conexión (LAMT "MOLINAR") son las siguientes parcelas, propiedad de ENDESA MEDIOS Y SISTEMAS SL:

- Parcela 2 Polígono 47 → Referencia catastral: 07040A047000020000RF

5.- ALCANCE

El alcance del presente proyecto básico es el de definir las características técnicas de la instalación, detallar la actividad a realizar, describir las ventajas que reportará a su entorno.

A partir del presente documento se podrá desarrollar el Estudio de impacto ambiental.

El proyecto básico describirá:

- El emplazamiento
 - El punto de conexión propuesto.
 - Los elementos que formaran parte de la instalación
 - Los criterios utilizados para el dimensionado de la instalación.
 - Los modos de funcionamiento previstos
 - La previsión de energía eléctrica a generar
 - La previsión de la energía eléctrica a verter a la red
 - La clasificación de la actividad
 - El área afectada
 - Las ventajas ambientales para la isla de Mallorca y su entorno
- ... y justificará:
- El cumplimiento del PTIM (Plan Territorial Insular de Mallorca).
 - El cumplimiento de la legislación ambiental aplicable
 - El cumplimiento de la legislación energética aplicable
 - La adaptación al medio físico rural.

6.- REGLAMENTACIÓN

La instalación fotovoltaica de autoconsumo prevista en el presente Proyecto cumple con los reglamentos y normas vigentes que se listan a continuación:

- REBT, Reglamento electrotécnico de Baja Tensión RD 842/2002 y sus instrucciones técnicas complementarias. (ITC, MI BT)
- Normas UNE admitidas para el cumplimiento de las exigencias de las ITC.
- Normas particulares de la Compañía suministradora Gesa/Endesa.
- Ley 10/2019, de 22 de febrero, de cambio climático y transición energética (BOIB nº. 89 de 13/4/2019)
- Decreto 96/2005, de 23 de septiembre, de aprobación definitiva de la revisión del Plan director sectorial energético de las Islas Baleares
- Decreto 33/2015, de 15 de mayo, de aprobación definitiva de la modificación del Plan Director Sectorial Energético de las Illes Balears
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Ley 13/2012, de 20 de noviembre, de medidas urgentes para la activación económica en materia de industria y energía, nuevas tecnologías, residuos, aguas, otras actividades y medidas tributarias.
- 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
- Reglamento de L.A.A.T. Aprobado por Decreto Real Decreto 223/2008 que deroga el anterior reglamento aprobado en el Real Decreto 3.151/1968, de 28 de noviembre, B.O.E. de 27-12-68.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- RD 1110/2007 por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

- Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos
- Ley de Industria 21/1992 de 16 de julio.
- Ley 4/2017, de 12 de julio, de Industria de las Illes Balears.
- Normativa de seguridad e Higiene e en el trabajo.
- Ley 21/2013 de 9 de diciembre de Evaluación Ambiental.
- Ley 12/2016, de 17 de agosto, de Evaluación Ambiental de las Islas Baleares.
- Ley 6/2010, de 24 de marzo, de modificación del texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero.
- Ley 6/2009, de 17 de noviembre de medidas ambientales para impulsar las inversiones y la actividad económica en las Illes Balears.
- Ley 11/2006 de 14 de septiembre, de evaluación de impacto ambiental y evaluaciones ambientales estratégicas en las Islas Baleares (Norma derogada, salvo las disposiciones adicionales tercera, cuarta y quinta, por la disposición derogatoria única.2.a) de la Ley 12/2016, de 17 de agosto).

NORMATIVA URBANISTICA

El proyecto cumple con la normativa urbanística vigente:

- Ley 12/2017, de 29 de diciembre, de urbanismo de las Illes Balears.
- Plan Territorial insular de Mallorca aprobado por acuerdo del Pleno del Consell Insular de Mallorca el 13 de diciembre de 2004 – BOIB núm. 188 Ext. de 31-12-2004. Actualizado de acuerdo con la modificación número 1 aprobada el 3 de junio de 2010 – BOIB nº 90 de 15-06-2010 y con la modificación número 2 aprobada el 13 de enero de 2011 – BOIB núm. 18 Ext. de 4-02-2011.
- Ley 7/2013, de 26 de noviembre, de régimen jurídico de instalación, acceso y ejercicio de actividades en las Illes Balears.

- Real Decreto Legislativo 2/2008, de 20 de junio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de suelo.
- Ley 6/1997, de 8 de julio, del suelo rústico de las Islas Baleares.
- Ley 12/2014, de 16 de diciembre, agraria de las Illes Balears.
- PGOU de PALMA DE MALLORCA vigentes
- Ordenanzas municipales vigentes.

7.- PROPUESTA

7.1.- SUPERFICIES

A continuación se resume la superficie ocupada por la totalidad de la planta solar y su relación con la superficie total de la finca donde se implanta.

SUPERFICIES Y OCUPACION

	Número (ud)	Sup. Proyección horizontal unitaria (m ²)	Inclinación (°)	Sup. Ocupada (m ²)
Placas	10.350	1,823 = 1,94 x Cos(α)	$\alpha=20$	18.868,05
CT DOBLE 2x1.000 kVA	2	14,47		28,94
Centro de medida	1	14,47		14,47
Centro de control	1	21,00		21,00
Skid Baterías (6x392)	2	15,29		30,58
Skid Baterías (4x392)	1	10,81		10,81
Sistema inversor / cargador de baterías	1	29,28		29,28
Total				19.003,13

Superficie ocupada nuevos elementos: 19.003,13 m²

Superficie ocupada edificaciones existentes a demoler: 0 m²

Superficie total parcelas 103.489 m²

- Parcela 2 Polígono 47 32.065 m²
- Parcela 5 Polígono 47 71.424 m²

Ocupación:

Superficie ocupada nuevos elementos 19.003,13 m² ... **18,36%**

Superficie construida existente: 1.703 m²

Superficie construida planta FV: 28,94 m² (2 x CT dobles)
 14,47 m² (centro de medida)
 21 m² (centro de control)
 29,28 m² (contenedor inversor y CT)

Edificabilidad: 1.796,69 m² ... 1,736% de 103.489 m²

Otros datos:

Superficie perimetral placas solares y baterías: 36.088,91 m²

Superficie cerramiento parque FV: 59.693,83 m²

Superficie impermeabilizada:

Sup. Construida edificios 1.796,69 m²

Sup. Contenedores de baterías 41,39 m²

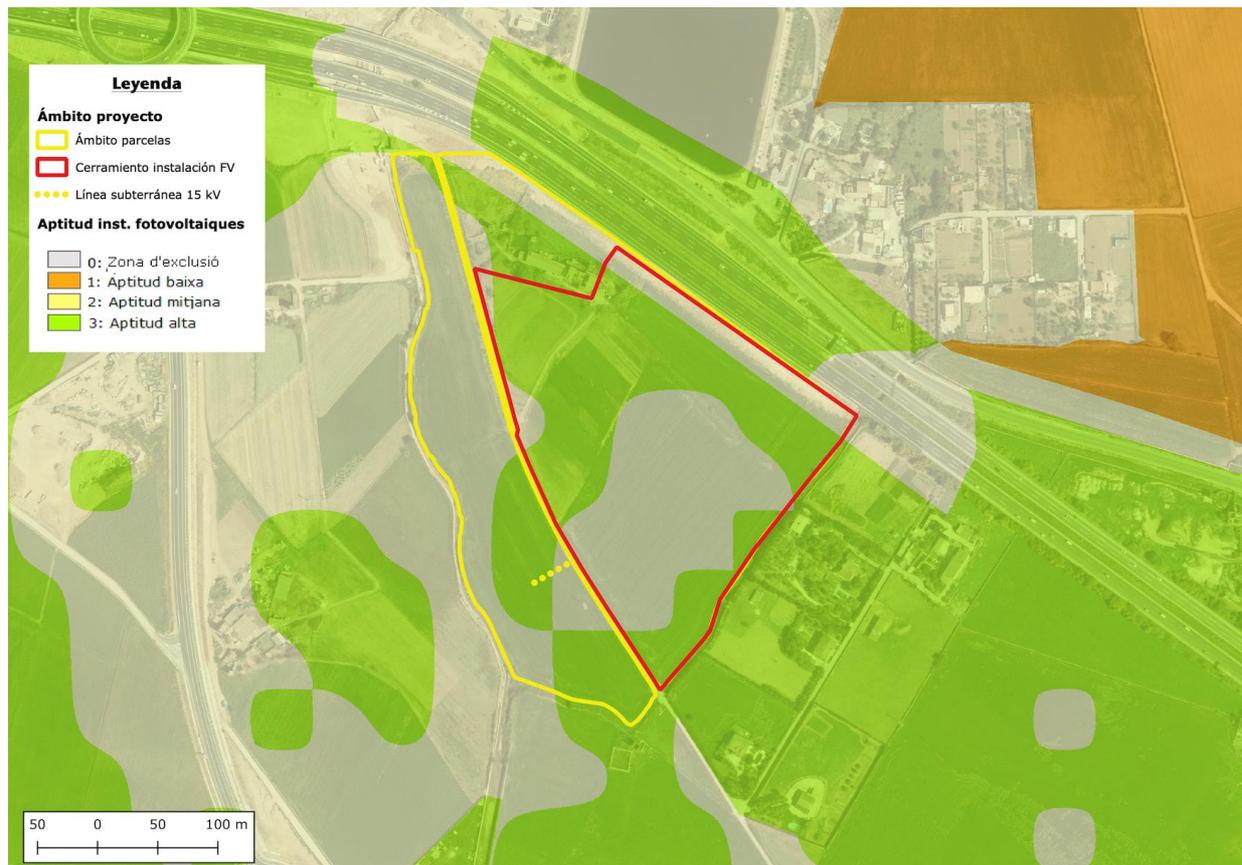
Total 1.838,08 m²

(1,78% de 103.489 m²)

7.2 CLASIFICACIÓN DEL SUELO

PDSEIB

La Planta solar fotovoltaica propuesta se ubica en un terreno formado por un conjunto de dos parcelas. Dicho terreno se localiza en zona de aptitud fotovoltaica clasificada como **media y alta** por el vigente Plan director sectorial energético de las Illes Balears.



PLAN TERRITORIAL INSULAR DE MALLORCA

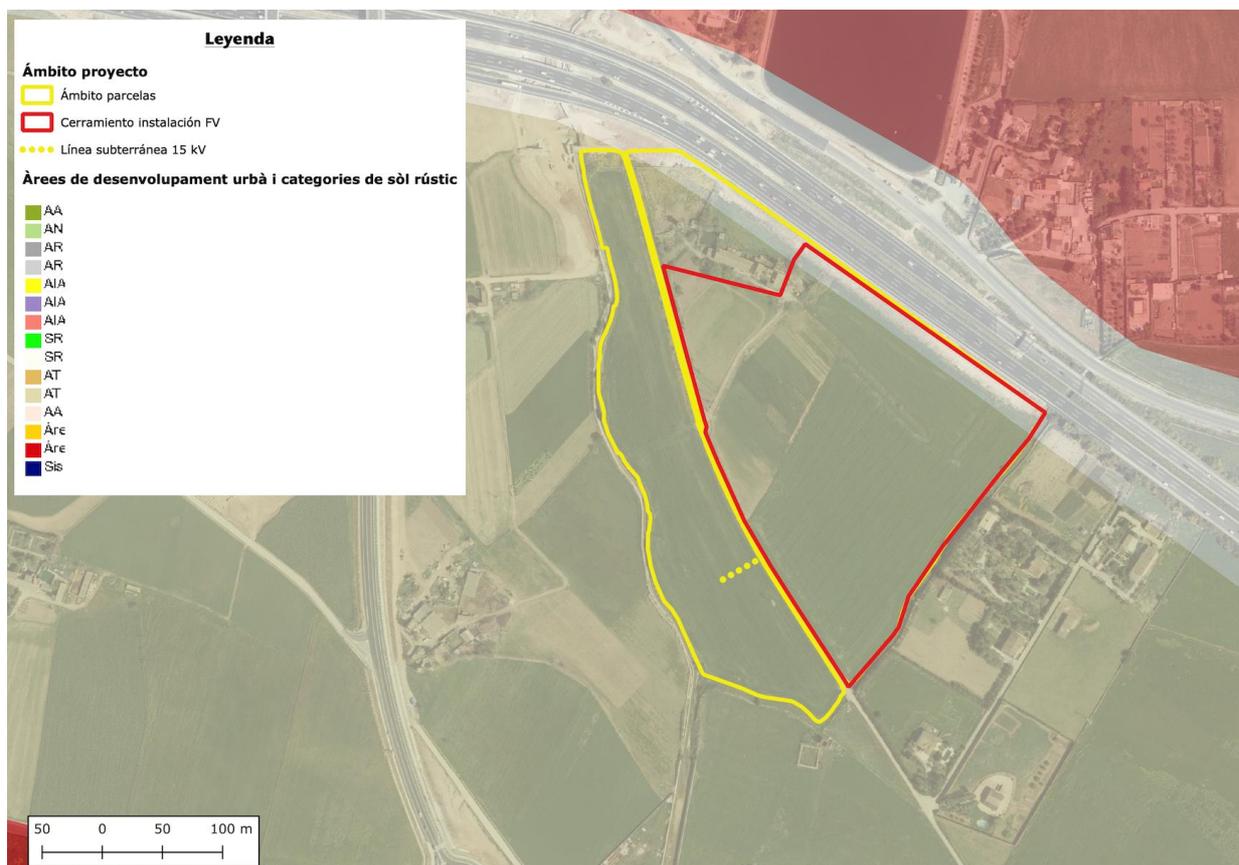
Las parcelas donde se prevé la planta fotovoltaica tienen la siguiente clasificación:

- Parcela 2 - Polígono 47 Suelo rústico ·AT Armonización (AT-H)
- Parcela 5 - Polígono 47 Suelo rústico · AT Armonización (AT-H)

El trazado de la red privada subterránea de alta tensión (interconexión entre planta FV y punto de conexión) discurrirá por:

- Parcela 2 Polígono 47 Rústico privado (parte planta FV)
- AT Harmonització

Clasificación del suelo en la ubicación de la planta FV y en el trazado de la línea

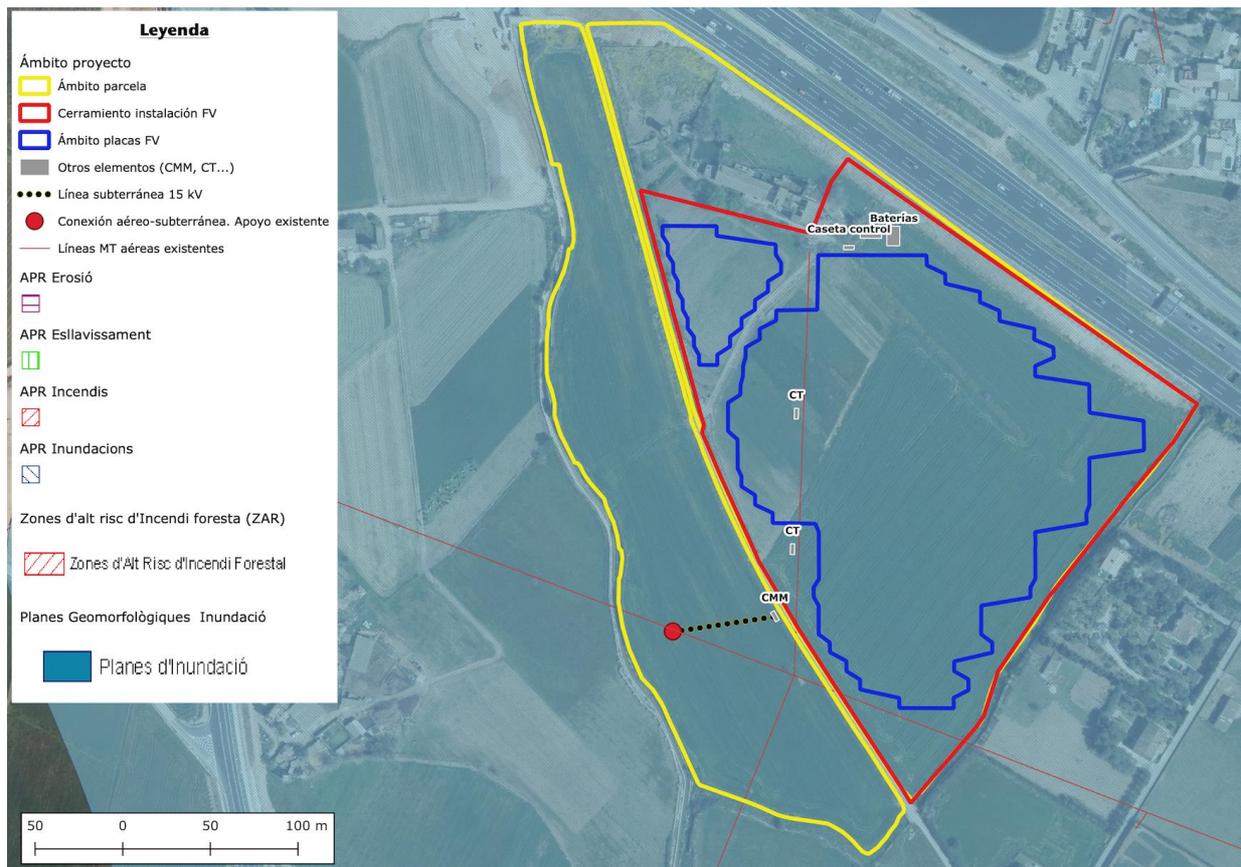


oterrada de alta tensión para conexión de la planta solar FV con su punto de conexión

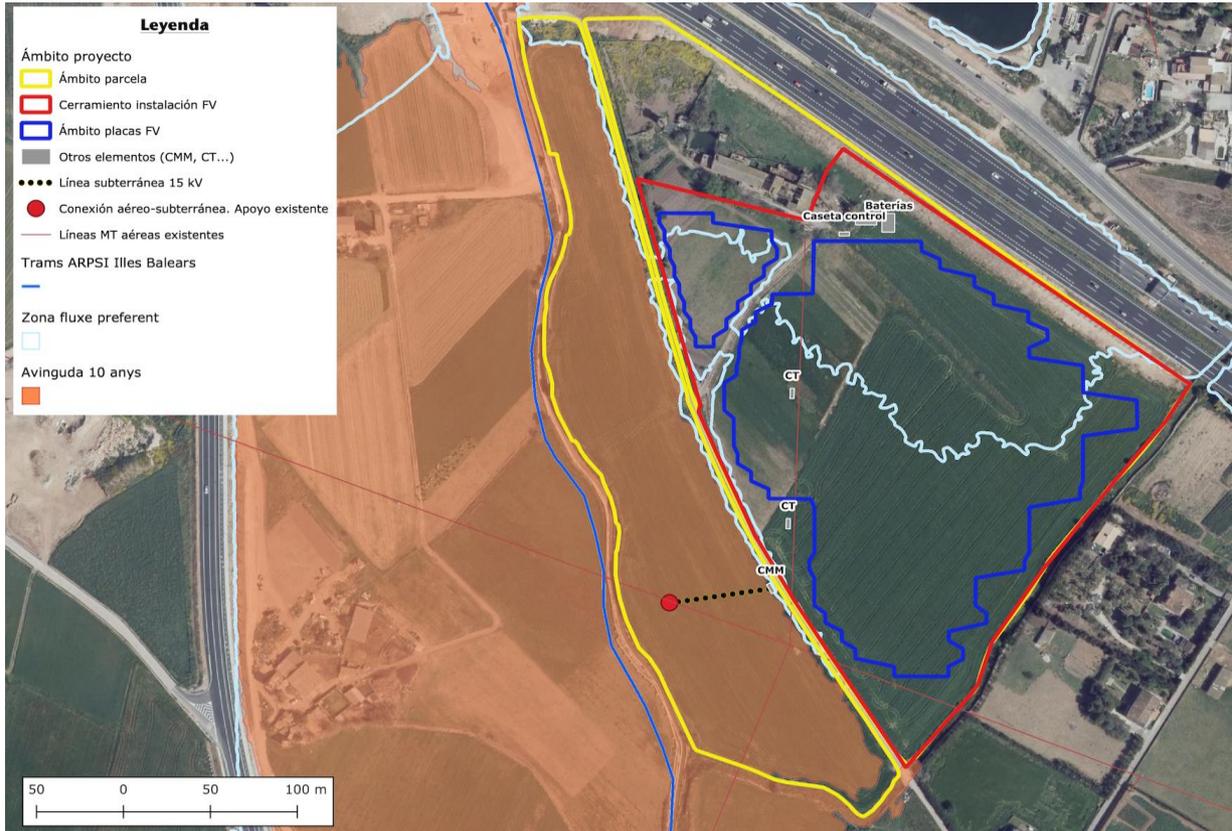
Según el Plan Territorial de Mallorca, en el ámbito de actuación del proyecto se encuentra en Área de Prevención de Riesgo (APR) de Inundación.

Además, se encuentra en zona potencialmente inundable según el Atlas de Delimitació Geomorfològica de Xarxes de Drenatge i Planes d'Inundació de les Illes Balears y en Área de Riesgo Potencial Significativo de Inundación (ARPSI), coincidiendo con la llanura de inundación del Torrent Gros.

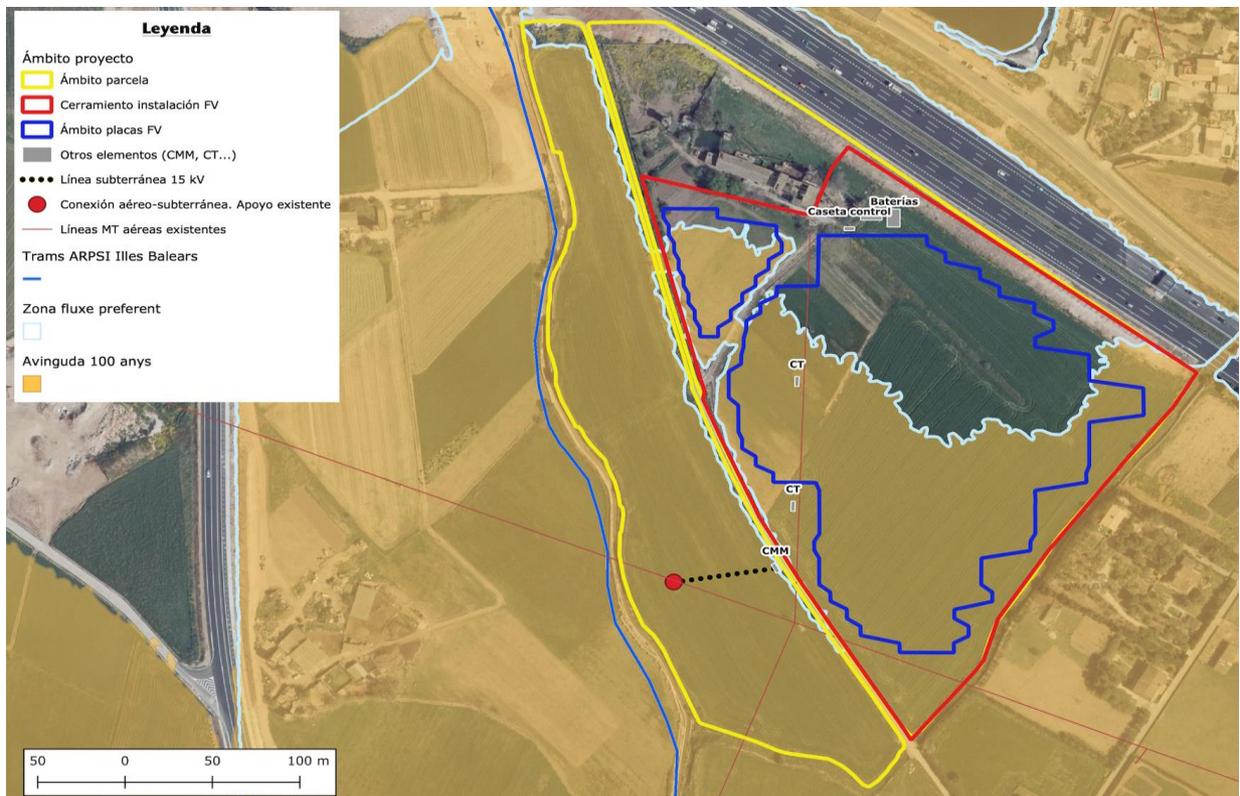
No aparecen otros riesgos en el ámbito del proyecto.



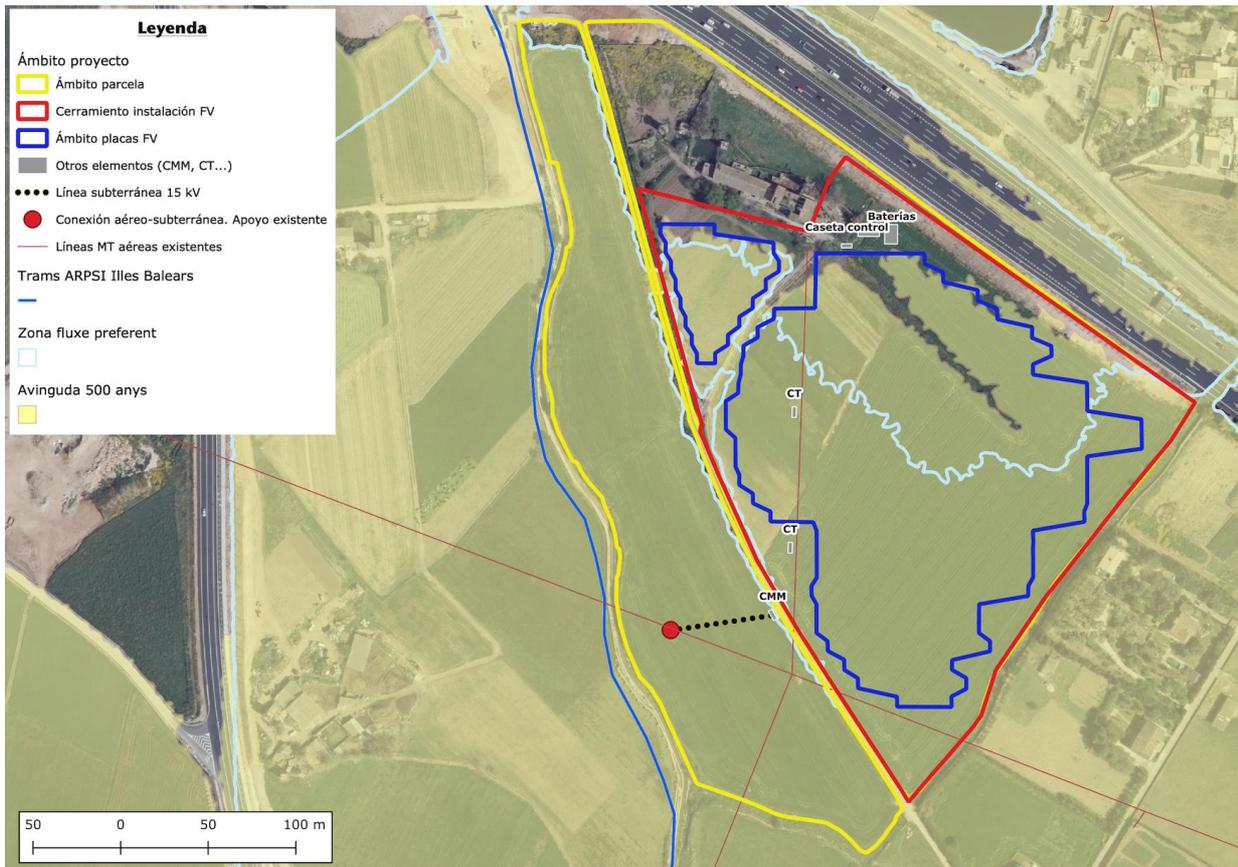
Avenida 10 años – zona flujo preferente



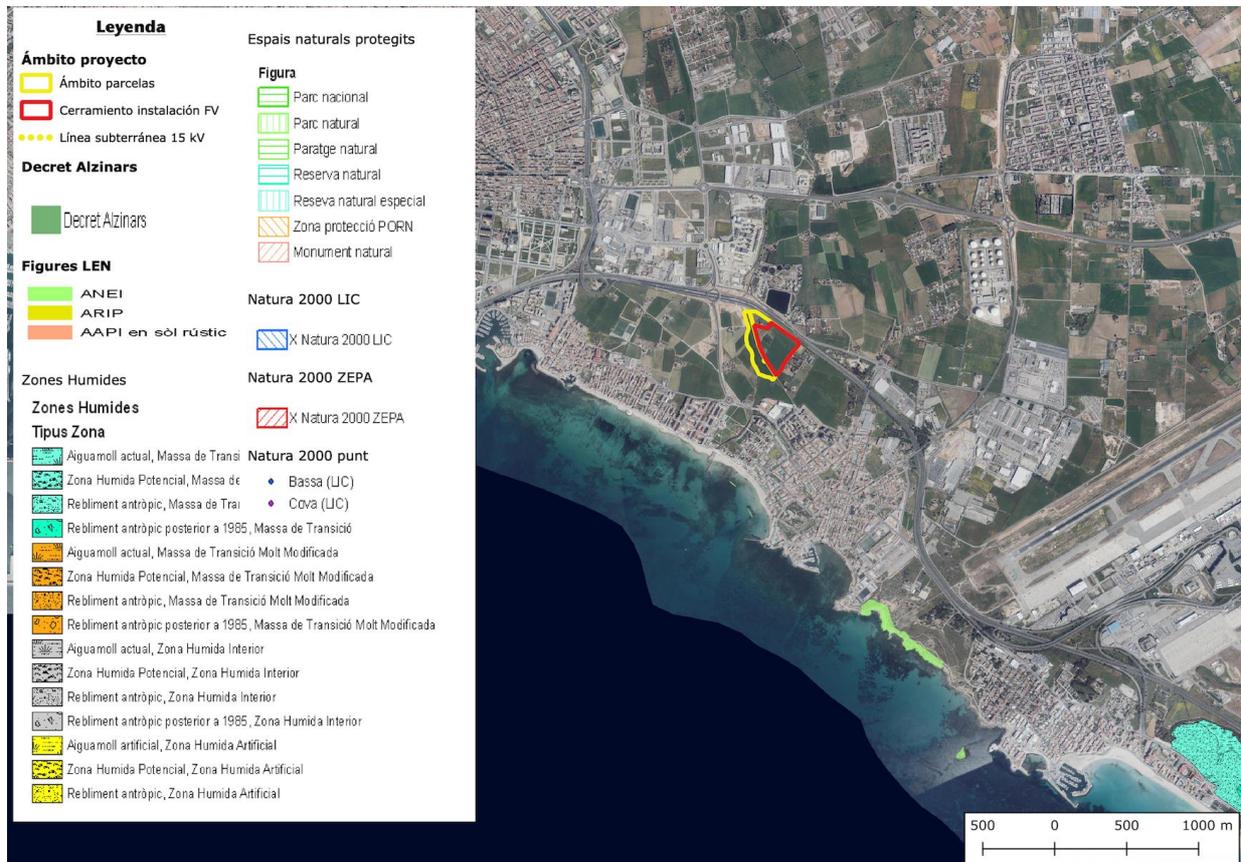
Avenida 100 años – zona flujo preferente



Avenida 500 años – zona flujo preferente



Espacios naturales protegidos: el ámbito de actuación no se encuentra en espacio natural protegido, ni próximo a estos espacios.



7.3.- IDONEIDAD DEL EMPLAZAMIENTO

El parque solar se realizará en el conjunto formado por las siguientes parcelas:

- Parcela 2 Polígono 47
- Parcela 5 Polígono 47

Se trata de una zona de aptitud fotovoltaica media y alta, según el mapa de aptitud fotovoltaica del Plan Director Sectorial Energético vigente.

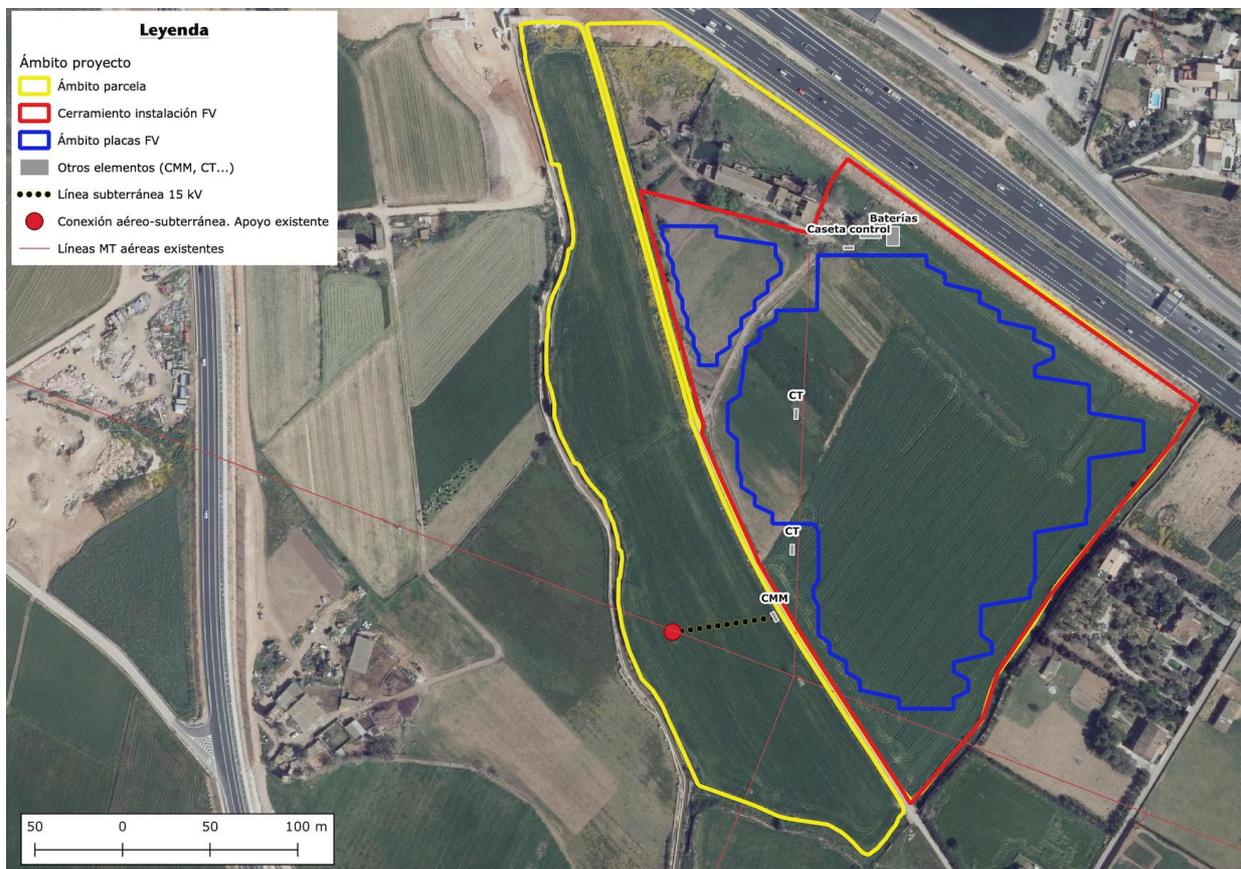
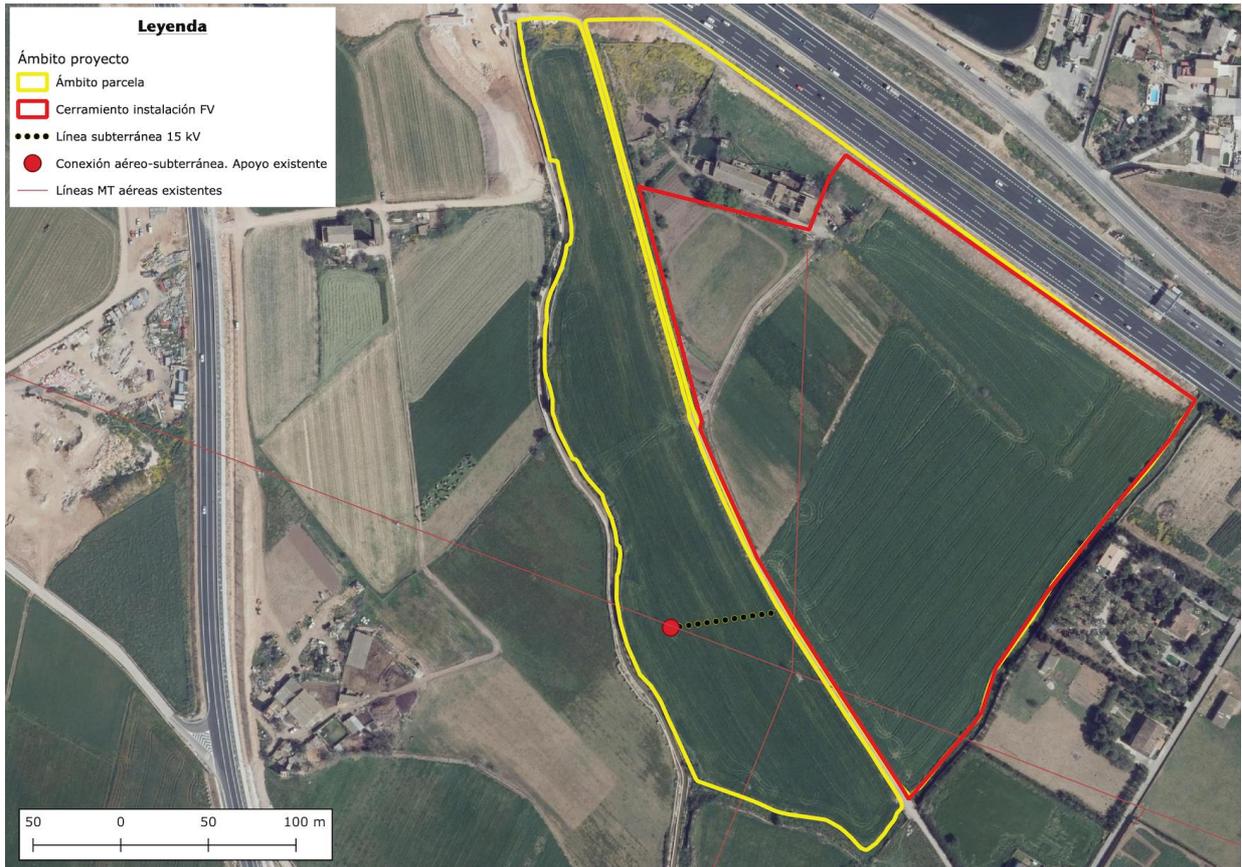
La geometría de la finca y su ubicación la hacen ideal para facilitar la ejecución de la planta fotovoltaica en modalidad de generación, almacenamiento y venta con conexión a red.

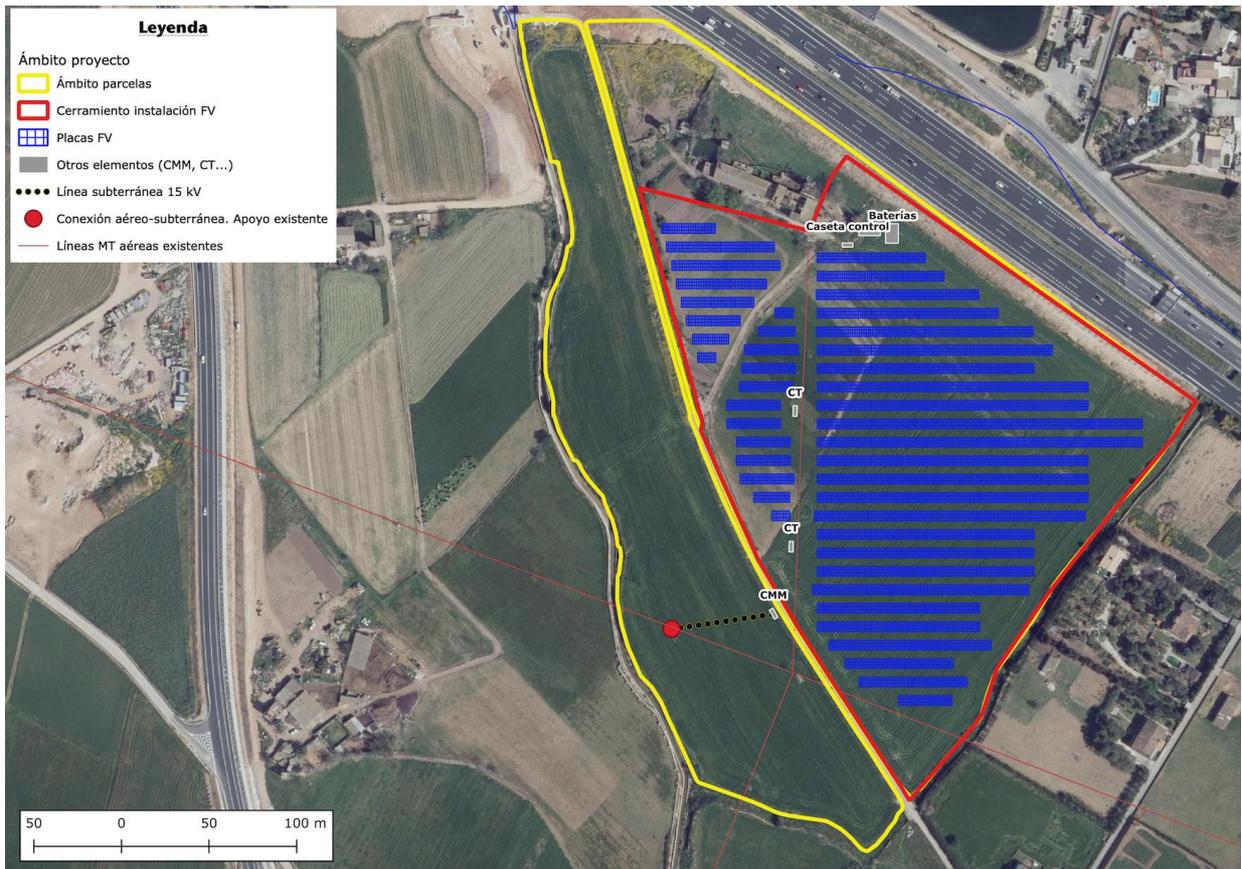
El terreno está prácticamente llano, con muy poca inclinación al sur (0,5% de pendiente media), sin obstáculos, encontrándose en estado de baja productividad agrícola.

Se podrán utilizar ovejas como sistema de control de la vegetación en la superficie afectada por el parque, evitando así el uso de herbicidas.

No se prevé barrera vegetal con las parcelas vecinas. Ello se justifica en el estudio de impacto ambiental.

Se realizará la implantación de los módulos fotovoltaicos respetando los retranqueos previstos en el PGOU de Palma de Mallorca.





8.- PLAN DIRECTOR SECTORIAL ENERGETICO

Al ser la superficie de la instalación inferior a 10 hectáreas, ésta se clasifica como tipo C según el Plan Director Sectorial Vigente en las Illes Balears.

Se tramitará la declaración de utilidad pública, por lo tanto, se aplicarán las medidas previstas en el anexo F del plan director sectorial energético de las islas baleares “MEDIDAS Y CONDICIONANTES PARA LA IMPLANTACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS”

8.1.- LOCALIZACIÓN Y ACCESO

8.1.1.- SOL-A01. LOCALIZACION

Dentro del ámbito del proyecto se priorizará la localización de las instalaciones en espacios de poco valor ambiental y campos de cultivo con baja productividad.

Se considera que el emplazamiento propuesto es un espacio de poco valor ambiental, dado que se trata de una zona de cultivo de muy baja rentabilidad.

8.1.2.- SOL-A02. TERRENOS LLANOS

Dentro del ámbito del proyecto se priorizará la localización en zonas llanas y, en cualquier caso, se minimizará la localización en terrenos con pendientes >20 % siempre que eso no suponga un inconveniente técnico en términos de aprovechamiento del recurso.

El terreno donde se prevé implantar la planta FV tiene una pendiente media del 0,5%

8.1.3.- SOL-A03. IMPERMEABILIZACION DEL TERRENO

Se minimizará la impermeabilización del suelo y, en general, esta tendrá que ser, tal como se recomienda en la bibliografía sobre el tema, <5 % de la superficie total de explotación.

La superficie impermeabilizada de suelo, considerando la ocupación de todos los edificios existentes es del 1,78%, inferior al 5%

8.1.4.- SOL-A04. DISTANCIA AL SUELO DE LOS MÓDULOS

Se tendrá que respetar una distancia mínima de 0,80 metros de los módulos con respecto al suelo para posibilitar una cubierta vegetal homogénea.

Se prevé una distancia mínima al suelo de 0,8 m, tal como se detalla en el plano nº 13.

8.1.5.- SOL-A05. MAPA DE SENSIBILIDAD AMBIENTAL

Una vez delimitada la zona donde se localizará la instalación, se efectuará un mapa de sensibilidad ambiental del espacio que integre el análisis de los elementos identificados en este plan con el fin de garantizar una adecuada integración ambiental del proyecto.

El mapa de sensibilidad ambiental está incluido en la documentación ambiental.

8.1.6.- SOL-A06. CAMINOS

En la medida en que se pueda, se utilizarán caminos existentes. En los nuevos caminos se priorizará el máximo aprovechamiento de los límites del parcelario y se minimizará la afectación en la vegetación existente. Presentarán una configuración lo más naturalizada posible (teniendo en cuenta las necesidades de circulación) y minimizarán los elementos artificiales de drenaje.

Se aprovecharán los caminos existentes. No se crearán accesos. La zona perimetral de circulación estará formada por la misma tierra natural, compactada.

Se considera que la configuración propuesta es lo más naturalizada posible dadas las necesidades de circulación.

No se prevén elementos artificiales de drenaje.

8.1.7.- SOL-A07. COMPATIBILIDAD

En caso de que las características del terreno lo hagan posible, las estructuras permitirán compatibilizar la producción solar con cultivos y con pastos de animales.

La estructura soporte permite compatibilizar la producción solar con el pasto de ovejas.

No prevén nuevos cultivos dada la baja productividad agrícola de las parcelas.

8.1.8.- SOL-A08. PARTICIPACION

Se realizarán procesos de participación ciudadana en el proyecto de implantación de instalaciones fotovoltaicas de tipo D.

No se prevé ningún proceso de participación ciudadana al ser una instalación con potencia instalada inferior a 5 MWp.

8.2- FASE DE OBRAS

8.2.1.- SOL-B01. FASE DE OBRAS

Se llevará a cabo la restauración ambiental de las zonas que puedan haber quedado afectadas a lo largo de la fase de obras, mediante preexistentes especies y autóctonas de la zona.

Se aplicará esta condición durante la ejecución de las obras.

8.2.2.- SOL-B02. FASE DE OBRAS

Se minimizarán los movimientos de tierras durante la fase de obras, con el fin de alterar tan poco como se pueda el relieve preexistente. Se priorizará la reutilización de las tierras dentro del ámbito de actuación. No se podrán aplicar áridos de ningún tipo sobre el terreno, estilo grava, para acondicionarlo.

Los únicos movimientos de tierras previstos son:

- las zanjas para canalizaciones eléctricas soterradas.
- la excavación para la cimentación de los 5 nuevos edificios prefabricados (CMM, almacén y 3 CTs) y los 3 SKIDs para baterías.

No se prevén movimientos de tierras para modificar rasantes del terreno en la zona donde se instalarán las estructuras fijas de placas solares.

No se prevé aplicar áridos de ningún tipo sobre el terreno, estilo grava, para acondicionarlo.

8.2.3.- SOL-B03. FASE DE OBRAS

Los procedimientos de obras tendrán en cuenta el establecimiento de acciones para evitar derrames accidentales en las diversas fases de su desarrollo.

Se aplicará esta condición durante la ejecución de las obras.

8.2.4.- SOL-B04. FASE DE OBRAS

Con el fin de evitar la emisión de gases contaminantes, la maquinaria estará sujeta a las revisiones periódicas correspondientes y a las medidas pertinentes para minimizar la producción de polvo.

Se aplicará esta condición durante la ejecución de las obras.

8.2.5.- SOL-B05. FASE DE OBRAS

Se preverán procedimientos regulares de riego de los caminos y espacios de trabajo para minimizar la generación de polvo y partículas.

Se aplicará esta condición durante la ejecución de las obras.

8.2.6.- SOL-B06. FASE DE OBRAS

Se priorizará la realización de los trabajos más ruidosos en épocas de menos afectación para la fauna. En este sentido se evitarán o minimizarán las actuaciones durante épocas de reproducción y en horarios nocturnos.

Se aplicará esta condición durante la ejecución de las obras.

8.2.7.- SOL-B07. FASE DE OBRAS

Habrà que realizar una prospección arqueológica de los terrenos sujetos a las obras.

Se aplicará esta condición durante la ejecución de las obras.

8.2.8.- SOL-B08. FASE DE OBRAS

En caso de que por necesidades de construcción haya que ensanchar algunos caminos, se llevarán a cabo las actuaciones de revegetación y restauración de las áreas que puedan haber quedado afectadas.

No se prevé ensanche de caminos.

8.2.9.- SOL-B09. FASE DE OBRAS

El sistema de anclaje se hará mediante pernos perforadores o sistema equivalente.

Se prevé un sistema de anclaje de la estructura mediante pernos perforadores.

8.3.- USO, MANTENIMIENTO Y DESMANTELAMIENTO

8.3.1.- SOL-C01. USO

Se gestionarán adecuadamente los residuos generados con motivo de las diversas actuaciones asociadas a las infraestructuras fotovoltaicas, de modo que se minimicen los efectos negativos sobre el medio.

Se aplicará esta condición durante la ejecución de las obras.

8.3.2.- SOL-C02. USO Y MANTENIMIENTO

Se recomienda la utilización de medios mecánicos o animales para la eliminación de la vegetación, y evitar el uso de herbicidas.

Se prevé el control de vegetación con medios mecánicos y pasto de ovejas.

8.3.3.- SOL-C03. USO Y MANTENIMIENTO

En los proyectos se especificará qué sistemas se usarán para combatir la acumulación de sal o de polvo sobre las placas con el fin de poder evaluar su impacto y evitar la afectación sobre el rendimiento de las placas.

Se prevé la limpieza esporádica de forma manual con agua y un paño, cuando los paneles estén muy sucios o cada 6 meses.

8.3.4.- SOL-C04. DESMANTELAMIENTO

El explotador de la instalación será el responsable del desmantelamiento de las instalaciones y de la restauración del estado natural del emplazamiento previo a la ejecución de la instalación fotovoltaica. Este desmantelamiento incluye todas las instalaciones auxiliares y las redes de evacuación de la energía. Las condiciones de la ejecución de este desmantelamiento seguirán las mismas directrices que la fase de obras.

El promotor cumplirá esta condición.

8.4.- PAISAJE

8.4.1.- SOL-D01. PAISAJE

Se estudiará la viabilidad económica, técnica y ambiental de soterrar el trazado de las líneas eléctricas que sean necesarias para la ejecución de las instalaciones fotovoltaicas, de modo que se limite su impacto visual. Se priorizará la localización de las zanjas en paralelo en los caminos y se minimizará su longitud. Se recubrirán las zanjas con tierra vegetal para permitir su revegetación. No se realizarán zanjas para el paso del cableado de conexión entre paneles, y se pasará el cableado bien sujetado por debajo de los paneles.

Las nuevas líneas eléctricas previstas serán soterradas, de mínima longitud.

Se prevé recubrirán las zanjas con tierra vegetal para permitir su revegetación.

No se realizarán zanjas para el paso del cableado de conexión entre paneles.

Se pasará el cableado bien sujetado a la estructura, por debajo de los paneles.

8.4.2.- SOL-D2. PAISAJE

Se tomarán en consideración las características orográficas del ámbito para emplazar la instalación allí donde se provoque menos impacto visual y paisajístico. Se valorará el impacto acumulativo derivado de la instalación de una nueva instalación fotovoltaica próxima o adyacente a una instalación preexistente o en trámite. Se realizará un análisis de alternativas de localización y de ventajas e inconvenientes de la posible implantación en terrenos más alejados de la instalación preexistente o en trámite.

La instalación existente más próxima es el parque solar FV de Son Falconer (RE 038/07), ubicado a 9,3 km de distancia.

En la documentación ambiental se valora el impacto acumulativo.

8.4.3.- SOL-D3. PAISAJE

Se fija una altura máxima de 4 metros para las instalaciones fotovoltaicas sobre el terreno. Teniendo en cuenta que esta altura máxima lo hace posible, siempre que sea posible se utilizarán elementos arbóreos para el apantallamiento de estas instalaciones.

Las instalaciones a ejecutar tendrán una altura inferior o igual a 2,8 metros.

Los nuevos edificios a ejecutar tendrán una altura inferior o igual a 3,2 metros (cubierta de teja árabe incluida).

8.4.4.- SOL-D4. PAISAJE

Habrá que diseñar los caminos, las plataformas y las construcciones asociadas a la instalación de forma que se minimice su impacto sobre el entorno próximo. Los materiales, colores y composición de estas construcciones se adaptarn al entorno donde se localicen.

La construcción asociada a la instalación FV (edificios prefabricados) se han diseñado para el mínimo impacto sobre el entorno próximo.

El material y color se ha adaptado a dicho entorno.

Dispondrn de cubierta de teja  rabe.

8.4.5.- SOL-D5. PAISAJE

Otros elementos auxiliares, como pueden ser las vallas o luminarias, priorizarán la simplicidad y la menor incidencia visual. Con referencia a las vallas, habrá que garantizar su permeabilidad, en caso de localizarse en emplazamientos situados en corredores de fauna terrestre conocidos.

Si se prevén vallas con base con pared, se abrirán pasos para la fauna en la base de estas paredes.

No se pondr  alambre de p as.

En caso de que se prevea una barrera vegetal, esta será de plantas autóctonas de bajo requerimiento hídrico, con una densidad suficiente que asegure la menor visibilidad de las placas desde los núcleos de población y las carreteras más próximos.

Se mantendrá una distancia mínima de 3 metros entre el límite de parcela y la instalación o vallado perimetral (si se prevé) con el objetivo de que en estos tres metros se ubique la vegetación que tiene la función de apantallamiento.

Si se prevén paredes secas que hagan medianera con los caminos públicos, se levantarán hasta la altura máxima fijada en los instrumentos en el planeamiento vigente si no hay posibilidad de otras opciones de apantallamiento que se consideren más integradas en el entorno.

No se prevé barrera vegetal que asegure la menor visibilidad de las placas desde las parcelas adyacentes. Se justifica en la documentación ambiental.

Se prevé una distancia mínima de 5 metros (superior a 3 m) entre el límite de las parcelas y la instalación fotovoltaica.

Se prevé colocar una valla metálica de 2 m como cerramiento de la planta FV.

8.4.6.- SOL-D6. PAISAJE

El proyecto tendrá que ir acompañado de un anexo de incidencia paisajística que valore la incidencia sobre el entorno y que incluya:

- Valores y fragilidad del paisaje donde se localiza el proyecto.
- Descripción detallada del emplazamiento, análisis completo de las visibilidades, evaluación de diferentes alternativas de ubicación y delimitación concreta de la cuenca visual. Habrá que realizar análisis de cuencas visuales desde varios puntos de referencia (núcleos de población o zonas habitadas, puntos elevados, vías de comunicación). En caso de que se hagan fotomontajes hará falta que estos se hagan de forma esmerada a partir de la combinación de fotografías panorámicas e imágenes tridimensionales del terreno y la instalación, a partir de la utilización de sistemas de información geográfica. Aparte de los elementos asociados a la instalación será preciso tener en cuenta la afectación derivada de las redes de evacuación y analizar el proyecto desde un punto de vista integral.
- Se deberá tener en cuenta el posible efecto acumulativo que implique la covisibilidad con otras instalaciones o actividades próximas o localizadas en la misma cuenca visual y no evaluar el proyecto de forma aislada.
- Establecimiento de medidas de integración paisajística.

[Se adjunta anexo de incidencia paisajística en la documentación ambiental.](#)

8.5.- IMPACTO ATMOSFERICO

8.5.1.- SOL-E01. IMPACTO ATMOSFERICO

Con el fin de evitar la dispersión lumínica se utilizarán modelos de luminarias que garanticen una máxima eficiencia en la iluminación del espacio que tenga que ser iluminado, y que prevean, asimismo, un correcto direccionamiento del haz luminoso.

No se prevé alumbrado en la instalación fotovoltaica.

8.5.2.- SOL-E02. IMPACTO ATMOSFERICO

Se tendrá que prever la no afectación a otras actividades derivadas de posibles reflejos producidos por los paneles fotovoltaicos.

Los paneles fotovoltaicos no producen reflejos. Se aprovecha la radiación solar, por lo que toda radiación reflejada sería energía no aprovechada por el panel, por ello el vidrio de los módulos tiene una capa anti-reflejante, la cual mitiga la reflexión de la luz sobre el módulo, para incrementar la eficiencia y que a su vez evita que se produzca el deslumbramiento

8.6.- AREAS DE PROTECCION DE RIESGO

8.6.1.- SOL-F01. PROTECCION DE RIESGOS

Se evitará la afectación en zonas delimitadas como de protección de riesgo (por inundación, erosión, desprendimiento o incendio) en los instrumentos territoriales disponibles y confirmados en el ámbito local.

Según el Plan Territorial de Mallorca, en el ámbito de actuación del proyecto se encuentra en Área de Prevención de Riesgo (APR) de Inundación.

Además, se encuentra en zona potencialmente inundable según el Atlas de Delimitació Geomorfològica de Xarxes de Drenatge i Planes d'Inundació de les Illes Balears y en Área de Riesgo Potencial Significativo de Inundación (ARPSI), coincidiendo con la llanura de inundación del Torrent Gros.

No obstante, se ha diseñado el proyecto teniendo en cuenta el riesgo de inundación, evitando la creación de efecto barrera que pudieran incrementar o modificar dicho riesgo.

8.6.2.- SOL-F02. INUNDACIONES

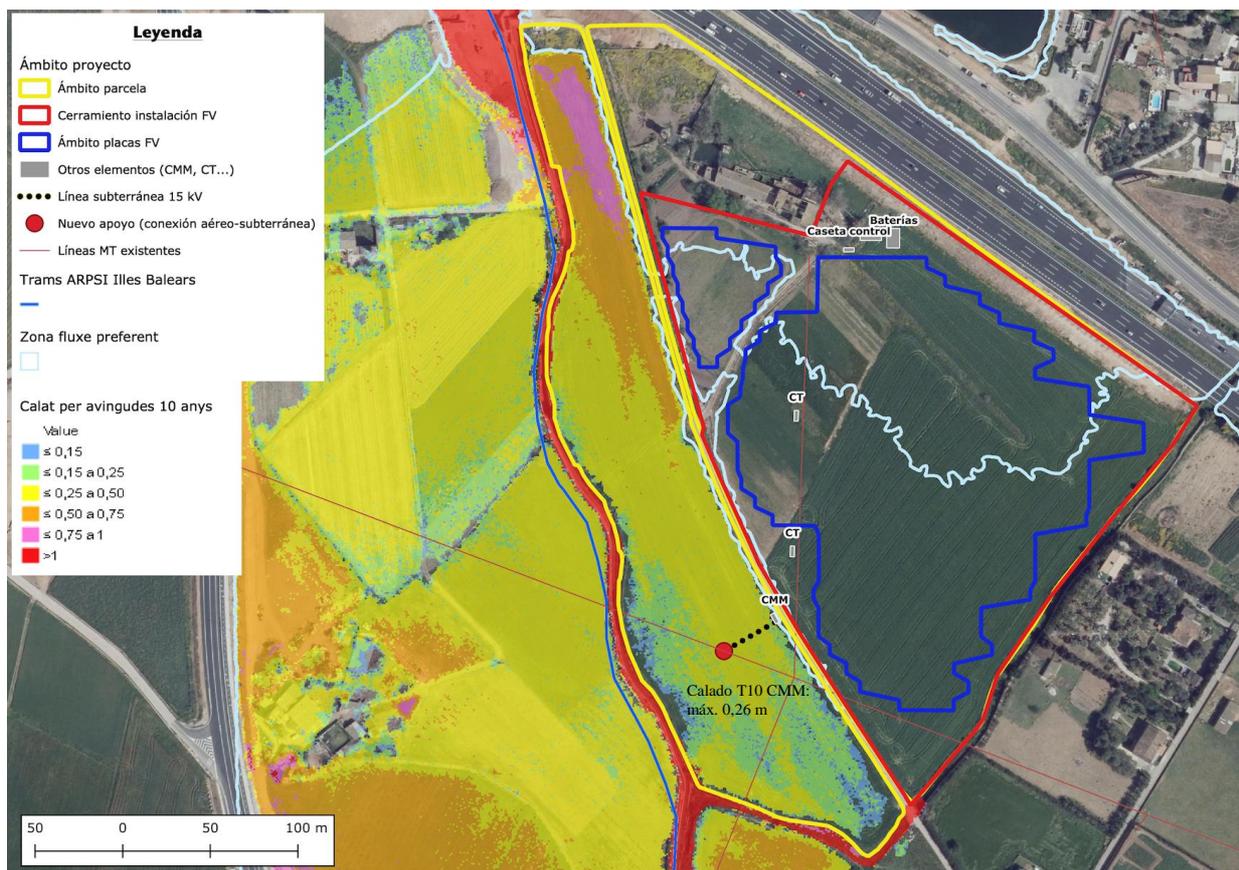
En caso de que se detecte un posible riesgo de inundación, se hará un estudio específico de inundabilidad que evalúe la no afectación de la instalación al régimen hídrico.

Tal y como se ha indicado, el ámbito de actuación del proyecto se encuentra en Área de Prevención de Riesgo (APR) de Inundación.

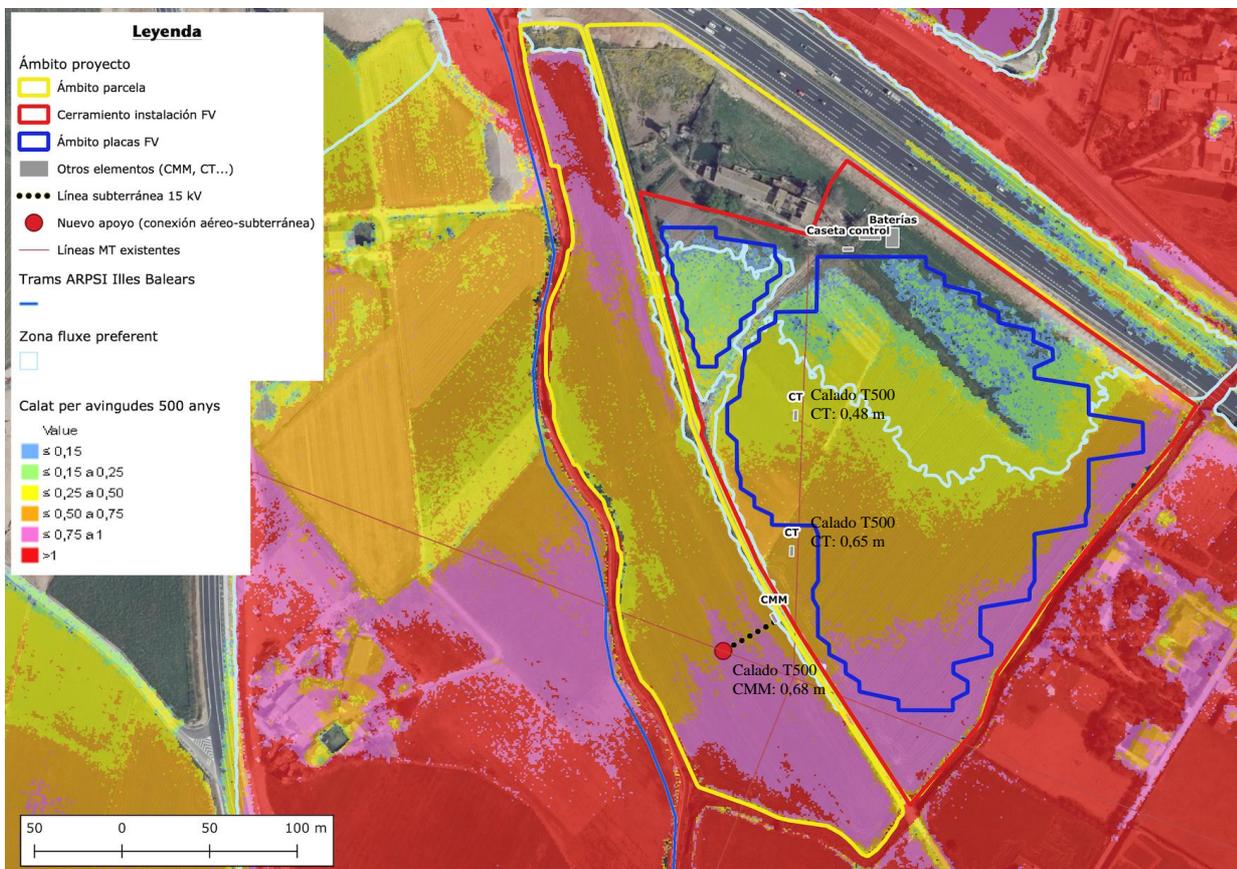
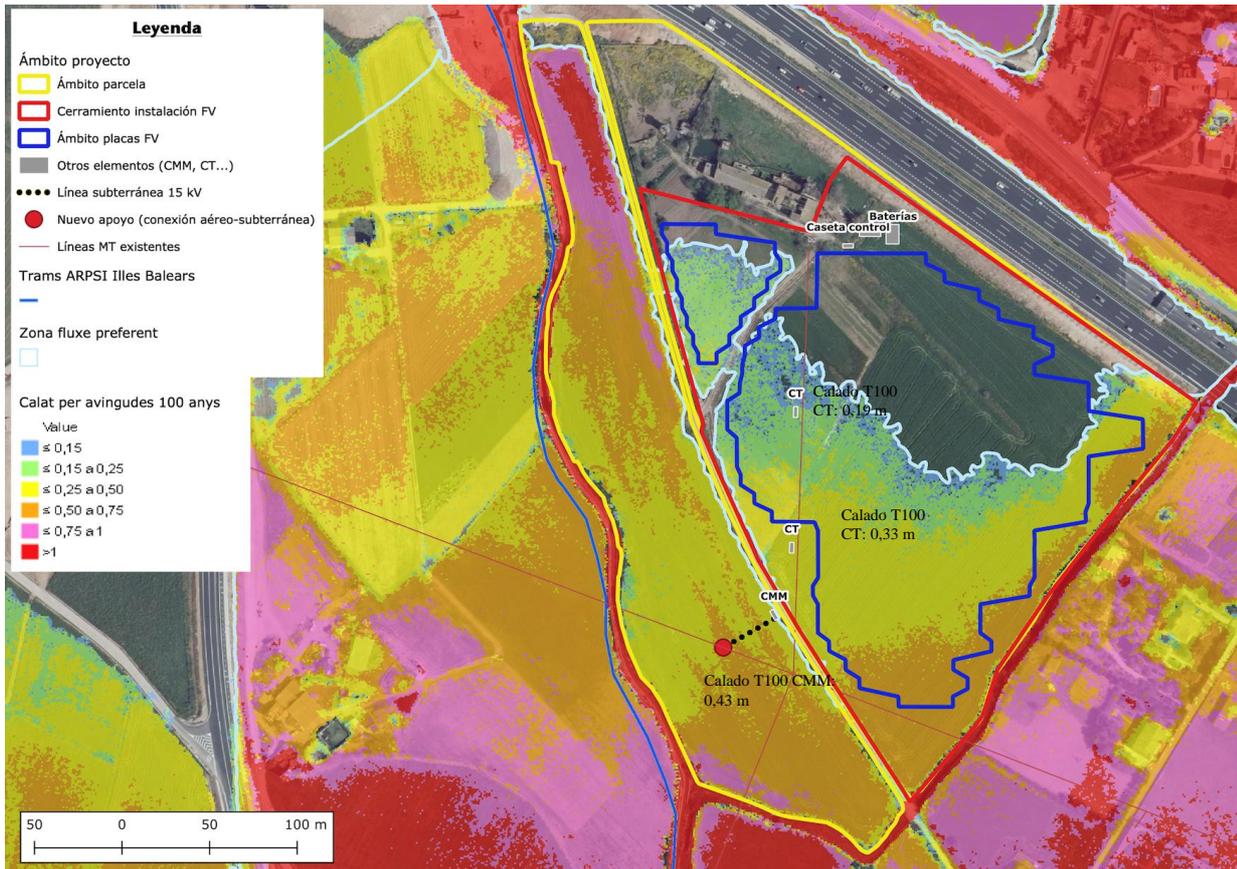
Además, se encuentra en zona potencialmente inundable según el Atlas de Delimitació Geomorfològica de Xarxes de Drenatge i Planes d'Inundació de les Illes Balears y en Área de Riesgo Potencial Significativo de Inundación (ARPSI), coincidiendo con la llanura de inundación del Torrent Gros.

No obstante, se ha diseñado el proyecto teniendo en cuenta el riesgo de inundación.

Se incluye el estudio de inundabilidad y la justificación de no afección al régimen hídrico



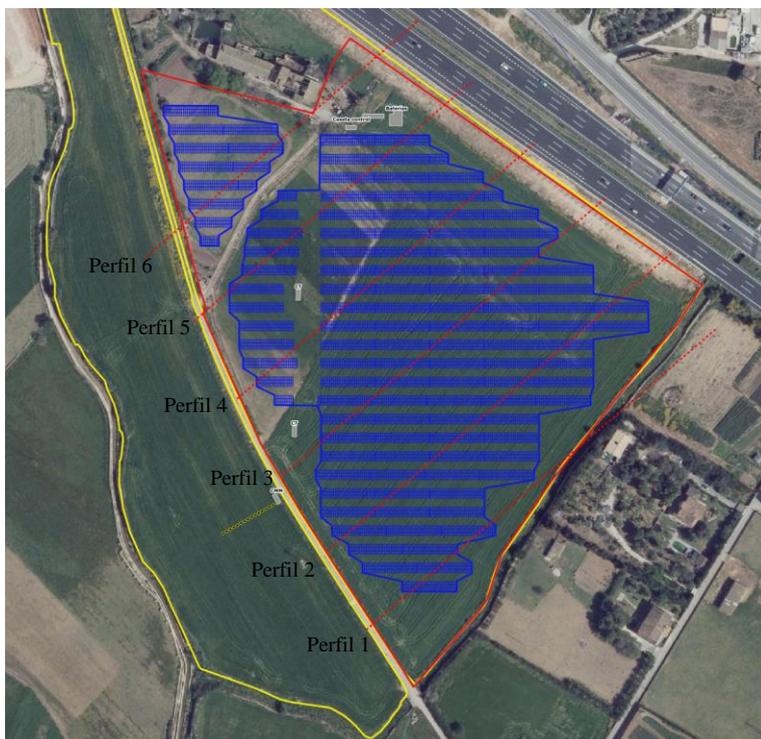
en la documentación ambiental.



Tal y como puede observarse, los calados obtenidos para las casetas y las edificaciones previstas por el proyecto son:

- Calado T500: no son superiores a 0,68 m ni inferiores a 0,48 m.
- Calado T100: van de 0,19 m a 0,43 m.

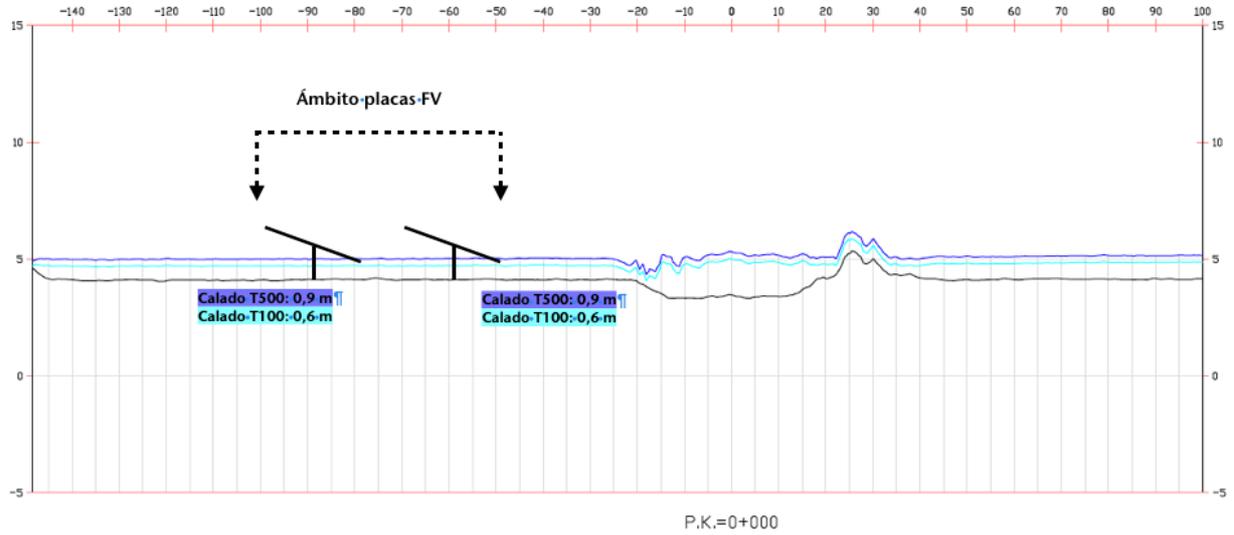
Por otro lado, tal y como puede observarse en los anteriores mapas y en los siguientes perfiles, el calado en la zona donde se implantarán las placas FV no superarán 1 m (para T500) y 0,75 m (para T100).



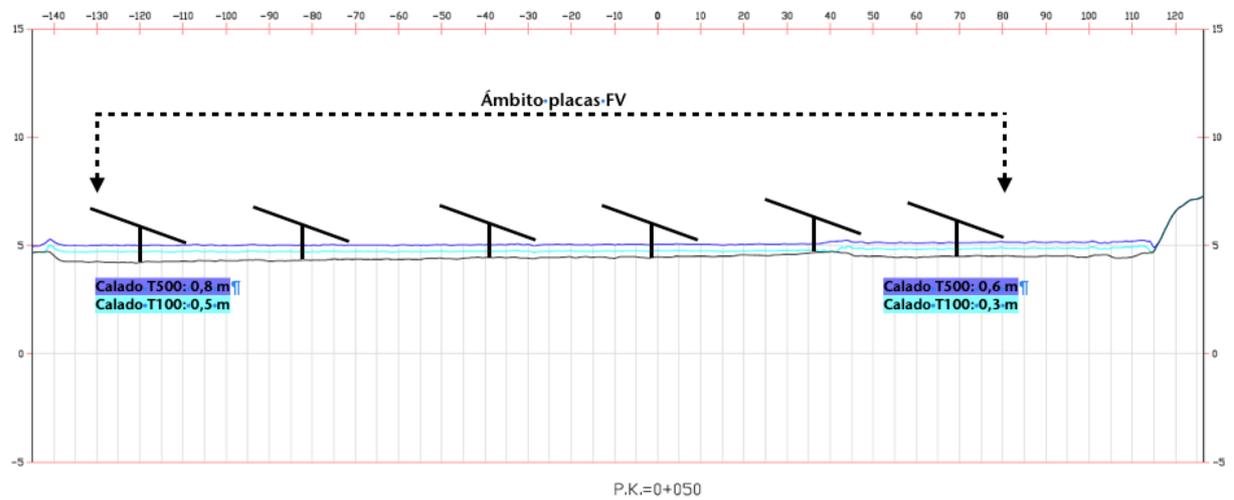
Localización de los perfiles.

Perfiles obtenidos en el Estudio de Inundabilidad incluido en la documentación ambiental.

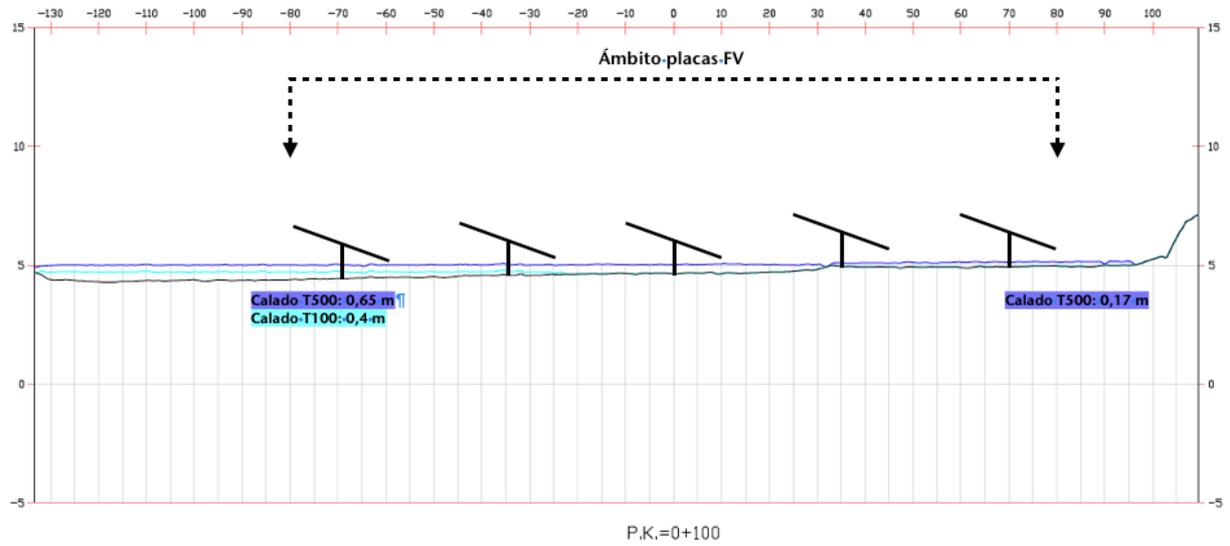
PERFIL 1



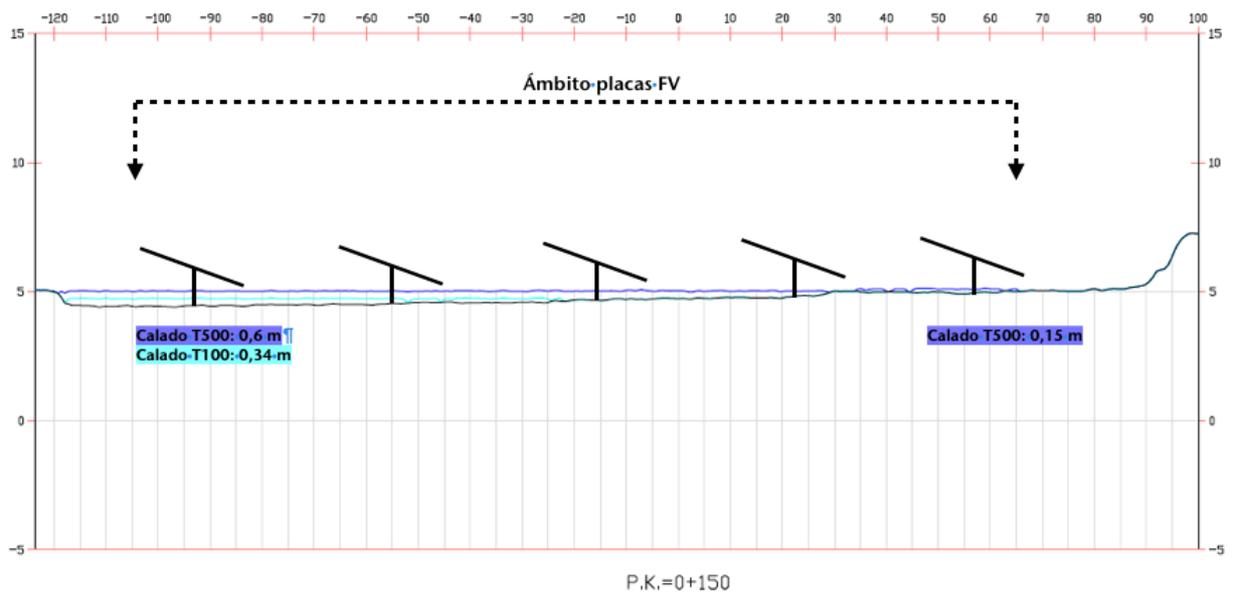
PERFIL 2



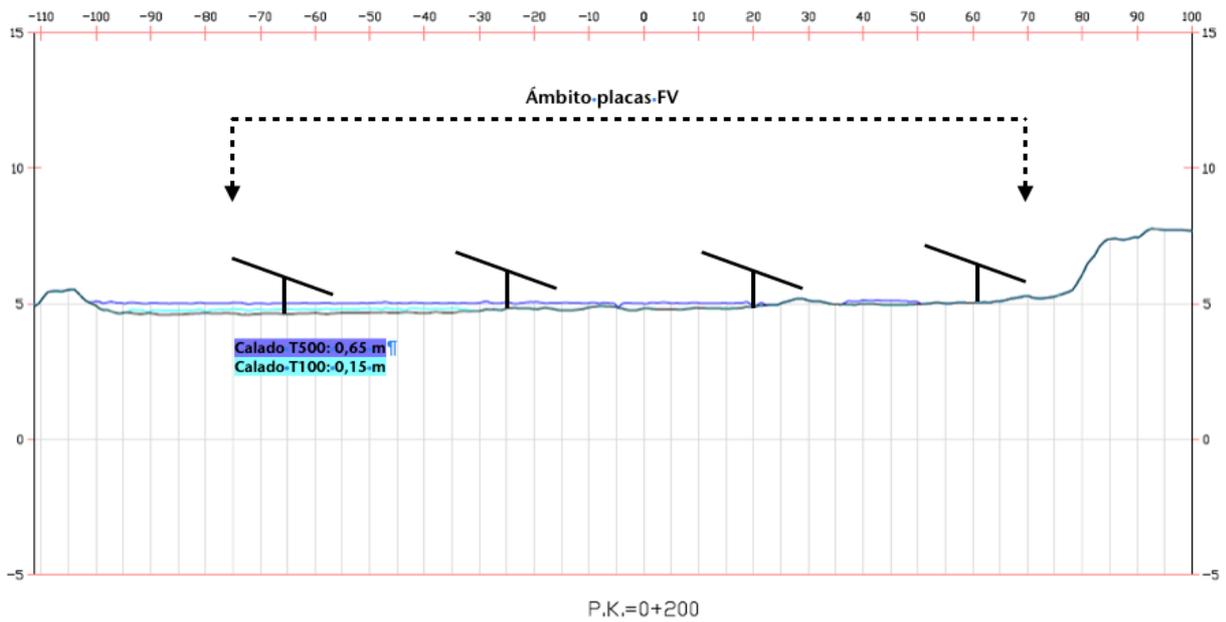
PERFIL 3



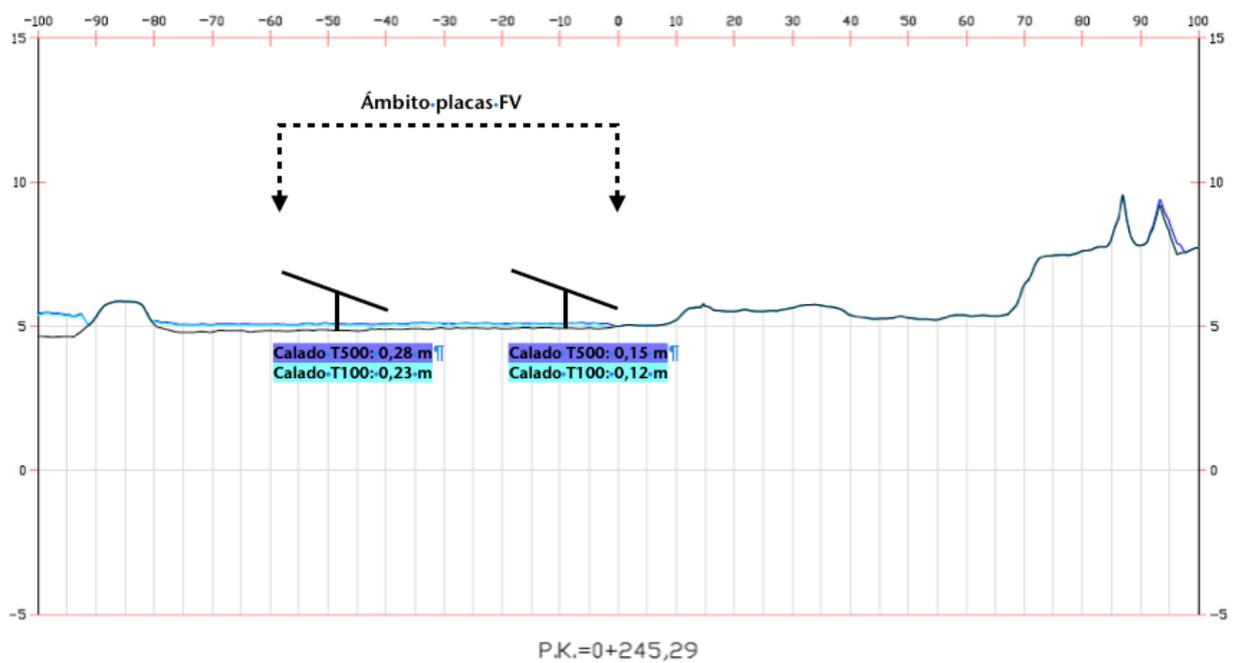
PERFIL 4



PERFIL 5



PERFIL 6



El proyecto se ha diseñado teniendo en cuenta el riesgo de inundación:

- Las nuevas edificaciones prefabricadas (CMM y CTs) se situarán sobre elevadas para evitar que las instalaciones puedan verse afectadas por la crecida del Torrent Gros.
- Las redes previstas serán subterráneas, exceptuando la conexión de los módulos a los inversores, que discurrirán por el interior de una bandeja homologada (instalación superficial situada en todo caso en una altura superior a la cota inundable) o bajo tubo corrugado homologado (instalación enterrada).
- Las placas FV se sitúan a una distancia mínima de 0,8 m respecto al suelo, y tal como se ha indicado, las conexiones en los módulos se situarán a una altura superior a la cota inundable.

Se considera que el proyecto no generará efecto “barrera” que pudiera incrementar o modificar el riesgo de inundación dado que:

- La implantación de las placas se desarrolla anclada en el terreno mediante perfiles metálicos, sin transformación del mismo, sin crear efecto “barrera”. El terreno conserva la estructura y la vegetación. Se respetará una distancia mínima de 0,80 metros de los módulos con respecto al suelo para posibilitar una cubierta vegetal homogénea, manteniéndose características para la presencia de fauna propia de hábitats agrícolas, y permitiendo la recuperación del estado preoperacional si se abandona la actividad.
- La superficie pavimentada es extremadamente reducida <2%:
 - CMM: 14,47 m²
 - CTs: 28,97 m²
 - Caseta control: 21 m²
 - Elementos de las baterías: 70,67 m²

Por otro lado, el proyecto se desarrolla parcialmente en Zona de Flujo Preferente, donde, según el artículo 9 bis del Reglamento de Dominio Público Hidráulico, existen una serie de limitaciones a los usos:

1. En los suelos que se encuentren en la fecha de entrada en vigor del Real Decreto 638/2016, de 9 de diciembre, en la situación básica de suelo rural del texto refundido de la Ley de Suelo y Rehabilitación Urbana aprobado por el Real Decreto Legislativo 7/2015, de 30 de octubre, no se permitirá la instalación de nuevas:

a) Instalaciones que almacenen, transformen, manipulen, generen o viertan productos que pudieran resultar perjudiciales para la salud humana y el entorno (suelo, agua, vegetación o fauna) como consecuencia de su arrastre, dilución o infiltración, en particular estaciones de suministro de carburante, depuradoras industriales, almacenes de residuos, instalaciones eléctricas de media y alta tensión; o centros escolares o sanitarios, residencias de personas mayores, o de personas con discapacidad, centros deportivos o grandes superficies comerciales donde puedan darse grandes aglomeraciones de población; o parques de bomberos, centros penitenciarios, instalaciones de los servicios de Protección Civil.

Se ha diseñado el proyecto teniendo en cuenta el riesgo de inundación. Todas las instalaciones eléctricas de media tensión discurrirán soterradas o se situarán a una cota superior a la máxima inundable para el periodo T500, de modo que no puedan verse afectadas por una posible crecida del Torrent Gros y por tanto no puedan producirse situaciones que pudieran resultar perjudiciales para la salud humana y el entorno.

Además, debe tenerse en cuenta que todas las instalaciones cumplirán con las medidas de seguridad establecidas por la legislación vigente.

La red pública de evacuación se conectará a un apoyo existente, situado en zona de flujo preferente. Para el adecuado funcionamiento de la red, será necesario substituir el apoyo existente en la misma ubicación (no se plantean alternativas de ubicación del apoyo dado que eso supondría modificar la red existente). Tanto el nuevo apoyo como la conexión aéreo subterránea de la línea, cumplirán con las medidas con las medidas de seguridad establecidas por la normativa vigente.

La caseta de control (que dispondrá de una fosa séptica) y los contenedores de baterías se situarán fuera de la zona de flujo preferente.

b) Edificaciones, obras de reparación o rehabilitación que supongan un incremento de la ocupación en planta o del volumen de edificaciones existentes, cambios de uso que incrementen la vulnerabilidad de la seguridad de las personas o bienes frente a las avenidas, garajes subterráneos, sótanos y cualquier edificación bajo rasante e instalaciones permanentes de aparcamientos de vehículos en superficie.

Por criterios técnicos del proyecto, es necesario ubicar el CMM y dos CT en zona de flujo preferente.

En relación al CMM, la ubicación viene determinada por los siguientes factores:

- Ubicación del punto de conexión a la LMT Molinar aprobado: la línea de MT Molinar y el apoyo al que se conectará la red de evacuación de 15 kV se encuentran en zona de flujo preferente, no pudiéndose plantear alternativas en el interior de la parcela.
- Para dar cumplimiento a la normativa, es necesario que el CMM sea accesible a través de vial público. La ubicación seleccionada es la más próxima al punto de conexión aprobado y al viario público.

En relación a los centros de transformación (CTs), su ubicación viene determinada por la cercanía a los grupos de inversores de los que se alimenta.

En cualquier caso, se trata de edificaciones de muy reducida superficie (14,47 m² y 2x14,47 m²), que se considera no modificarán el riesgo de inundación.

Además, tal y como se ha indicado, las edificaciones se situarán sobre elevadas para evitar que las instalaciones puedan verse afectadas por la crecida del Torrent Gros.

c) Acampadas, zonas destinadas al alojamiento en los campings y edificios de usos vinculados.

No guarda relación con el proyecto.

d) Depuradoras de aguas residuales urbanas, salvo en aquellos casos en los que se compruebe que no existe una ubicación alternativa o, en el caso de pequeñas poblaciones, que sus sistemas de depuración sean compatibles con las inundaciones. En estos casos excepcionales, se diseñarán teniendo en cuenta, además de los requisitos previstos en los artículos 246 y 259 ter, el riesgo de inundación existente, incluyendo medidas que eviten los eventuales daños que puedan originarse en sus instalaciones y garantizando que no se incremente el riesgo de inundación en el entorno inmediato, ni aguas abajo. Además, se informará al organismo de cuenca de los puntos de desbordamiento en virtud de la disposición adicional segunda. Quedan exceptuadas las obras de conservación, mejora y protección de las ya existentes.

No guarda relación con el proyecto. El proyecto ha previsto una fosa séptica situada fuera de la zona de flujo preferente.

e) Invernaderos, cerramientos y vallados que no sean permeables, tales como los cierres de muro de fábrica estancos de cualquier clase.

El proyecto ha previsto cerramientos permeables.

f) Granjas y criaderos de animales que deban estar incluidos en el Registro de explotaciones ganaderas.

No guarda relación con el proyecto.

g) Rellenos que modifiquen la rasante del terreno y supongan una reducción significativa de la capacidad de desagüe. Este supuesto no es de aplicación a los rellenos asociados a las actuaciones contempladas en el artículo 126 ter, que se registrarán por lo establecido en dicho artículo.

No se han previsto rellenos que modifiquen la rasante del terreno.

h) Acopios de materiales que puedan ser arrastrados o puedan degradar el dominio público hidráulico o almacenamiento de residuos de todo tipo.

Los acopios se situarán fuera de la zona de flujo preferente.

i) Infraestructuras lineales diseñadas de modo tendente al paralelismo con el cauce. Excepcionalmente, cuando se demuestre en que no existe otra alternativa viable de trazado, podrá admitirse una ocupación parcial de la zona de flujo preferente, minimizando siempre la alteración del régimen hidráulico y que se compense, en su caso, el incremento del riesgo de inundación que eventualmente pudiera producirse. Quedan exceptuadas las infraestructuras de saneamiento, abastecimiento y otras canalizaciones subterráneas así como las obras de conservación, mejora y protección de infraestructuras lineales ya existentes. Las obras de protección frente a inundaciones se regirán por lo establecido en los artículos 126, 126 bis y 126 ter. Las redes previstas discurrirán soterradas.

8.6.3.- SOL-F03. INCENDIOS FORESTALES

Se redactarán e implantarán los correspondientes planes de autoprotección de incendios forestales para las instalaciones ubicadas en zonas de riesgo de incendio forestal, se definirán los accesos y se garantizará la llegada y maniobra de vehículos pesados en los casos que lo requiera la normativa sectorial vigente.

El ámbito de la Planta FV y la línea de evacuación limitan no se encuentran en APR de inundación ni en Zona de Alto Riesgo de incendio forestal.

La instalación cumple con las medidas reglamentarias de prevención del riesgo de incendio.

8.7.- PROTECCIÓN DE LAS CLASES DE SUELO RÚSTICO DE LOS PTI CON INTERÉS NATURAL O PAISAJÍSTICO, Y DE LOS CORREDORES ECOLÓGICOS

8.7.1.- SOL-G01. ESPACIOS NATURALES PROTEGIDOS

Habrá que respetar los espacios naturales protegidos, y preservar los valores por los que el PTI ha designado como suelos de protección estos espacios, y minimizar también la afectación de las instalaciones en zonas que limiten con estos espacios.

El ámbito de actuación no se encuentra en espacio natural protegido, ni próximo a ningún espacio protegido.

8.7.2.- SOL-G02. CORREDORES BIOLÓGICOS

Se respetarán los corredores biológicos identificados y se minimizará la afectación negativa sobre estos.

No se afectan a corredores biológicos.

8.8.- HABITATS DE INTERES COMUNITARIO Y ESPECIES PROTEGIDAS

8.8.1.- SOL-H01. HABITATS

Se hará un análisis detallado de los hábitats presentes y su distribución, con el fin de adecuar la implantación de los módulos fotovoltaicos a la tipología y distribución de estos, y especialmente a la preservación de aquellos que sean de interés comunitario de carácter prioritario.

Se justifica en documento ambiental la no afección a hábitats de interés comunitario.

8.8.2.- SOL-H02. FLORA

Con respecto a las especies de flora protegidas, hará falta efectuar una inspección para determinar la presencia y efectuar un tratamiento esmerado para mantenerlas, o para garantizar el traslado a un vivero y su posterior restauración.

No se ha detectado flora protegida.

Antes de la ejecución de las obras, se volverá a inspeccionar, estableciéndose las medidas ambientales adecuadas si se detectara.

8.8.3.- SOL-H03. ARBOLES SINGULARES

Habrá que garantizar la pervivencia de árboles singulares que se puedan localizar en el ámbito de actuación.

No aparecen árboles singulares inventariados en el ámbito del proyecto.

8.8.4.- SOL-H04. AVIFAUNA

Se deberán tener en cuenta las características de las especies de avifauna presentes en la zona (o de rutas migratorias) puesto que hay especies que se ven atraídas por los reflejos de las instalaciones fotovoltaicas. En este sentido, habrá que tener en cuenta la función como hábitat de alimentación y reproducción para muchas especies que tienen ciertos espacios agrícolas.

Se justifica en la documentación ambiental.

No obstante, debe tenerse en cuenta que el proyecto ha tenido en consideración la potencial presencia de especies de avifauna:

- Se utilizarán placas con tecnología anti-deslumbramiento.
- No se utilizará en ningún caso vallas con alambre de espino, para evitar accidentes.
- El anclaje de las placas permitirá mantener la cubierta vegetal, manteniendo las características para la presencia de especies propias de espacios agrícolas.

8.8.5.- SOL-H04. NIDIFICACION

Se tendrá en cuenta que estas instalaciones pueden ser elementos favorables a la nidificación de ciertas especies, hecho que puede suponer una mejora ambiental del entorno, especialmente si se localizan en espacios degradados.

No se ubica la planta fotovoltaica en espacio degradado.

8.9.- HIDROLOGIA

8.9.1.- SOL-I01. HIDROLOGIA

En la implantación de las instalaciones se respetarán los sistemas hídricos, las zonas húmedas y los acuíferos superficiales presentes en el ámbito.

Habrá que considerar los estudios hidrológicos con el fin de evitar, de forma general, la afectación a cursos de agua.

Habrá que estudiar con atención los pasos de ríos o pequeños torrentes con el objetivo de que se mantengan las características de los cauces naturales.

Se tiene que prever, si procede, una posible solución para la escorrentía de las aguas pluviales que no sea la realización de pozos de infiltración.

Se minimizarán las necesidades de impermeabilización del terreno, de acuerdo con la medida SOL-A03.

El proyecto no afecta al cauce del Torrent Gros ni a su zona de servidumbre.

La superficie pavimentada es extremadamente reducida <2%:

- CMM: 14,47 m²
- CTs: 28,97 m²
- Caseta control: 21 m²
- Elementos de las baterías: 70,67 m²

Se justifica en la documentación ambiental.

8.10.- BIENES DE INTERES CULTURAL Y BIENES CATALOGADOS

8.10.1.- SOL-J01. BIENES DE INTERES CULTURAL Y BIENES CATALOGADOS

Se preservarán los elementos catalogados en los inventarios del patrimonio, y se analizará la presencia de otros elementos que, a pesar de que no estén catalogados, presenten un interés cultural (muros de piedra en seco, construcciones agrícolas, etc.) para garantizar la compatibilidad del proyecto con la preservación de estos elementos. Con respecto a las paredes secas, al margen de preservar las existentes, en caso de construir nuevas se tendrán que hacer con los materiales utilizados en la zona, integrados en el entorno y de acuerdo con el lugar. En cualquier caso, en los procesos de evaluación ambiental, el órgano ambiental podrá establecer las determinaciones y restricciones necesarias para minimizar la posible afectación en paredes secas.

En la parcela aparece un molino de extracción de agua catalogado, que no se verá afectado por el proyecto.

9.- INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA

Según el RD 661/2013 la instalación será de
categoría b
grupo b.1
subgrupo b.1.1

9.1.- SISTEMA DE CAPTACIÓN

MODULOS SOLARES

Los módulos solares previstos serán de Silicio Monocristalino de la marca Jinko Solar, modelo JKM370M-72-V.

El número total de módulos será de 10.350.

La potencia nominal de los módulos es de 370 Wp y la potencia total del generador será de 3.829,50 kWp.

La instalación solar se ha estudiado en suelo con estructura fija:

- azimut: 0°
- inclinación: 20°
- sistema: fijo al suelo

Características eléctricas de los módulos:

-Potencia nominal (Pmax):	370 W
-Eficiencia del módulo:	19,08%
-Tensión punto de máxima potencia (Vmp):	39,9 V
-Corriente punto de máxima potencia (Imp):	9,28 A
-Tensión de circuito abierto (Voc):	48,5 V
-Corriente de corto circuito (Isc):	9.61 A

Parámetros térmicos:

-Coeficiente de Temperatura de Isc (α):	0,048% / °C
-Coeficiente de Temperatura de Voc (β):	-0,29% / °C
-Coeficiente de Temperatura de P (γ):	-0,40% / °C

Características físicas:

-Dimensiones (mm \pm 2 mm):	1.956x992x40 mm
-Peso:	26,5 kg
-Células en serie:	72 (6x12)
-Cristal delantero:	Cristal templado ultra claro de 4 mm
-Marco:	Aleación de aluminio anodizado.
-Caja de conexiones:	IP67
-Cables:	Cable Solar 4 mm ² - L=900 mm.
-Embalaje (módulos por caja):	26 piezas

Rango de funcionamiento:

-Temperatura de trabajo:	-40°C ... +85°C
-Tensión máxima del sistema:	1.500 V
- Protección:	CLASE II
-Carga Máxima Viento / Nieve:	1.600 Pa

ESTRUCTURA



Se instalarán estructuras metálicas ancladas en el terreno de las siguientes características:

- Marca: UNIVERSAL
- Modelo: U8 DRIVEN SYSTEM
- Tipo: Biposte
- Configuración: 3 filas de 30 módulos (115 unidades)
- Estructura: Acero galvanizado en caliente UNE-EN ISO 1461
- Viento: velocidad máxima 193 km/h
- Fijación al suelo: Anclaje por tornillo, sin hormigón
- Certificaciones: CE, DIN 1055, DIN 18800, Eurocódigo 1 y 9

Instalación:

- azimut: 0°
- inclinación: 20°

9.2.- RED DE CC EN AT

La tensión máxima de generación será de 1.500 V.

La red de corriente continua (CC) en alta tensión (AT) conectará:

- los módulos solares con el inversor con cables de cobre unipolares de sección 2x6 mm² con aislamiento XLPE – 2.000 V.

Todos los cables discurrirán por el interior de una bandeja homologada (instalación superficial) o bajo tubo corrugado homologado (instalación enterrada).

9.3.- INVERSORES

Se prevén 20 inversores tipo string, de intemperie, a colocar bajo la estructura.

INVERSORES

Los inversores previstos serán de la marca HUAWEI, modelo SUN 2000–185KTL–H1, con las siguientes características:

Numero de inversores		20
Potencia máxima		185 kW
Potencia nominal	a 40°C	175 kW
	a 50°C	150 kW
Corriente máxima AC		134,9 A
Corriente nominal AC		126,3 A (40 °C)
Tensión nominal AC		800 V, trifásica
Frecuencia		50Hz
Factor de potencia (cos φ)		1

Margen seguidor (VDC)	600V-1.500V
Tensión máxima DC	1.500 V
Nº máximo entradas DC	18
Nº de MPPts	9
Eficiencia máxima	99%
Eficiencia Europea	98,6%
Potencia consumo	1.800 W
Dimensiones (m)	1,05mx0,70mx0,36m
Peso	84 kg
Refrigeración	Aire forzado.
Grado de protección	IP65
Temperatura ambiente permitida	De -25°C a +60°C
Interfaz	Display gráfico
Protocolo de comunicación	Modbus TCP
Protección error tierra	Disp. monitorización GFDI y aislamiento.
Protección AC	Cortacircuitos
Protección DC	Fusibles
Protección sobrevoltaje	Protección contra sobretensiones AC, inversor de DC y alimentación aux. tipo 2
Certificados Seguridad	IEC62109-1, IEC62109-2
Certificados	CE, BDEW y CQC CEI 0-15, RD 661/2007

A los citados inversores les llegarán los cables (18 unidades) desde cada string de 30 módulos en serie y de ellos mismos salen los cables a los cuadros generales que se ubican en los centros de transformación.

INSTALACIÓN EN BT DE CA

La tensión nominal de generación en el lado de corriente alterna será de 800 V.

La instalación en BT en corriente alterna (CA) discurre desde cada inversor hasta el correspondiente cuadro general.

Los cables serán de cobre unipolares de sección 150 mm² con aislamiento XLPE – 0,6/1 kV.

Las canalizaciones de baja tensión serán enterradas, formadas por zanjas según detalles adjuntos (tubos de PE de DN160mm, protegidos con hormigón, etc...).

9.4.- CENTROS DE TRANSFORMACION

Se prevén 2 centros de transformación, tipo PFU5, con 2 trafos de 1.000 kVA cada uno, con un total de 4.000 kVA:

Se adjuntan planos de detalle de cada uno de dichos CT prefabricados

CENTROS DE TRANSFORMACIÓN DOBLES (2 UD)

Se instalarán 2 centros de transformación (CT) que recibirá la energía generada por los inversores y, tras las correspondientes medidas y protecciones, la enviará al CMM.

En dichos CTs:

- se conectará la redes subterráneas privadas procedentes de los inversores (5 por cada trafa).
- Se instalarán las protecciones y controles previstos en la normativa vigente

Los CTs serán edificios prefabricados, de las siguientes características:

- edificio prefabricado de hormigón tipo PFU-5 2T-1000, de dimensiones exteriores
 - 6.080 mm de longitud
 - 2.380 mm de fondo
 - 3.045 mm de altura total y
 - 2.585 de altura vista.
- incluirá:
 - puerta peatonal
 - 2 puertas dobles para transformadores
 - red de tierras interior
 - red de tierras exteriores (uno por cada transformador)
 - alumbrado interior

Los CTs transformaran la tensión de los inversores (800 V) a la tensión de evacuación (15 kV).

Los equipos a instalar en los CTs son los siguientes:

- 2 Ud. Celda de Linea: interruptor-seccionador de tres posiciones (cat. E3 - C2 s/IEC 62271-103), conexión-seccionamiento-puesta a tierra. $V_n=24\text{kV}$, $I_n=400\text{A}$ / $I_{cc}=16\text{kA}$. Con mando manual (Clase M1, 1000 maniobras).

Incluye indicador presencia tensión

- 2 Ud. Celda de automático: interruptor-seccionador de tres posiciones (cat. E2 s/IEC 62271-100), conexión-seccionamiento-puesta a tierra. $V_n=24\text{kV}$, $I_n=400\text{A}$ / $I_{cc}=16\text{kA}$. Con mando manual (Clase M1, 2000 maniobras).

Incluye relé de protección digital comunicable ekorRPG (50-51/50N-51N), indicador presencia tensión y sensores de intensidad.

- 2 Ud. Transformador trifásico de 1.000 kVA de potencia, 50 Hz, aislamiento 24 kV, de relación de transformación 15,4 / 0,80 kV, refrigerado mediante dieléctrico ORGANIC (ester natural biodegradable), cuba de aletas, llenado integral, pasatapas MT enchufables. Perdidas A o Bk, según normas ECODISEÑO. Incluye pantalla electrostática. Incluye relé tipo DGPT2.

- 2 Ud. puente MT con cables RHZ1 12/20 kV de 95 mm² en Al, con bornas K430 / K152 SR incluidas en ambos extremos.

9.5.- INSTALACIÓN EN ALTA TENSION (15 kV)

La tensión nominal de generación en el lado de corriente alterna será de 15 kV.

El proyecto básico cumple con el 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.

La instalación en AT en corriente alterna (CA) discurre desde el los CTs, pasando por el centro de maniobra y medida (CMM) y llegando a las LMT Molinar y LMT Jardin (punto de conexión).

RED INTERIOR A 15 kV

La red privada subterránea a 15 kV, que conecta el CMM con los CTs de la planta FV, tiene los siguientes tramos:

Tramo 1.... DE CMM A CT 1	55 m
Tramo 2.... DE CMM A CT 2	88 m
Tramo 3.... <u>DE CMM A CT BATERIAS</u>	<u>278 m</u>
Total	421 m

Se adjuntan planos con las medidas y el trazado de dicha red, que discurrirá por camino existente o por las zonas de circulación (tierra compactada)

Las zanjas que se abrirán serán las necesarias para un correcto tendido y alojamiento de las líneas.

En el fondo de la zanja se extenderá un lecho adecuado para la línea que quedará protegida mediante tubo y hormigón. Sobre este lecho se compactará tierra y se colocará una cinta señalizadora, con el objeto de proteger y prevenir la presencia de la línea.

Posteriormente se rellenará la zanja con el material seleccionado procedente de la excavación y se repondrá el pavimento (camino existente).

Los cables serán de aluminio, unipolares, de sección 240 mm² con aislamiento 12/20 kV.

CENTRO DE MANIOBRA Y MEDIDA

Se instalará un centro de maniobra y medida (CMM) que recibirá la energía generada por la planta solar fotovoltaica y, tras las correspondientes medidas y protecciones, la evacuará al punto de conexión.

En dicho CMM:

- se conectará la red subterránea privada procedente de los 4 sistemas generadores fotovoltaicos (uno por cada trafo).
- se conectará la red subterránea privada procedente del sistema de almacenamiento de energía (baterías)
- Se medirá la energía total generada
- Se instalarán las protecciones y controles previstos en la normativa vigente
- Se conectará la red de evacuación hasta el punto de conexión (LMT "MOLINAR")

El CMM será un edificio prefabricado, de las siguientes características:

- edificio prefabricado de hormigón tipo PFU-5 ST FV, de dimensiones exteriores
 - 6.080 mm de longitud
 - 2.380 mm de fondo
 - 3045 mm de altura total y
 - 2.585 de altura vista.
- incluirá:
 - puerta peatonal
 - red de tierras interior
 - alumbrado interior

Las celdas previstas a instalar en el CMM son las siguientes:

- 1 Ud. Celda modular de línea (**salida a LMT Molinar**) CGMCOSMOS-L, corte y aislamiento integral en SF6, interruptor-seccionador de tres posiciones (cat. E3 s/IEC 62271-103), conexión-seccionamiento-puesta a tierra. $V_n=24kV$, $I_n=400A$ / $I_{cc}=16kA$. Con mando motor (Clase M2, 5000 maniobras).

Incluye: Indicador presencia tensión, Relé de control integrado comunicable ekorRCI con detección de sobreintensidades (Fase-Tierra y Fase-Fase) y con detector de presencia/ausencia de tensión y sensores de tensión e intensidad.

- 1 Ud. Celda modular de línea (**salida a LMT Jardín**) CGMCOSMOS-L, corte y aislamiento integral en SF6, interruptor-seccionador de tres posiciones (cat. E3 s/IEC 62271-103), conexión-seccionamiento-puesta a tierra. $V_n=24kV$, $I_n=400A$ / $I_{cc}=16kA$. Con mando motor (Clase M2, 5000 maniobras).

Incluye: Indicador presencia tensión, Relé de control integrado comunicable ekorRCI con detección de sobreintensidades (Fase-Tierra y Fase-Fase) y con detector de presencia/ausencia de tensión y sensores de tensión e intensidad.

- 1 Ud. Celda modular de interruptor **pasante** CGMCOSMOS-SPat, corte y aislamiento integral en SF6, interruptor-seccionador de tres posiciones (cat. E3 s/IEC 62271-103), conexión-seccionamiento-puesta a tierra. $V_n=24kV$, $I_n=400A$ / $I_{cc}=16kA$. Con mando motor (Clase M2, 5000 maniobras). Incluye: Relé de control integrado comunicable ekorRCI.

- 1 Ud. Celda modular de **protección** con ruptofusible CGMCOSMOS-P, corte y aislamiento integral en SF6, interruptor-seccionador de tres posiciones (cat. E3 s/IEC 62271-103), conexión-seccionamiento-doble puesta a tierra. $V_n=24kV$, $I_n=400A$ / $I_{cc}=16kA$. Con mando manual (Clase M1, 1000 maniobras). Incluye indicador presencia tensión. Incluso conjunto de 3 transformadores de tensión, 16.500:V3/110:V3-110:3, 30VA Cl0,5, 30VA CL 3P, potencias no simultáneas, antiexplosivos, debidamente montados y cableados hasta cajón de control.

- 1 Ud. Celda modular de protección general con interruptor automático CGMCOSMOS-V, aislamiento integral en SF6, $V_n=24kV$, $I_n=400A$ / $I_{cc}=20kA$.

Equipada con:

interruptor automático de corte en vacío (cat. E2 s/IEC 62271-100), con mando motor. Seccionador de tres posiciones (cat. E2 s/IEC 62271-102), conexión-seccionamiento-puesta a tierra, con mando manual.

Incluye: indicador presencia tensión. Incluye compartimento de control adosado en parte superior frontal de celda de protección general, incluyendo relé multifunción tipo ekorRPS de Ormazabal, con protecciones 3x50-51/50N-51N, 3x27, 3x59, 59N (64) y 81M/m.

Incluso transformadores de intensidad toroidales para este. Incluso automatismo de reenganche mediante ekorRCI-RTU según normas Endesa.

- 1 Ud. Celda de **medida** tipo CGM COSMOS-M, de dimensiones: 800 mm. de ancho, 1025 mm. de fondo y 1.800 mm. de alto, preparada para alojar en su interior 3 transformadores de tensión y 3 transformadores de intensidad. Incluye suministro y verificación de los transformadores.
- 2 Ud. Celda modular de **línea (entradas CTs)** CGMCOSMOS-L, corte y aislamiento integral en SF6, interruptor-seccionador de tres posiciones (cat. E3 s/IEC 62271-103), conexión-seccionamiento-puesta a tierra. $V_n=24kV$, $I_n=400A$ / $I_{cc}=16kA$. Con mando manual (Clase M1, 1000 maniobras). Incluye indicador presencia tensión. Incluye enclavamiento mecánico por llave.
- 1 Ud. Celda modular de **línea (entrada CT sistema almacenamiento)** CGMCOSMOS-L, corte y aislamiento integral en SF6, interruptor-seccionador de tres posiciones (cat. E3 s/IEC 62271-103), conexión-seccionamiento-puesta a tierra. $V_n=24kV$, $I_n=400A$ / $I_{cc}=16kA$. Con mando manual (Clase M1, 1000 maniobras). Incluye indicador presencia tensión. Incluye enclavamiento mecánico por llave.

Además se instalará en el CMM:

1 Ud. Armario de Telecontrol Integrado tipo ekorUCT de Ormazabal, conteniendo Controlador de Celdas, software de ajuste y motorización, equipo cargador-batería, maneta local-telemando. Armario mural, remota Telvent ó Maesa.

1 Ud. Equipo cargador-batería tipo ekorUCB de Ormazabal, 220V-48Vcc de 20 A, 44A.h-Pb, de dimensiones: 1.060 mm de alto, 550 mm de ancho y 385 mm de fondo.

RED DE EVACUACION

Se prevé un nuevo tramo de red pública que conectará el CMM con el punto de conexión aprobado que es la línea aérea LAMT “Molinar” a 15 kV que conecta con subestación SE “LLATZER”.

Dicho nuevo tramo de red no será subterránea en todo su recorrido, tendrá un total de **50 m** de longitud y estará formada por:

- Zanja subterránea de 25 m, para alojar 2 circuitos
- 2 ud. Conversión aéreo subterráneo (CAS). Una por circuito.

La zanja que se abrirá será la necesaria para un correcto tendido y alojamiento de las líneas. Las medidas de dicha zanja se indican en los planos que se acompañan.

En el fondo de la zanja se extenderá un lecho adecuado para la línea que quedará protegida mediante tubo y hormigón. Sobre este lecho se compactará tierra y se colocará una cinta señalizadora, con el objeto de proteger y prevenir la presencia de la línea.

Posteriormente se rellenará la zanja con el material adecuado y convenientemente apisonado, reponiéndose el pavimento de igual forma al existente (tierra compactada).

Los cables de la red de evacuación serán de aluminio, unipolares de sección 240 mm², con aislamiento 12/20 kV.

9.6.- PUESTA A TIERRA

Las placas se podrán a tierra, en sus partes metálicas accesibles (marco metálico).

También la estructura metálica se ha de poner a tierra de acuerdo con el REBT (estructuras metálicas accesibles)

La red de puesta a tierra consistirá en una red equipotencial de cobre aislado, de 4 mm², conectada al electrodo de tierra, que será de cobre desnudo de 35 mm² y el número de piquetas necesarias para obtener un máximo de 14 Ω .

También hay una separación galvánica entre la instalación fotovoltaica y la red de distribución, que se conseguirá mediante los transformadores 800/15000V.

Los centros de transformación dispondrán de las correspondientes

- red de puesta a tierra de herrajes y
- red de puesta a tierra de neutro.

El centro de maniobra y medida dispondrán de la correspondiente red de puesta a tierra de herrajes.

9.7.- EQUIPO DE MEDIDA

El equipo de medida del campo solar será del tipo homologado por Gesa-Endesa. Tal como se refleja en el esquema del plano de conexión eléctrica, el equipo de medida se ubicará en un armario homologado de poliéster, en el interior del nuevo CMM.

El módulo de medida estará formado por una única caja de doble aislamiento de las siguientes características:

- Equipo de medida/regletas de comprobación
- Previsión para modem

Para el equipo de medida de la entrega:

- Se ha de disponer de una verificación oficial de contador
- Será de medida indirecta

9.8.- PUNTO DE CONEXIÓN

El punto de conexión es un apoyo de la LMT Molinar.

UTM **x: 473.394**
 y: 4.378.910
 Huso: 31 N

9.9.- PROTECCIONES

En el nuevo CMM “**FV Son Juny**” se instalarán las protecciones previstas en la normativa vigente.

Interruptor en embarrado 15 kV

Se instalará una celda modular de protección general con interruptor automático CGMCOSMOS-V, aislamiento integral en SF6, $V_n=24\text{kV}$, $I_n=400\text{A}$ / $I_{cc}=20\text{ kA}$. equipada con:

Interruptor automatico de corte en vacío (cat. E2-C2 s/IEC 62271-100). Mando motorizado a 48 Vcc para teledisparo de Gesa/Endesa. Incluirá compartimento de control adosado en parte superior frontal de celda de protección general con relé multifunción tipo ekorRPS de Ormazabal, con protecciones 3x50-51/50N-51N, 3x27, 3x59, 64 (equivale a 59N) y 81M/m. Incluirá transformadores de intensidad toroidales para este. Incluirá automatismo de reenganche según normas Gesa septiembre 2008 en un controlador de celdas programable **ekorrçi.rtu** instalado convenientemente e incluyendo servicios de programación en fábrica.

Teledisparo-TD

Se prevé un sistema de teledisparo tipo TEDIS-TD de Sitel. Se realizará un estudio de viabilidad del enlace radioeléctrico, la gestión de licencia de radio ante la administración competente y el proyecto de telecomunicaciones. Se incluirá un armario en parque fotovoltaico, equipo monocanal + duplexor, convertidor de señales para envío de medidas vía radio, antenas, mástiles, conectores, cable RG-213 y equipo rectificador cargador-baterías para uso exclusivo del sistema de teledisparo. Incluirá las pruebas, la puesta en servicio y torreta para sujeción de antenas. Incluso costes asociados a supervisión de trabajos en interior de S/E eléctrica.

Teleseñalización (comunicación con el Centro de Gestión de Red de Endesa Distribución a través del radioenlace del TD)

Se instalará un sistema de teleseñalización integrado en el teledisparo. Incluirá un conjunto de toroidales del tipo 150/1A 2VA Clase 0,5, multiconvertidor de medidas con configuración especial salidas de 1mA instalado en armario y montaje y cableado de los armarios de la RTU y del equipo de TD.

Telemedida Tiempo Real (remota para comunicaciones GPRS entre PRE y CODGE a instalar en interior de armario teledisparo)

Se instalará un sistema de gateway GPRS en equipo esclavo de teledisparo para comunicaciones con el Centro de Operación y Despacho de Generación (CODGE) en IEC101 para envío de medidas y señalización de la instalación productora.

PROPUESTA DE AJUSTE DE LAS PROTECCIONES

A continuación se proponen los ajustes de las protecciones (Todos los valores indicados son en primario de transformadores de medida)

Protección de sobreintensidad de fases (50-51).

- Umbral de arranque 130% I_c máx.
- Tipo de curva Normal inversa (s CEI-255-4)
- Índice de la curva (k) 0,05
- Umbral disparo instantáneo 3 x umbral arranque
- Tiempo máximo operación D.I. 60 ms

Nota: I_c máx. = máxima intensidad de paso por la interconexión, prevista considerando las diferentes situaciones posibles de la generación y consumo.

Protección de sobreintensidad homopolar (50N-51N).

- Umbral de arranque 2 A
- Tipo de curva Normal inversa (s CEI-255-4)
- Índice de la curva (k) 0,05
- Umbral disparo instantáneo 10 A
- Tiempo máximo operación D.I. 60 ms

Protección subtensión de fases (27).

- Umbral de arranque 80% tensión de servicio en el punto de conexión
- Temporización 1,0 s
- Deben soportar sin desconectarse la curva descrita en los P.O. 12.3.

Protección sobretensión de fases (59).

- Umbral de arranque 110% tensión de servicio en el punto de conexión
- Temporización 0,5 s

Protección sobretensión homopolar (64 , equivale 59N).

- Umbral de arranque 3% tensión de servicio en el punto de conexión
- Temporización 0,5 s

Protección de subfrecuencia (81m).

- Umbral de arranque 47,5 Hz.
- Temporización 3 s

Protección de sobrefrecuencia (81M).

- Umbral de arranque 51,0 Hz
- Temporización 0,1 s

9.10.- PREVISION DE ENERGIA ENTREGADA A LA RED

Se prevé una generación anual de energía eléctrica de 1.583,06 kWh/kWp según estudio adjunto.

Por lo tanto, la energía anual generada será de 6.062.335,64 kWh.

9.11.- CONSUMO ANUAL DE ENERGIA ELECTRICA

No se prevé autoconsumo de energía.

9.12.- AHORRO EMISIONES CO₂

Dado el mix energético de generación en la isla de Mallorca, se estima un ahorro anual de emisiones de CO₂ de 3.032,1 tn.

Se ha aplicado el coeficiente 0,521 kg CO₂/kWh y el coeficiente de pérdidas del 4% a la previsión de energía generada:

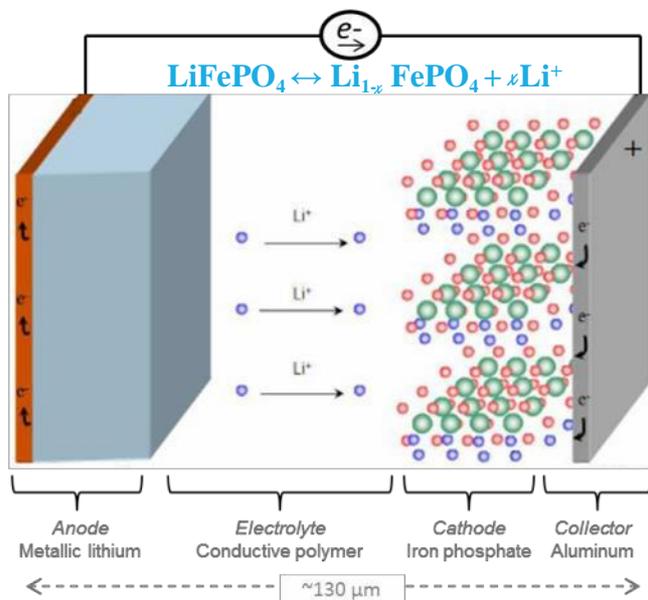
$$6.062.335,64 \text{ kWh} \times (1-0,04) \times 0,521 \text{ kg CO}_2/\text{kWh} = 3.032.138 \text{ kg CO}_2 =$$

3.032,14 tCO₂ eq / año

10.- SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA

10.1.- DESCRIPCION DE LA TECNOLOGIA

La tecnología LMP® de baterías de litio-metal en estado sólido (Lithium Methal Polymer) es la culminación de un ambicioso programa de investigación y desarrollo, iniciado hace más de 20 años. La tecnología LMP® se basa en un concepto único que involucra un generador electroquímico recargable completamente sólido hecho de dos electrodos reversibles separados físicamente por un polímero sólido seco. El resultado es una celda electroquímica totalmente en estado sólido, que no tiene líquido ni componente de gel, en la que cerca del 100% de la masa está compuesta por materiales electroquímicamente activos.



- Ánodo: lámina metálica ultrafina de litio que actúa como fuente de iones de litio y colector de corriente.
- Electrolito (POE + sal de litio): membrana conductora de iones de litio que actúa también como separador
- Cátodo (LiFePO4): electrodo compuesto, basado en una mezcla de fosfato de litio y hierro, carbón, sal de litio y polímero, respaldado por una lámina delgada de aluminio

Principales ventajas tecnológicas de la tecnología LMP®.

El electrolito sólido de las celdas de la batería LMP® proporciona una interfaz de electrolito a ánodo muy estable. Los ciclos de la batería no producen reacciones adicionales en esta interfase, algo que puede ocurrir en las células de Li-ion, donde la formación continua de una interfase de electrolito sólido que compite con la intercalación de litio reversible crea la capacidad de desvanecimiento en Li-ion.

La tecnología LMP® no sufre este efecto de atenuación progresiva de capacidad. Mantiene su capacidad durante la mayor parte de su ciclo de vida. En cambio, la impedancia de la celda aumenta rápidamente en los últimos ciclos de la vida útil de la batería LMP®. El final de la vida útil de la batería LMP® se define con una pérdida de capacidad del 20%.

Esta interfaz estable de electrolito y ánodo de litio también explica las características de seguridad clave de la tecnología LMP®. Mientras que el solvente en el electrolito líquido o en gel de las células de ion-litio mantiene un ambiente reactivo que es susceptible a una reacción térmica fuera de control a partir de los 80°C, el polímero sólido de células LMP® es altamente estable en temperaturas de hasta 300°C.

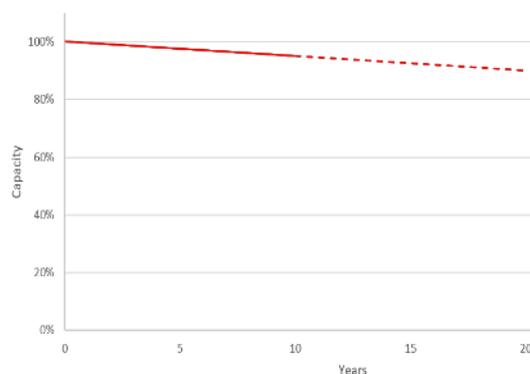
Las principales ventajas tecnológicas se resumen así:

Una batería más segura

- Una batería completamente sólida, sin líquidos y sin fugas.
- No hay riesgo de explosión ni de escape térmico.

Insensible al calor

- Garantía sólida: no hay restricciones en el rango de temperatura de funcionamiento, la garantía se mantiene en cualquier situación
- Logística sencilla: las baterías no necesitan mantenerse a una temperatura determinada, por lo que la logística se simplifica (no se requiere refrigeración durante el envío o almacenamiento)

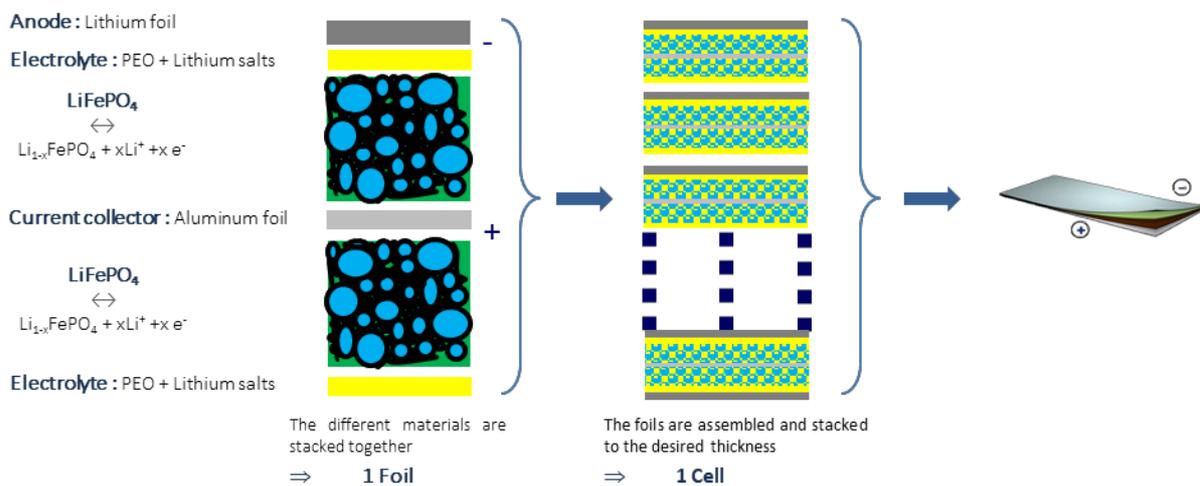


Beneficios medioambientales

- Sin disolvente ni mineral raro.
- Sin cobalto.
- Altamente reciclable.

10.2.- CARACTERISTICAS TECNICAS

Tal como se ha indicado, las baterías LMP están compuestas de celdas electroquímicas. Estas células están formadas por láminas que se apilan juntas:

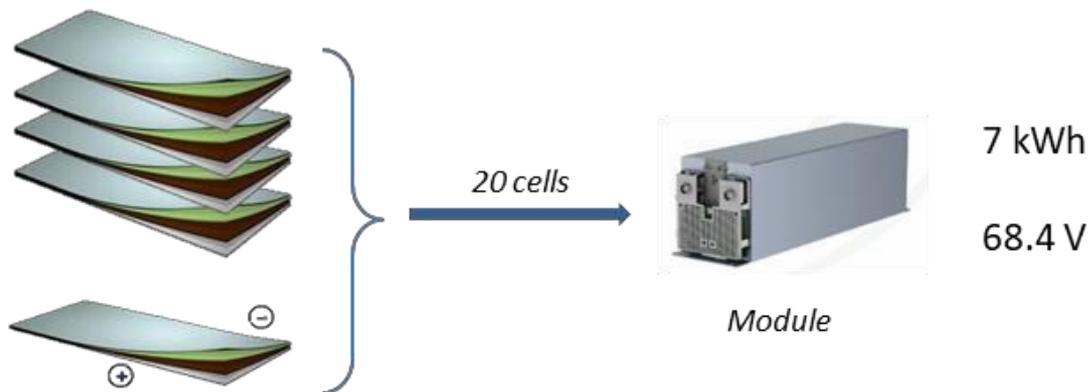


El voltaje de la celda es de 3,42 V y debido a su estado completamente sólido, la densidad de la celda es mayor que la mayoría de las otras tecnologías:

- Densidad energética específica: 230 Wh / kg
- Densidad de energía volumétrica: 360 Wh / L

10.2.1.- EL MODULO

Las celdas se conectan en serie y se juntan para formar un módulo. Un módulo estándar está compuesto por 20 celdas, tiene una capacidad de 7 kWh y una tensión de 68,4 V ($20 \times 3,42 = 68,4$).



10.2.2.- ARMARIO CC

Los módulos están conectados en serie formando cadenas (*strings*). Dichas cadenas están compuestas por 14 módulos.

A su vez, las cadenas se conectan en paralelo y se integran en un armario de corriente continua (CC), denominado “Blue LMP 400”.

Armario “Blue LMP 400”:

- 4 cadenas en paralelo de 14 módulos:
- Capacidad: 392 kWh ($7 \times 4 \times 14 = 392$)
- Tensión: 958 V ($68,4 \times 14 = 958$)



Los armarios “Blue LMP 400” se pueden ensamblar para aumentar la capacidad de almacenamiento total y alcanzar la escala de MWh.



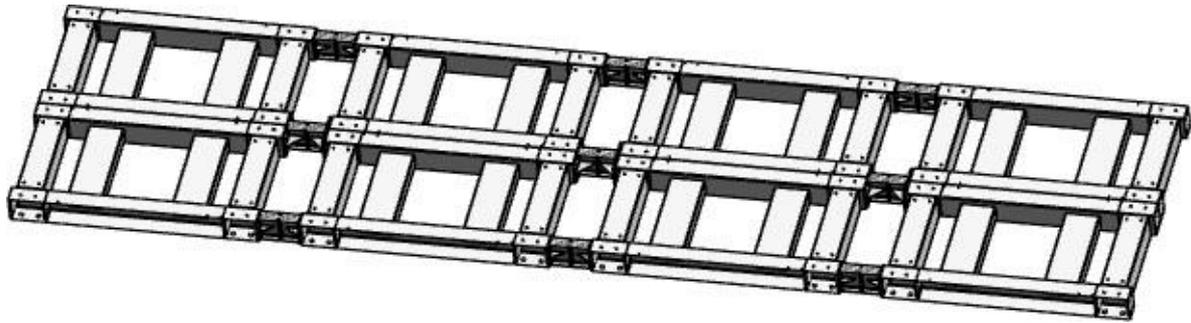
10.2.3.- CUADRO DE POTENCIA

El cuadro de potencia actúa como el enlace entre los armarios de CC y el sistema de conversión. Es un cuadro eléctrico estándar que incorpora equipos de protección (disyuntores, fusibles ...), así como dispositivos de medición y comunicación. Se puede conectar un máximo de 8 armarios de CC (Blue LMP 400) a un solo cuadro de potencia.



10.2.4.- PLATAFORMA SKID

Para una mayor facilidad de instalación, los armarios de CC se pueden colocar juntos en una plataforma llamada "SKID". Por lo tanto, todo el cableado entre los armarios de CC y el cuadro de potencia viene ya montado de fábrica en el citado "SKID".



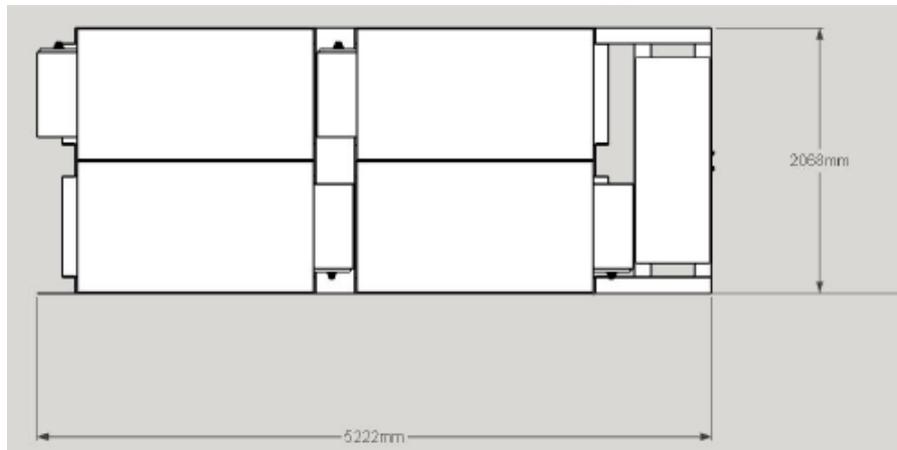
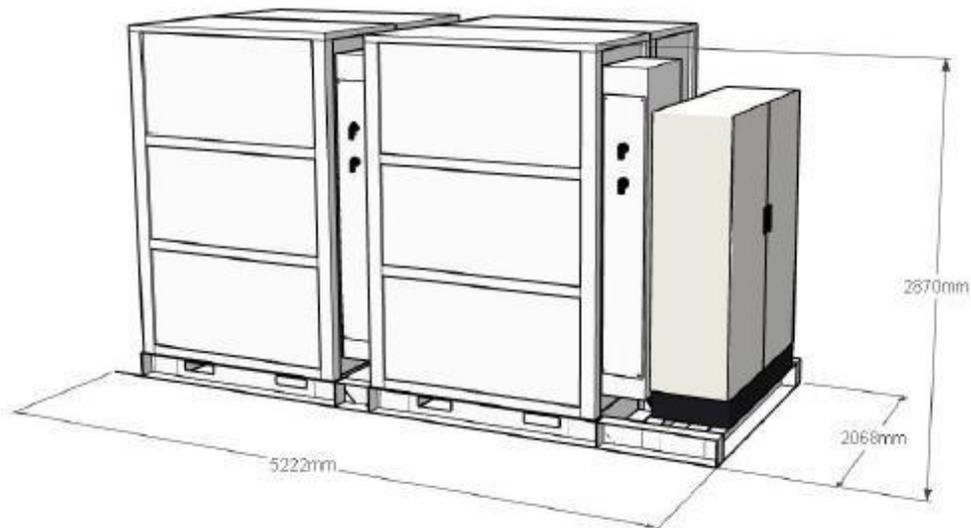
Hasta 8 unidades del "Blue LMP 400" se ensamblan en un SKID, junto con el cuadro de potencia:



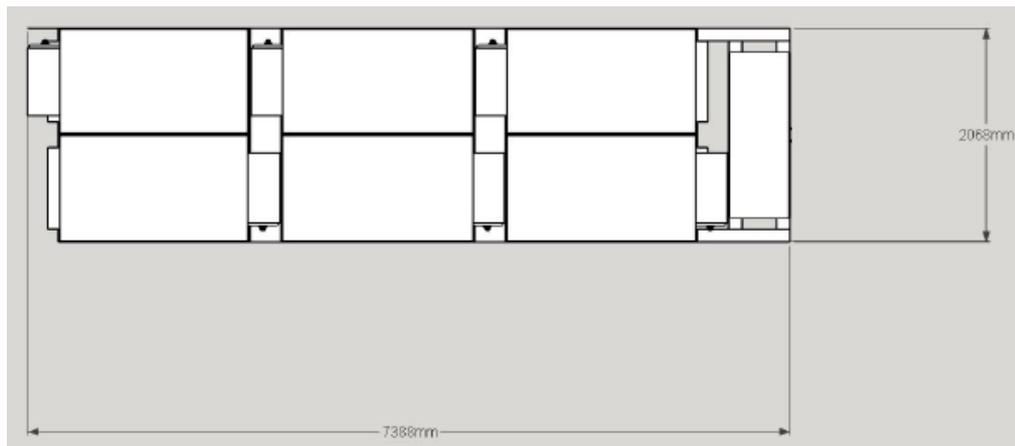
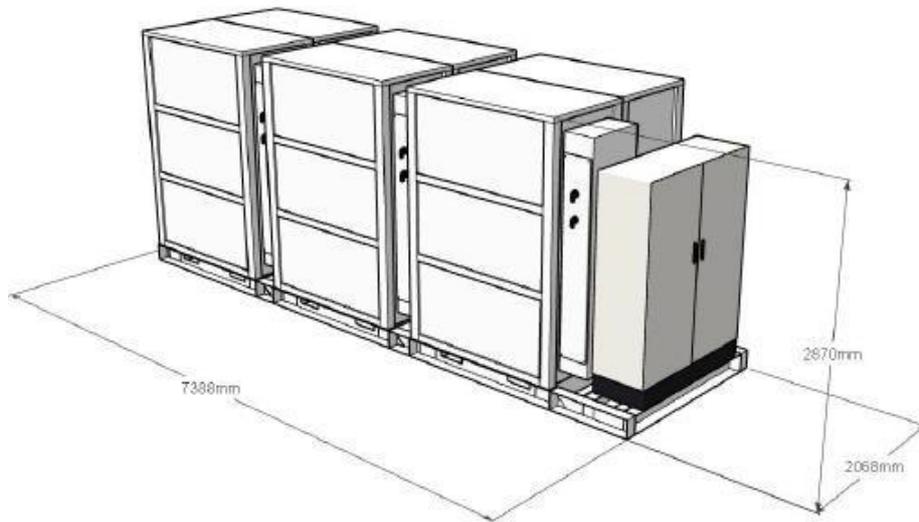
8 x Blue LMP 400 + power cabinet → Full DC 3.2MWh solution

Los siguientes dibujos muestran las dimensiones de los SKIDS compuestos por 4 “Blue LMP 400” y 6 “LMP 400”, que son los que se prevén instalar en la planta FV de Son Juny:

Conjunto de 4 “Blue LMP 400”



Conjunto de 6 "Blue LMP 400"

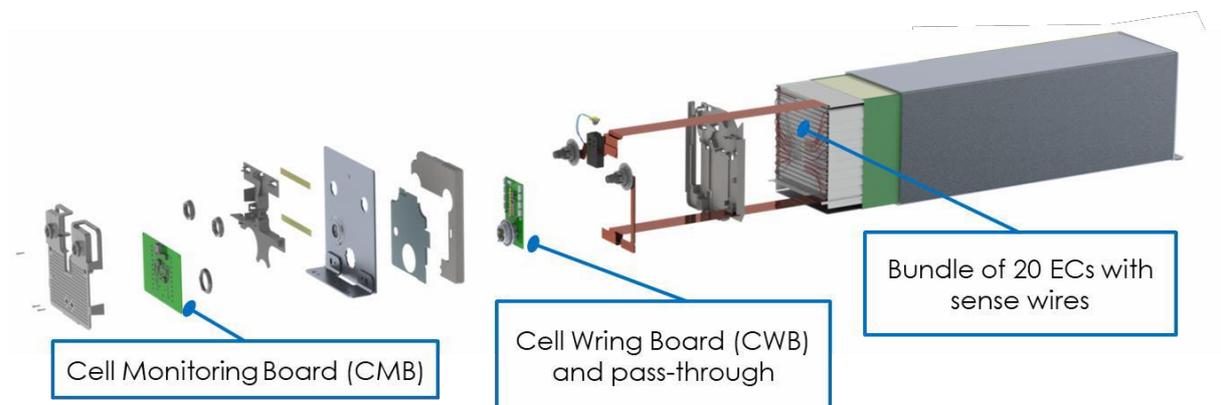


10.3.- COMPONENTES ELECTRONICOS

10.3.1.- NIVEL 1 - MODULO

Junto con las celdas electroquímicas, como se describió anteriormente, cada módulo está equipado con dos tarjetas electrónicas:

- La CWB: recopila datos de voltaje y temperatura de las mediciones realizadas a nivel de la celda;
- La CMB: trata los datos recopilados de la CWB y los transmite a la unidad de control del sistema. También impulsa el balanceo celular.



10.3.2.- NIVEL 2 - ARMARIO CC

Cada armario “Blue LMP 400” está equipado con una unidad de control del sistema (SCU).

La SCU:

- Realiza el control de seguridad activo de la batería
- Pilota el módulo de balanceo a través de un transistor bipolar de puerta aislada (IGBT)
- Realiza la gestión térmica
- Actúa como una interfaz de comunicación.

10.3.3.- NIVEL 3 - CUADRO DE POTENCIA

El cuadro de potencia está equipado con varios equipos:

- Dispositivos de protección: fusibles, disyuntores, descargadores.
- Dispositivos de medida.
- Equipo de comunicación para monitoreo en tiempo real.
- Comprobador de aislamiento.
- Botón de parada de emergencia.
- Protección contra incendios.
- Equipo para realizar la conexión paralela de los armarios de CC.
- Convertidor AC-DC para alimentar el circuito auxiliar.

10.3.4.- BATERIA – CARACTERISTICAS ELECTRICAS

Se adjunta ficha del módulo LMP® de 7 kWh.

10.4.- SISTEMA DE CONVERSION DE POTENCIA (PCS)

Se prevé la instalación de un transformador y de un inversor.

Las características del transformador son las siguientes:

Potencia nominal:	1.200 kVA
Frecuencia:	50 Hz
Tensión primaria:	15 kV
Tensión secundaria (en carga):	375 V
Tensión secundaria (fuera de carga):	TBD
Pérdidas sin carga (W):	diseño ecológico UE 548/2014
Pérdidas de carga (W):	diseño ecológico UE 548/2014
Voltaje de cortocircuito (%)	<8%
Corriente nominal: (A)	46 A
Tipo de transformador	Sumergido en aceite, herméticamente sellado.
Fases	3
Número de devanados	Primario (HV): 1 Secundario (LV): 1
Material de bobinado:	Aluminio
Función:	Reversible (Step-up / Step-down)
Grupo de vectores:	Dyn11
Tª ambiente máx. de funcionamiento:	-5°C a 40°C.
Clase de aislamiento de bobina:	H
Subida de temperatura:	65
Nivel de aislamiento HV bobina:	24-50-125
Bobinado secundario (LV):	1.1 / 3
Cambiador de tomas fuera de circuito:	± 2,5%; ± 5%
Tipo de enfriamiento	natural
Dieléctrico líquido	aceite mineral

Las características del inversor son las siguientes:

Potencia nominal:	1.270 kVA
Tensión entrada CC:	635-1.000 V
Corriente máxima CC:	1.850 A
Número de entradas CC:	3
Tensión salida CA:	420 V
Corriente máxima CA:	1.800 A
Corriente nominal CA:	1.581 A
Harmónicos THDi	< 3% a potencia nominal
Eficiencia Europea:	98,49%

Protecciones del inversor

Sobrevoltaje	Entradas y salidas.
Sobrecorriente	Entradas y salidas.
Sobretemperatura	Sí (regulación de potencia incluida)
Míni/máximo de frecuencia	Sí, según normas.
Mínimo máximo de tensión	Sí, según normas
Desconexión automática	anti-isla

Modos de control del inversor**CARGA DE BATERIAS**

La carga se realiza una vez que el cargador recibe un punto de ajuste de carga con un bucle o control de bucle de voltaje, siempre teniendo en cuenta los datos del BMS de las baterías.

DESCARGA DE BATERIAS

Cuando el cargador recibe un punto de ajuste de descarga, el cargador funciona en modo inversor inyectando energía activa en la red, siempre dentro de los límites de las baterías suministradas por el BMS de las baterías.

GESTIÓN DEL PODER ACTIVO / REACTIVO

El cargador tiene varios modos de funcionamiento, puede configurarse en modo esclavo recibiendo los puntos de ajuste externos establecidos por el BMS, o operar en modo independiente de acuerdo con los datos de voltaje y frecuencia de la red en BAJA TENSIÓN (BT).

10.5.- ALMACENAMIENTO PROPUESTO

10.5.1.- CAPACIDAD INSTALADA

Para la planta FV de Son Juny se prevé la instalación de ...

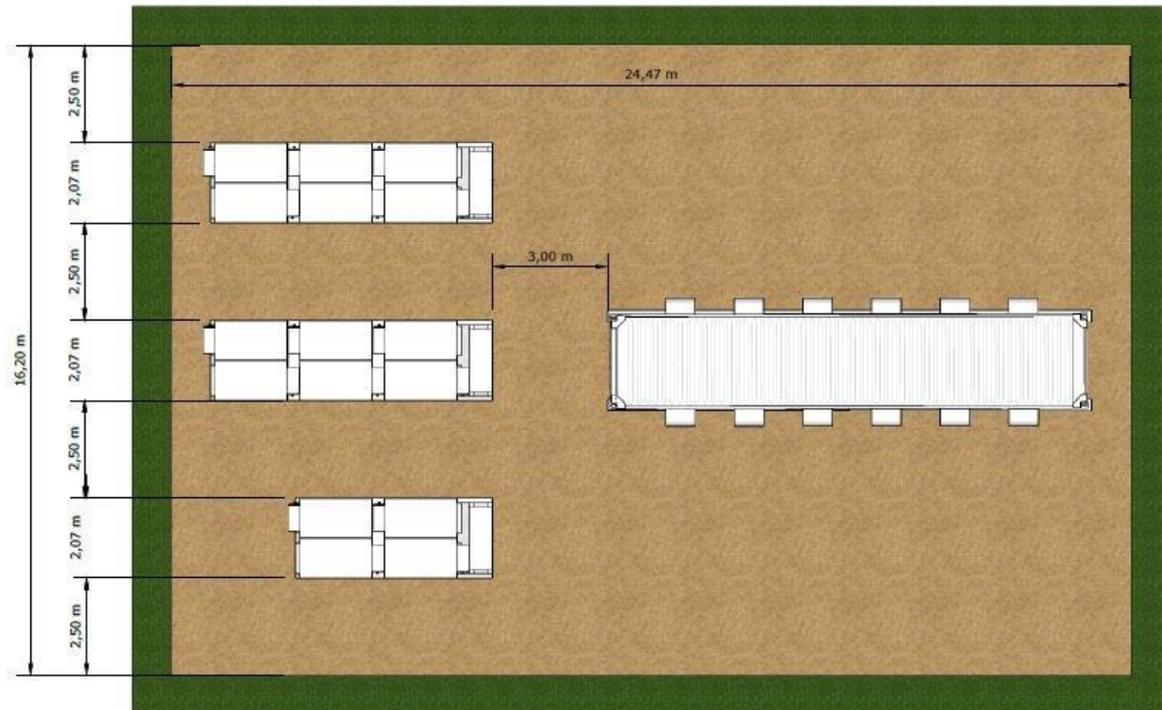
Total de conjuntos instalados 16 ud (LMP 400)

Capacidad de cada conjunto 7 kWh x 4 x 14 = 392 kWh

Capacidad total inicial prevista 16 x 392 kWh = 6.272 kWh = 6,27 MWh

10.5.2.- IMPLANTACION (*LAY OUT*)

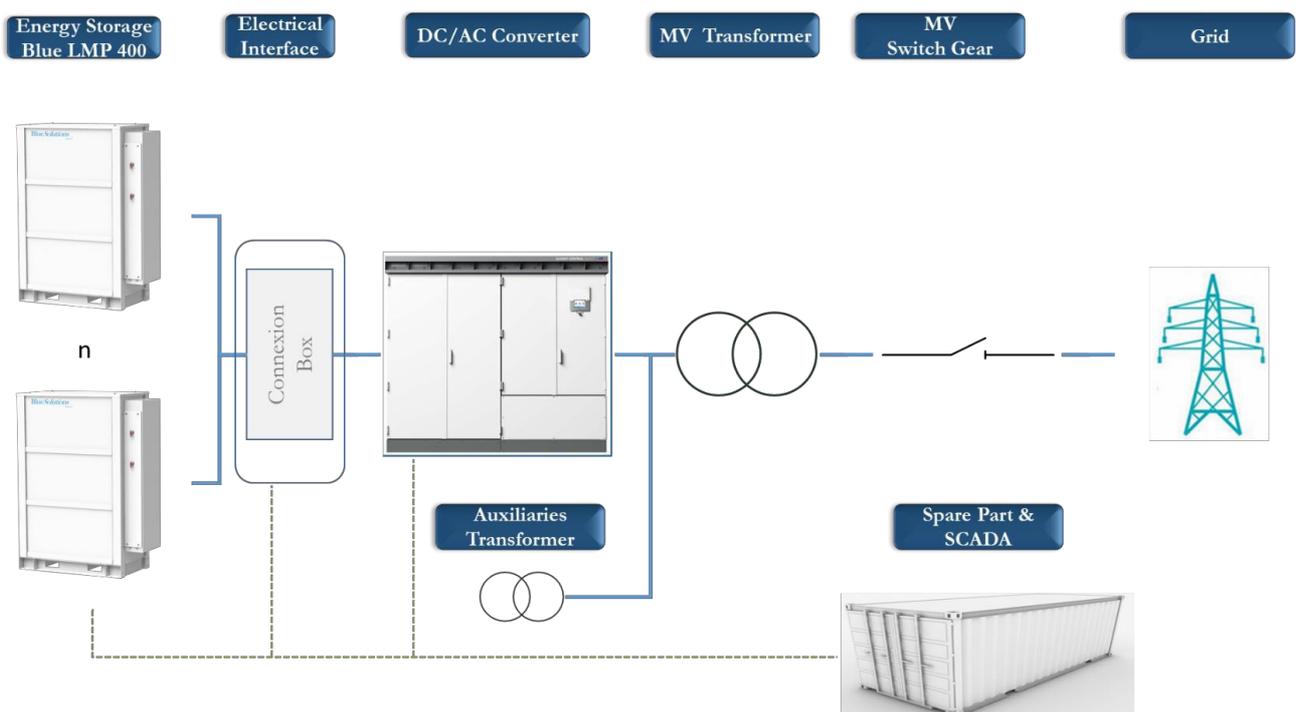




10.5.3.- ESQUEMA UNIFILAR

En un único contenedor se instalará:

- el sistema de conversión de energía.
- el sistema de control (SCADA).
- piezas de repuesto



10.5.4.- COMPONENTES

10.5.4.1.- Sistema de almacenamiento de energía (BESS).

El sistema de almacenamiento de energía de la batería está compuesto por armarios “Blue LMP 400” y los cuadros de potencia.

Los armarios “Blue LMP 400” contienen:

- 56 módulos (4 cadenas de 14 módulos cada una)
- La unidad de control del sistema, SCU (es decir, BMS)
- IGBTs para la conexión

Los cuadros de potencia contienen:

- Dispositivos de protección: fusibles, cortacircuitos, pararrayos.
- Dispositivo de control de aislamiento.
- Dispositivos de medición y medición.
- Fuente de alimentación de 24Vcc.
- Equipo de comunicación para monitoreo en tiempo real.
- Botón de parada de emergencia.
- Protección contra incendios.
- Equipo para realizar la conexión paralela del Blue LMP 400.

10.5.4.2.- Sistema de conversión de energía

Se prevé una Estación de Conversión de Potencia (ECP), que estará lista para conectarse al CMM y tendrá los siguientes elementos:

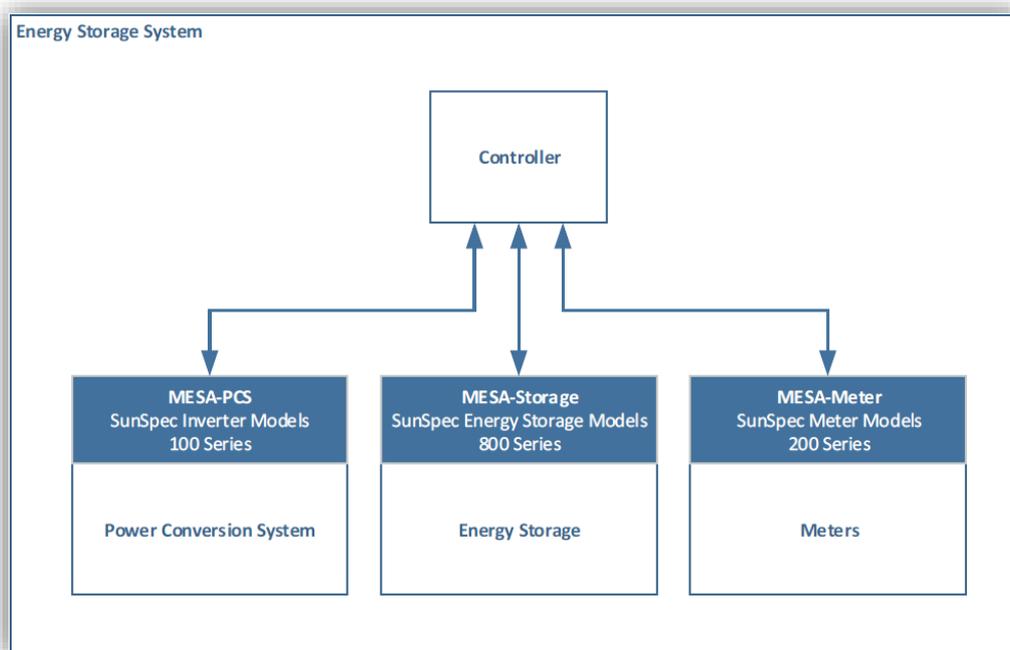
- 1 Inversor bidireccional (cargador/descargador) de 1.270 kVA, 1 kV (CC) / 0.4 kV (CA).
- 1 Transformador 1.200 kVA, 0,4 kV / 15 kV, Dy11y11
- 1 Celda de protección para transformador de 24 kV
- 1 Celda de protección de línea de 24 kV
- 1 Panel de potencia auxiliar de baja tensión para conexión a potencia auxiliar.
- 1 Transformador auxiliar 40 kVA.
- 1 UPS 10 kVA
- 1 Fuente de alimentación de 24Vcc.
- Sistemas interiores de elementos auxiliares: protección anti-roedores, sistema de detección de incendios, etc.
- Instalación eléctrica para seguridad eléctrica, terminal de tierra, placa de tierra, etc.
- Instalación eléctrica para potencia y control, totalmente cableada e independiente.

10.5.4.3.- Sistema de control (SCADA)

El sistema de comunicación será compatible con MESA.

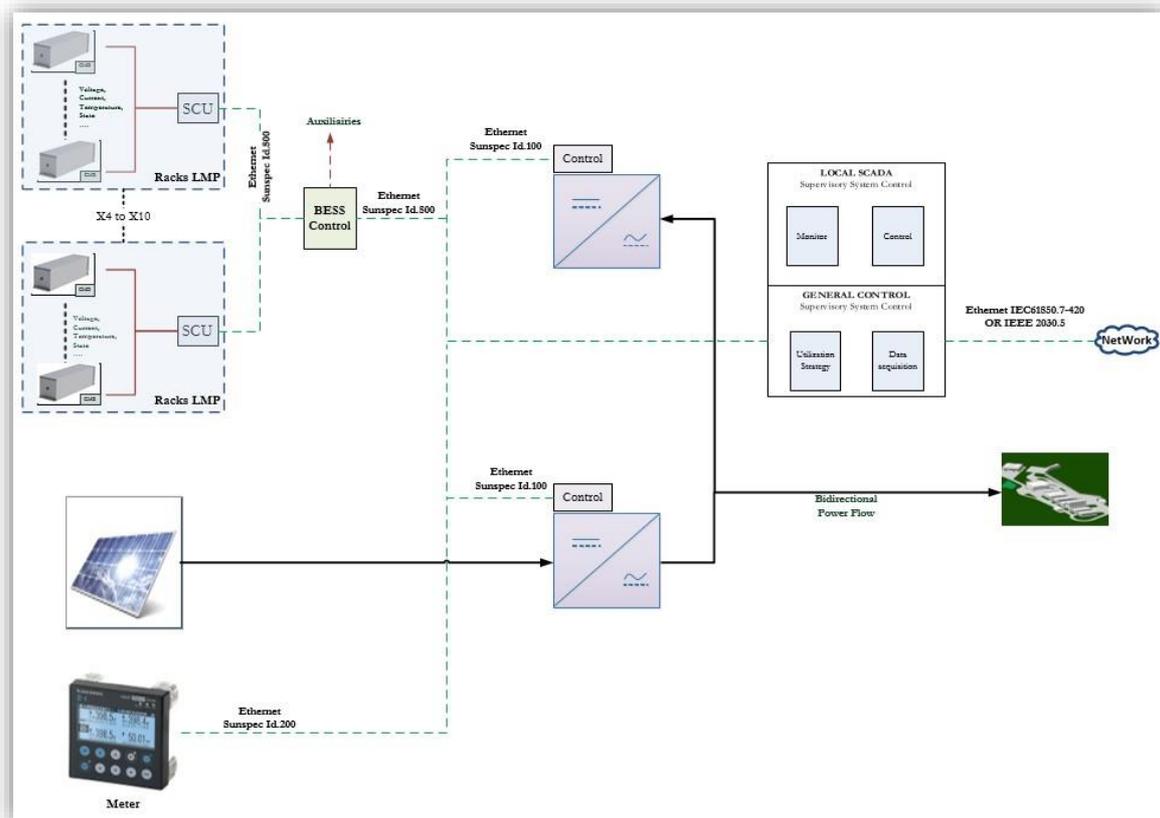
Cada componente se comunica utilizando tablas estándar de la marca Sunspec:

- Inversores: Sunspec Id 100
- Almacenamiento: Sunspec Id 800
- Medidor: Sunspec Id 200



10.5.4.4.- Modelo dinámico detallado

Un control BESS gestiona un grupo de Blue LMP 400 y recopila toda la información de ellos. Cada control BESS comunica datos al control general. El control general gestiona y recopila toda la información del sistema completo (inversores, almacenamiento, medidor).



Para nuestro caso se dispondrán de 3 controles BESS:

- 2 ud. Para conjunto de 6 armarios "Blue LMP 400"
- 1 ud. Para conjunto de 4 armarios "Blue LMP 400"

11.- PRESUPUESTO

Capitulo	Partida	
1	Campo solar	1.378.620 €
	Suministro y montaje de módulos - 370 Wp	
	Suministro y montaje de estructura fija	
2	Acondicionamiento del terreno	55.070 €
	Desbroce y limpieza	
	Compactación zonas circulación	
	Plantación de barrera vegetal	
	Vallado con cerramiento	
	Demolición edificio existente en parcela	
3	Obra Civil	27.730 €
	Zanjas	
	Arquetas	
4	Inversores	219.540 €
	Suministro y montaje inversores	
5	Instalaciones eléctricas de BT	240.510 €
	Cableado BT	
	Conexionado módulos	
	Cajas de conexión	
	Tierras	
6	Instalaciones eléctricas de MT	122.750 €
	Centro de transformación compactos	
	Red subterránea interior	
	Centro de mando y maniobra CMM "FV Son Juny"	
	Red subterránea a 15 kV hasta punto de conexión	

7	Sistema de almacenamiento	2.700.000 €
	CT simple 1.200 kVA	
	Cuadro potencia	
	Interconexión equipos	
	16 grupos de baterías de 392 kWh	
8	Monitorización	26.960 €
9	Seguridad y videovigilancia	31.940 €
10	Seguridad y Salud	16.615 €
11	Vigilancia Ambiental	4.000 €
	TOTAL EJECUCION MATERIAL	4.823.735 €

PALMA, DICIEMBRE DE 2019

ANEXOS

A1 – CALCULOS PRODUCCION

HOJA DE RENDIMIENTOS CAMPO SOLAR:

Campo: SON JUNY
Provincia: Islas Baleares
Ciudad: Palma de Mallorca
Latitud: 39,55º
Orientación: Sur
Inclinación: 20
Separación entre módulos: 6 m
kWp: 3829,5 kWp

MES	RADIACIÓN INTERCEPTADA (MJ/ m2. dia)	ENERGÍA kWh/dia	ENERGÍA kWh/mes*					ENERGÍA kWh/mes	TEMPERATURA MEDIA DIURNA	TEMPERATURA CELDA	RENDIMIENTO (%)					ENERGÍA REAL INTERCEPTADA (kWh/KWp*mes)	PR	ENERGIA ENTREGADA A LA RED (kWh/mes)
				Incidente(%)	Irradianza	Factor IAM	Total %				Tª (%)	Inversor (%)	Nivel irradianza (%)	Otros (%)	Total (tanto p.1)			
Enero	12,54	3,48	108,00	99,90	97,100	98,00	95,1%	102,67	12,20	26,20	99,52	98,9	97,40	90,19	0,86	88,75	0,82	339.886,20
Febrero	15,43	4,29	120,00	99,90	98,360	98,00	96,3%	115,56	11,40	25,40	99,84	98,9	97,40	90,19	0,87	100,22	0,84	383.781,93
Marzo	20,55	5,71	177,00	99,90	99,390	98,00	97,3%	172,23	14,20	28,20	98,72	98,9	97,40	90,19	0,86	147,69	0,83	565.589,44
Abril	21,36	5,93	178,00	99,90	99,660	98,00	97,6%	173,67	17,30	31,30	97,48	98,9	97,40	90,19	0,85	147,06	0,83	563.166,21
Mayo	23,69	6,58	204,00	99,90	99,410	98,00	97,3%	198,54	20,60	34,60	96,16	98,9	97,40	90,19	0,84	165,84	0,81	635.089,42
Junio	25,32	7,03	211,00	99,90	99,930	98,00	97,8%	206,43	25,00	39,00	94,40	98,9	97,40	90,19	0,82	169,27	0,80	648.232,08
Julio	26,01	7,23	224,00	99,90	99,940	98,00	97,8%	219,17	28,00	42,00	93,20	98,9	97,40	90,19	0,81	177,44	0,79	679.490,61
Agosto	24,50	6,81	211,00	99,90	99,710	98,00	97,6%	205,97	28,20	42,20	93,12	98,9	97,40	90,19	0,81	166,61	0,79	638.034,74
Septiembre	20,88	5,80	174,00	99,90	98,910	98,00	96,8%	168,49	25,00	39,00	94,40	98,9	97,40	90,19	0,82	138,17	0,79	529.104,71
Octubre	17,19	4,77	148,00	99,90	97,990	98,00	95,9%	141,98	21,70	35,70	95,72	98,9	97,40	90,19	0,83	118,05	0,80	452.091,51
Noviembre	12,48	3,47	104,00	99,90	96,570	98,00	94,5%	98,33	16,80	30,80	97,68	98,9	97,40	90,19	0,85	83,43	0,80	319.493,04
Diciembre	11,60	3,22	99,90	99,90	95,780	98,00	93,8%	93,68	13,60	27,60	98,96	98,9	97,40	90,19	0,86	80,53	0,81	308.375,73
TOTAL			1958,90				96,8%	1896,72	19,50	33,50	96,345				0,84	1583,06	0,81	6.062.335,64
MEDIA	19,30	5,37																

Coeficiente Temperatura (potencia): -0,40% / °C

* datos obtenidos de

<http://re.irc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>

"Otros %" incluye:

Sombreado/averías:	0,964
cableado cc:	0,979
Trafo:	0,990
cableado ca:	0,990
Imprevistos	0,975
	0,9019

A2 – MATERIALES

U8 Driven System

Structure driven into the ground for solar plants



Monopole structure

Bipole structure

- System developed to achieve **fast and effective construction** of large solar plants.
- Profitable implementation due to the level of **preassembly**.
- **Perfect access** for maintenance and clear the ground.
- High resistance to avoid corrosion due to galvanic treatment according to UNE-EN ISO 1461.
- It is not necessary foundations or civil works.
- Structure with 10-year warranty.

SPECIFICATIONS AND FEATURES:

- _ Installation site:
Ground according to geotechnical analysis
- _ System pitch:
5 to 35°
- _ Solar modules:
All types
- _ Position modules:
Landscape / Portrait
- _ Snow load resistance:
According to calculation
- _ Wind resistance:
According to calculation
- _ Design standards applied:
Eurocode



SYSTEM MATERIALS:

- _ Base support:
STEEL S235/275/355JR
OR ALUMINIUM
- _ Fixing system:
STEEL S235/275/355JR
- _ Solar module fixing screws:
STAINLESS STEEL OR
DACROMET PROTECTION
- _ Treatment:
Galvanic treatment according
to UNE-EN ISO 1461

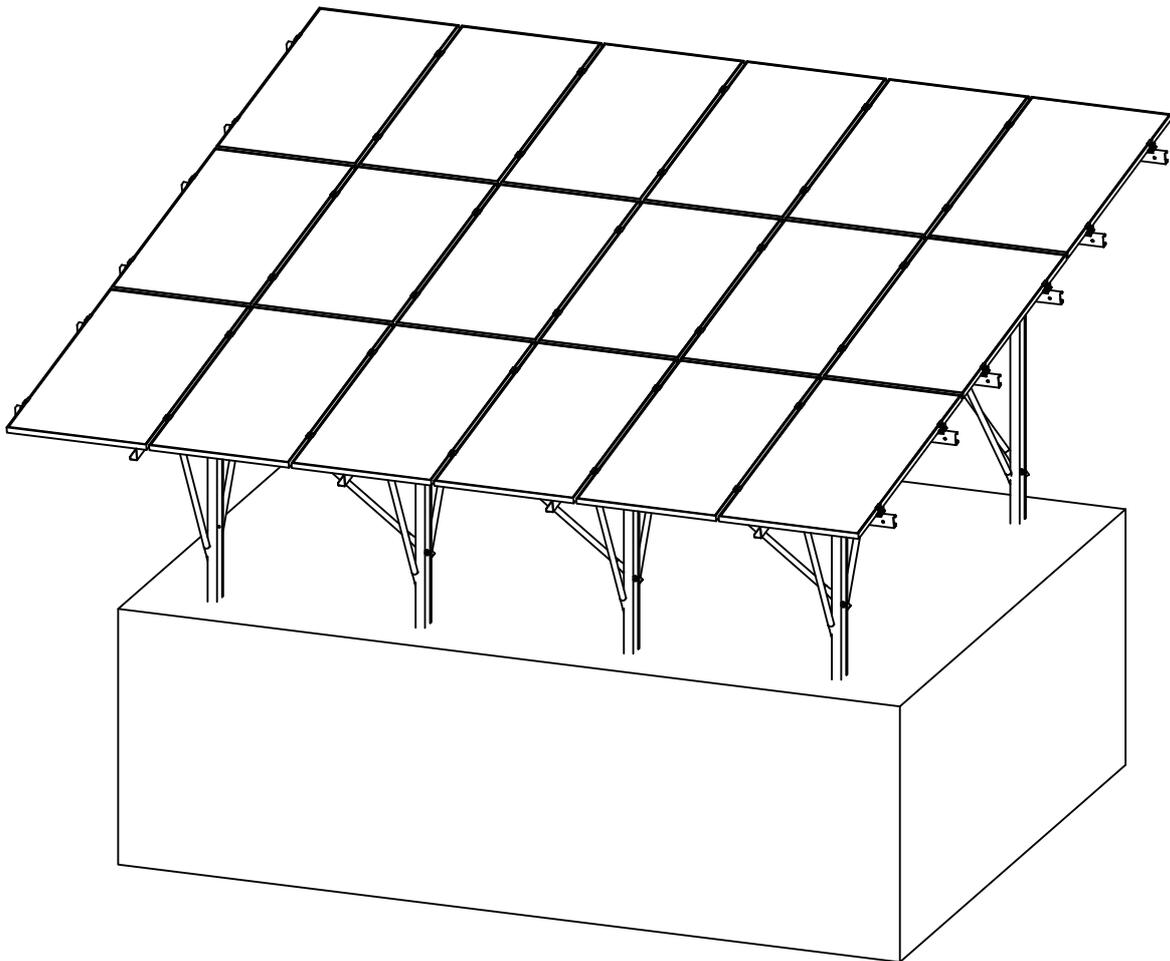
- System designed to satisfy the current standard E DIN 1055 load hypothesis DIN 1055 part 4 (03/2005) part 5 (06/2005) part 100 (03/2001) Eurocode 1 (06/2002) DIN 4113, DIN 18800 Eurocode 9 and others, or standards for specific countries.



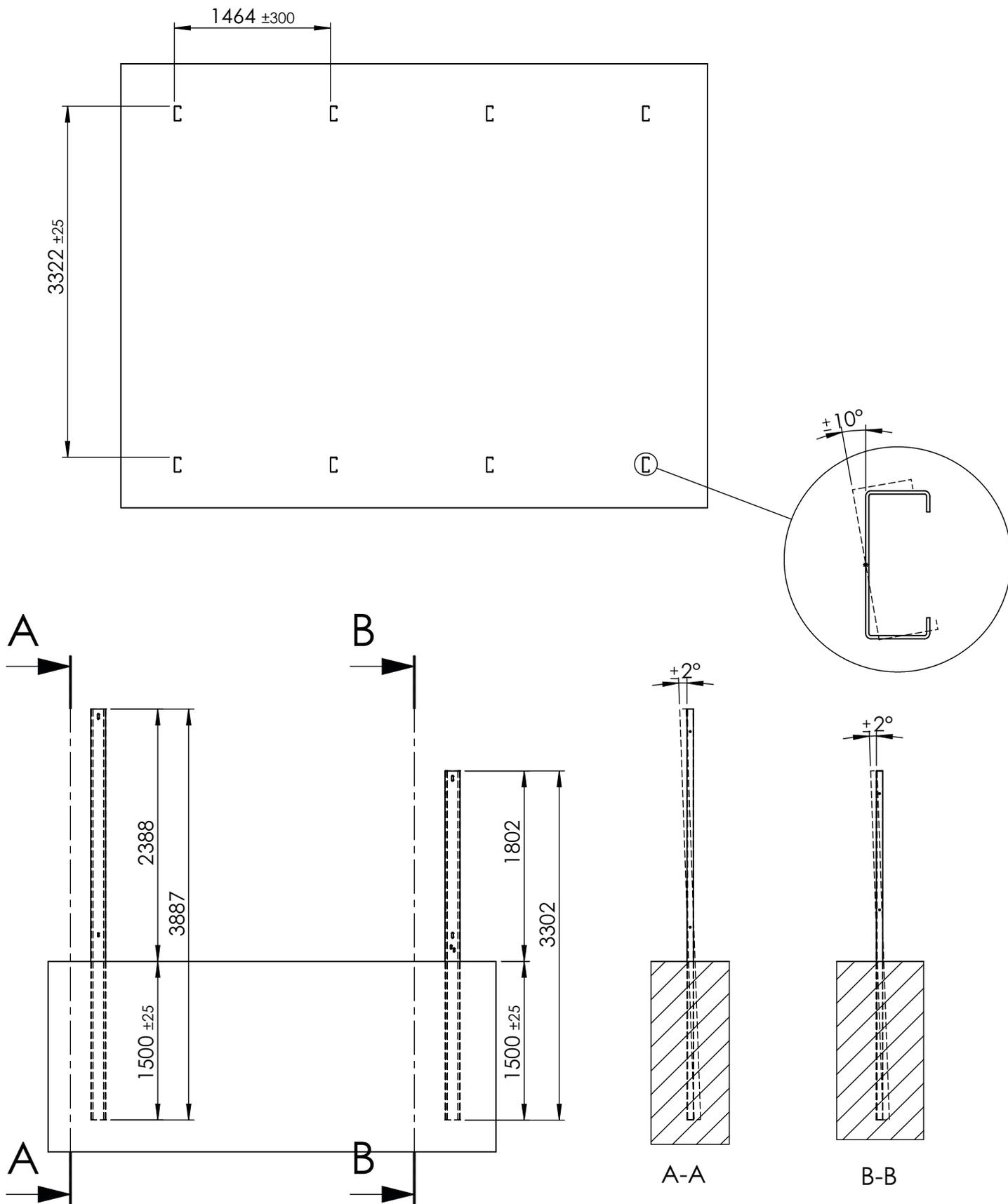
MOUNTING SYSTEM

ASSEMBLY INSTRUCTIONS

3Vx6

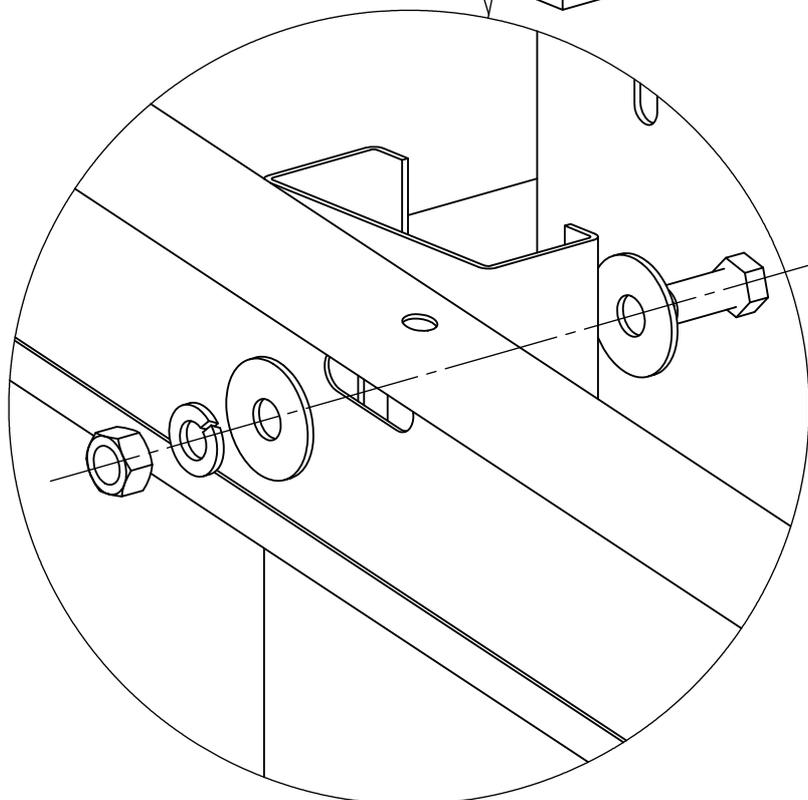
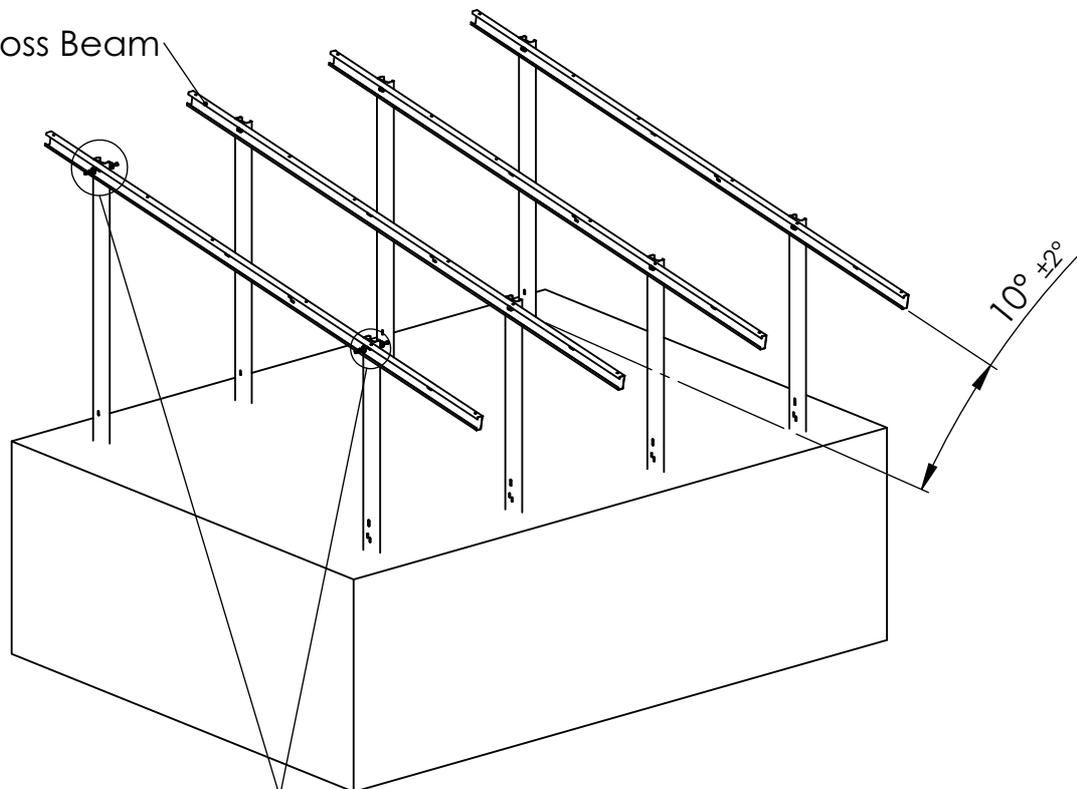


1.- Posts ramming



2.- Cross Beams Assembly

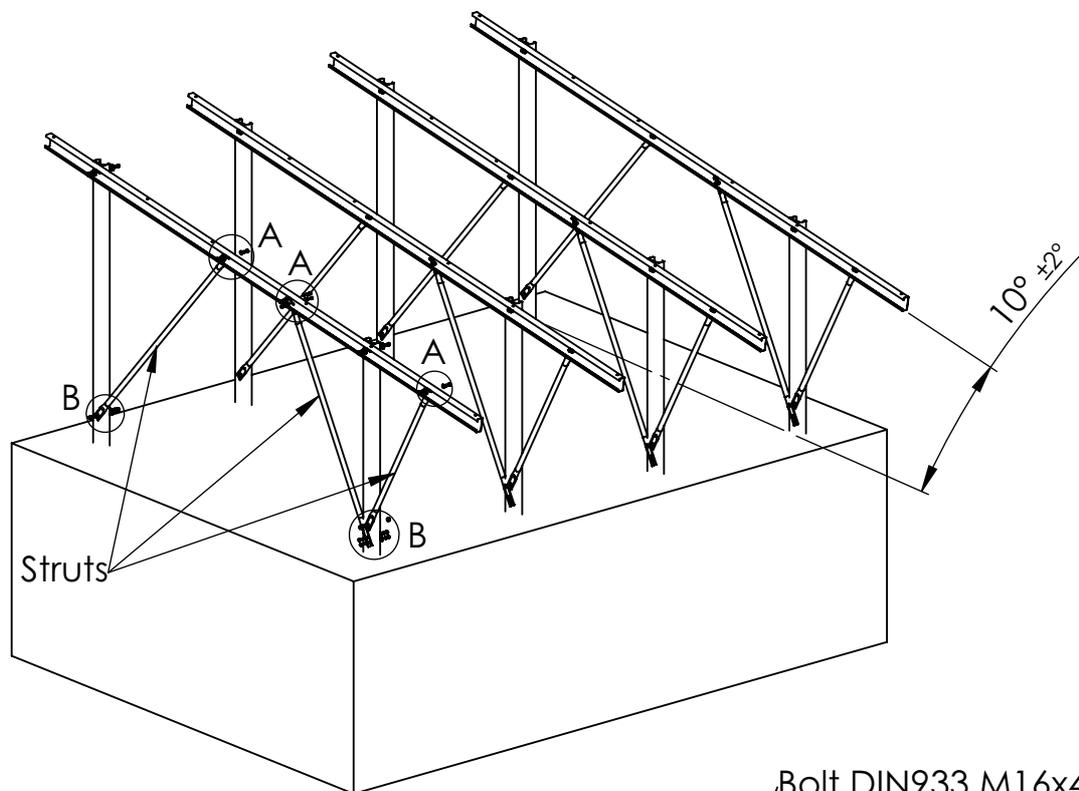
Piece 2 - Cross Beam



Bolt DIN933 M16x40
Washers DIN9021 M16(x2)
Washers DIN127 M16
Nut DIN934 M16

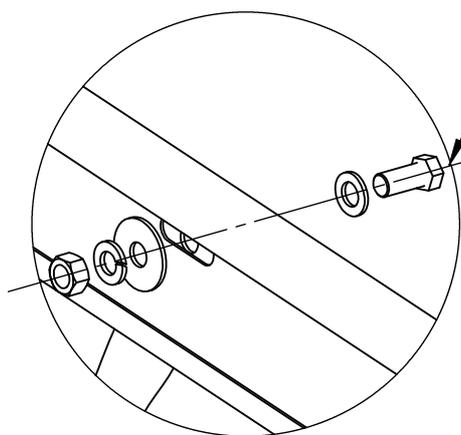
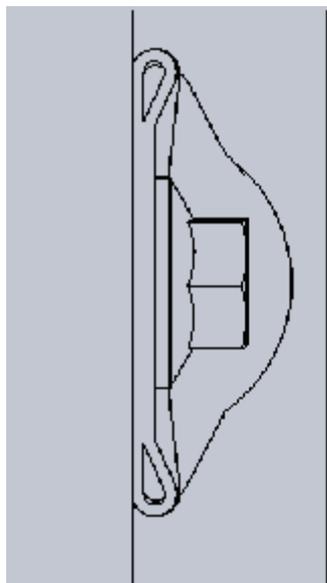
Tightening torque for M16 8.8 bolts and nuts: $230 \pm 5 \text{ N} \cdot \text{m}$

3.- Struts Assembly

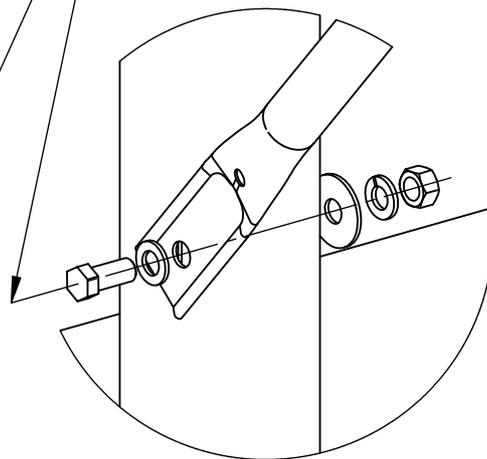


- Bolt DIN933 M16x40
- Washers DIN125 M16
- Washers DIN9021 M16
- Washers DIN127 M16
- Nut DIN934 M16

Strut position



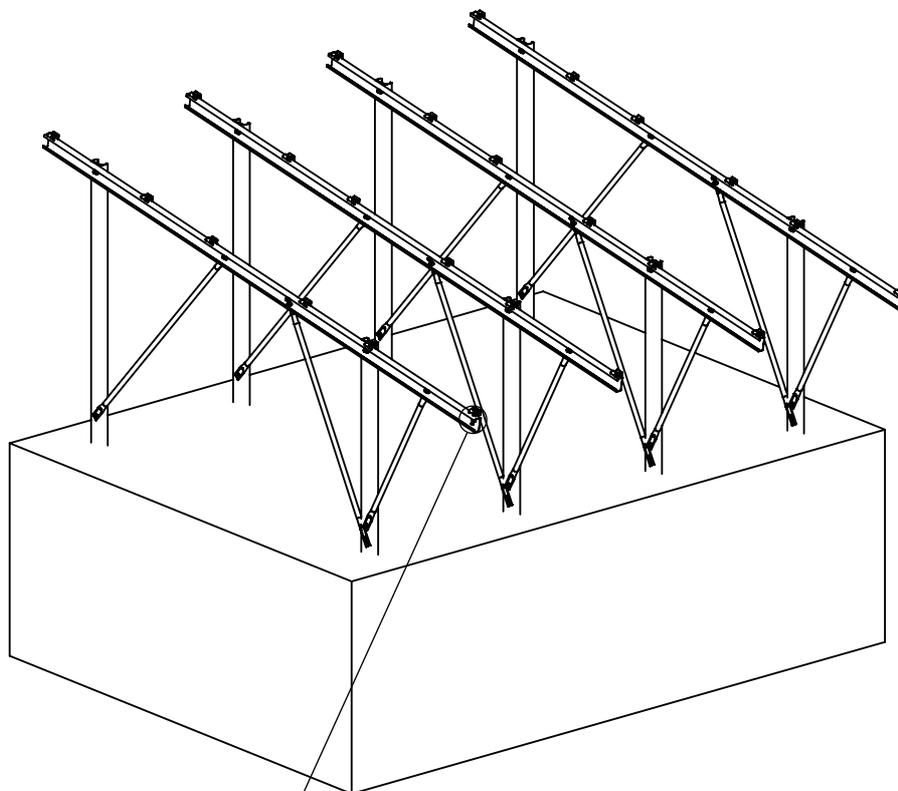
A



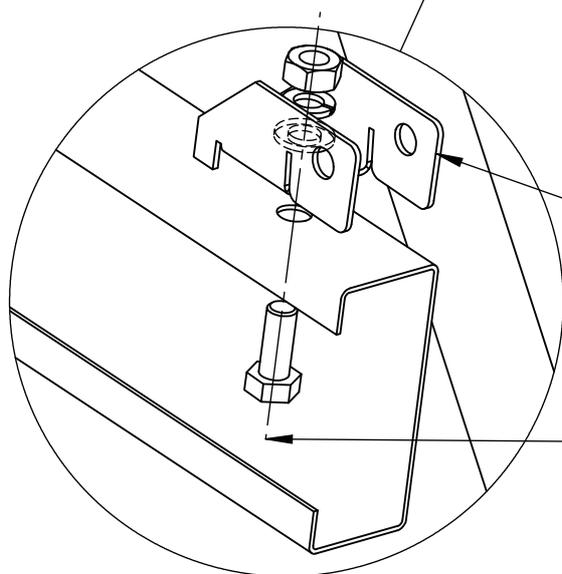
B

Tightening torque for M16 8.8 bolts and nuts: $230 \pm 5 \text{ N} \cdot \text{m}$

4.- Purlin Clamps Assembly



Do not tight the nut in this setp,
just secure the position of the
clamp with the bolt

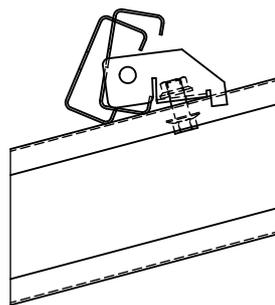
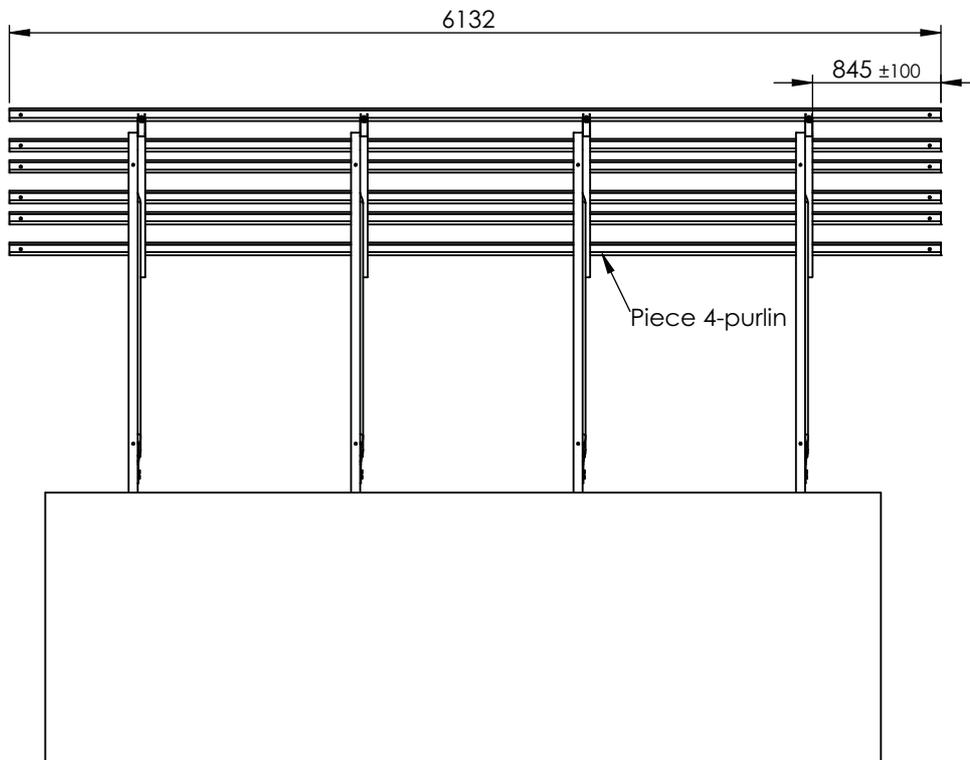


Piece 9 - Purlin clamp

Bolt DIN933 M12x30
Washers DIN125 M12
Washers DIN127 M12
Nut DIN934 M12

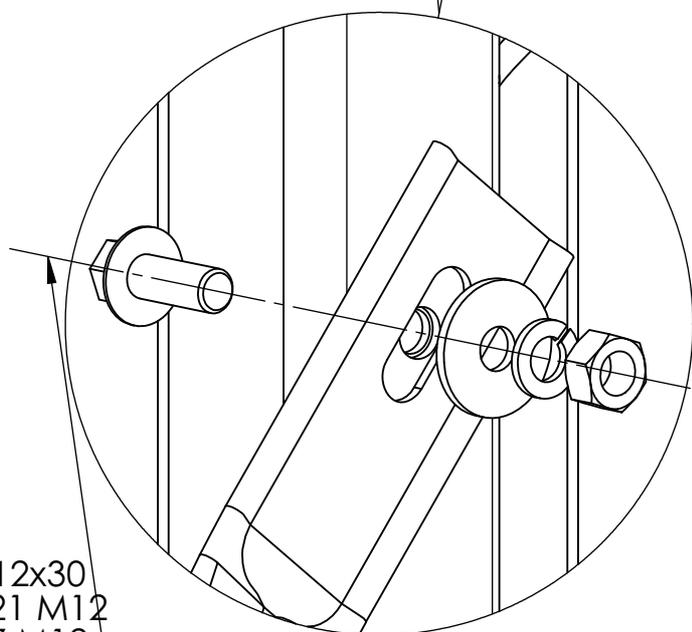
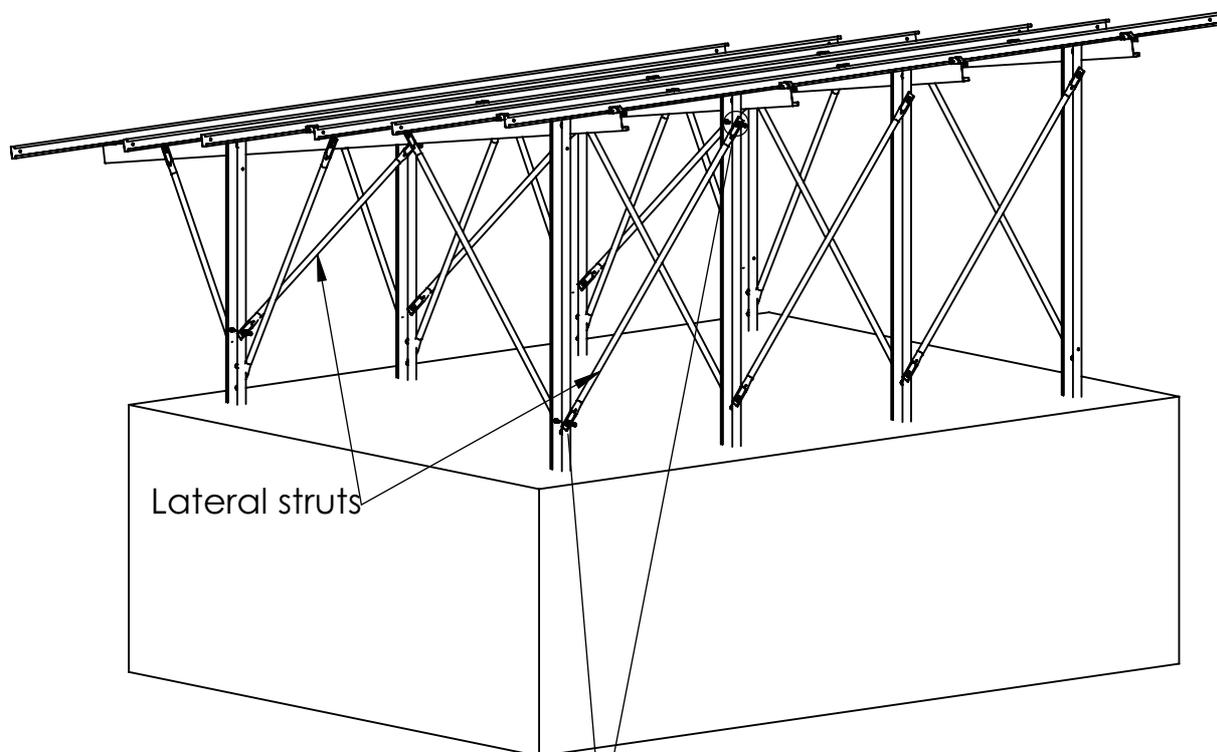
Tightening torque for M12 8.8 bolts and nuts: $92 \pm 5 \text{ N} \cdot \text{m}$

5.- Purlin Assembly



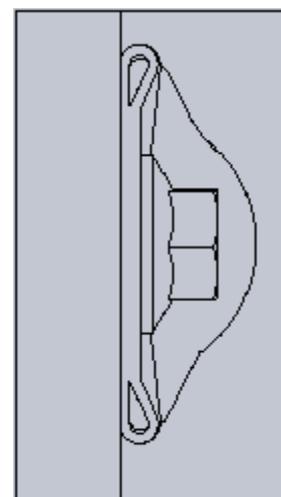
Lift and turn the purlin clamp in order to place the purlin below.

6.- Lateral Strut

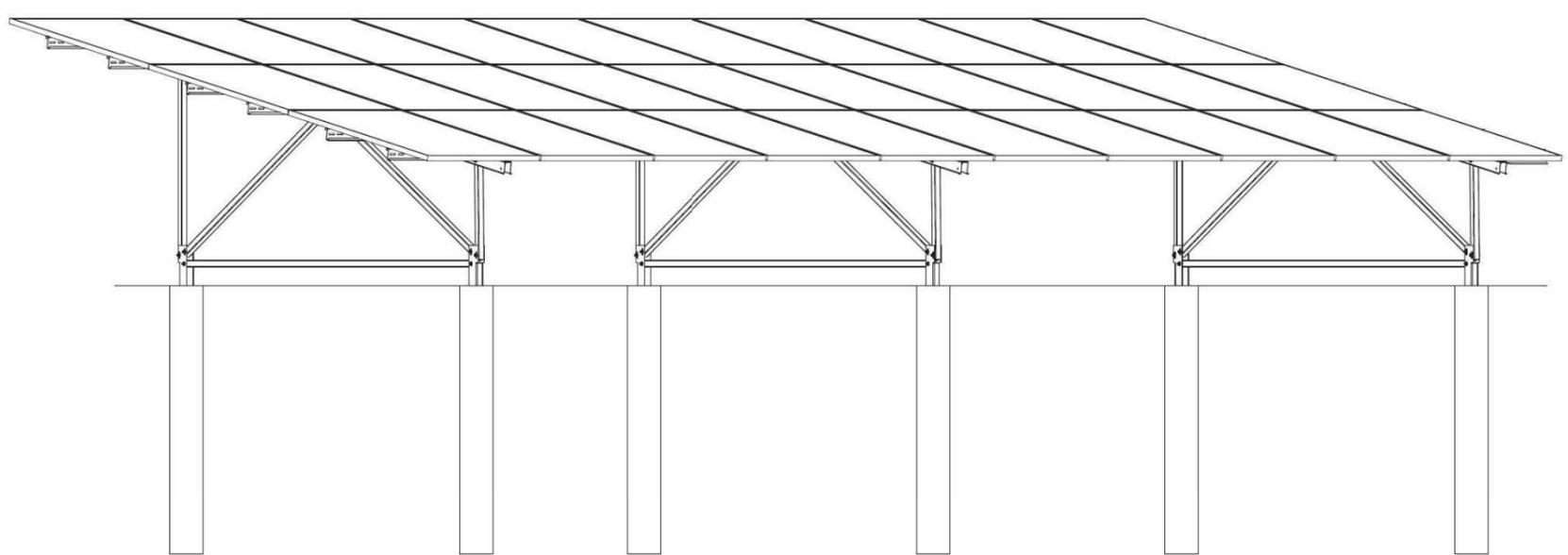
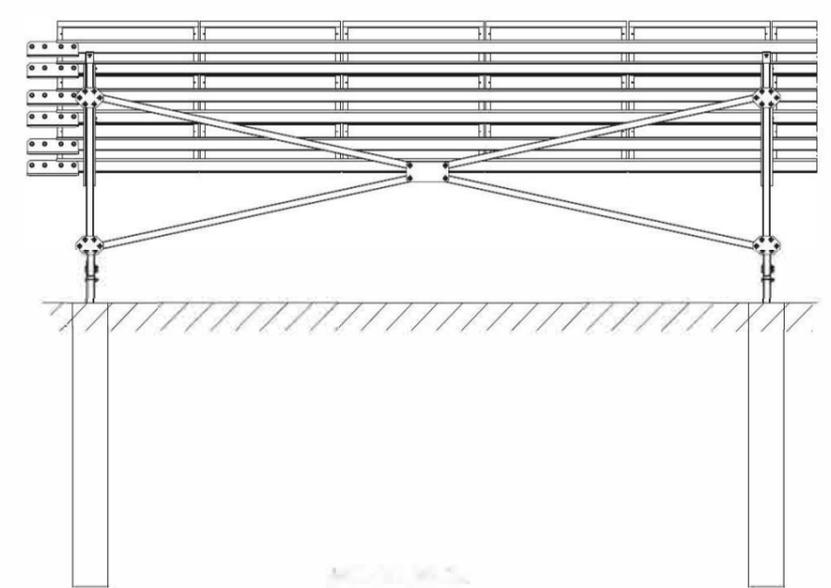
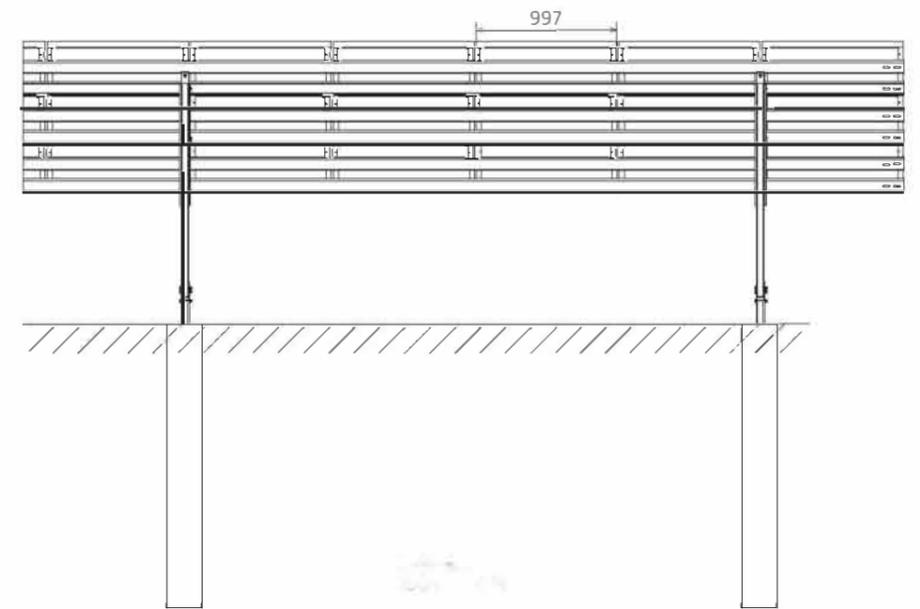
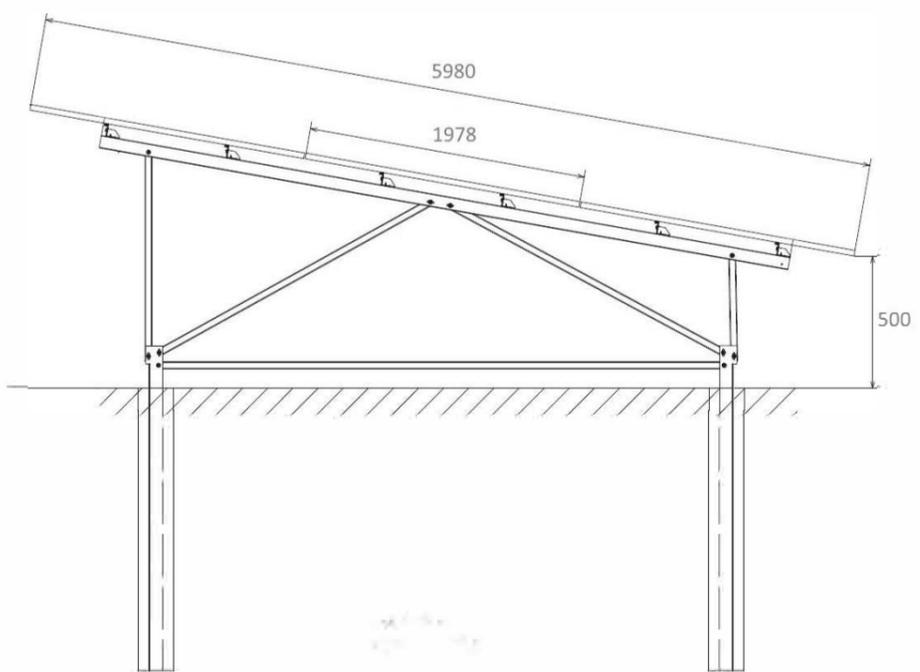


Bolt DIN6921 M12x30
Washers DIN9021 M12
Washers DIN127 M12
Nut DIN6923 M12

Strut position



Tightening torque for M12 8.8 bolts and nuts: $[92 \pm 5] \text{N} \cdot \text{m}$



PROJECT NUMBER	Enel Green Power S.p.A		
PROJECT			
PROJECT LOCATION			
DEPARTMENT TITLE	DETAILS OF PV MOUNTING STRUCTURE		
PROJECT CODE	PROJECT PHASE	SCALE	1:1000
DEPARTMENT CODE	REVISION: 00	VOLUME / SHEET:	1 / 1
DEPARTMENT APPROVED BY	REVISION 00	DATE	
	REVISION 01		
	REVISION 02		
	REVISION 23		
DEPARTMENT / DRAWING			
DEPARTMENT VALIDATION			

Eagle PERC 72

350-370 Watt

MONO CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2008、ISO14001:2004、OHSAS18001 certified factory.
IEC61215、IEC61730 certified products.



PERC

(5BB)



KEY FEATURES



System Voltage:

The maximum voltage is promoted to 1500V and the module strings are extended by 50% which reduces the overall system BOS.



5 Busbar Solar Cell:

5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



High Efficiency:

Higher module conversion efficiency (up to 19.08%) benefit from Passivated Emmitter Rear Contact (PERC) technology.



PID RESISTANT:

Eagle modules pass PID test, limited power degradation by PID test is guaranteed for mass production.



Low-light Performance:

Advanced glass and solar cell surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.



Severe Weather Resilience:

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

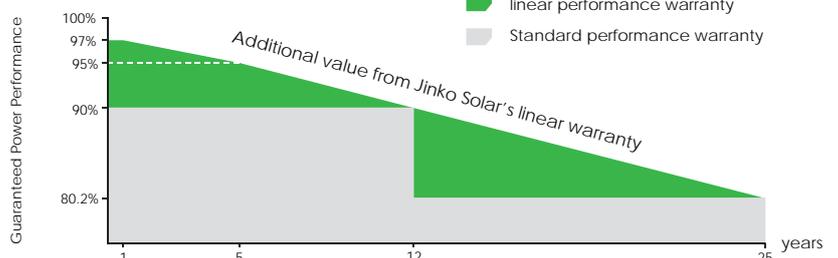


Durability against extreme environmental conditions:

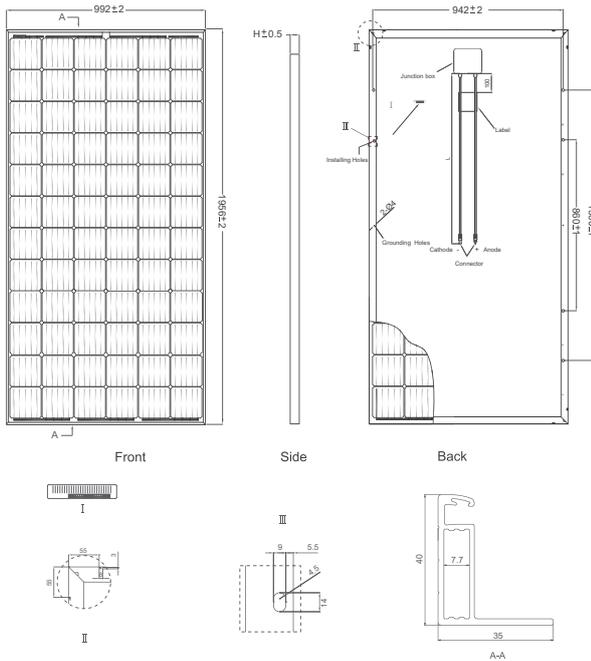
High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



Engineering Drawings

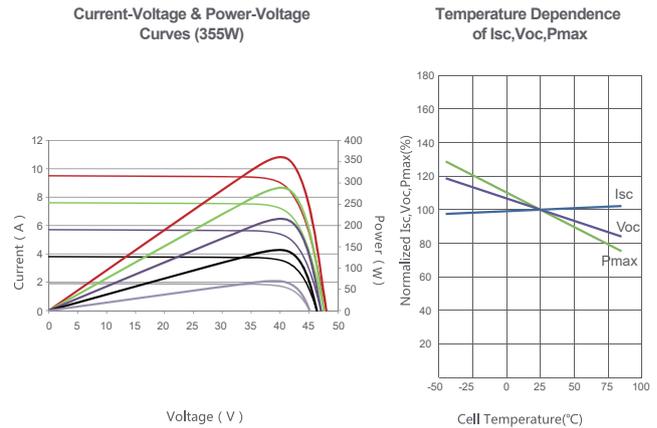


Packaging Configuration

(Two pallets =One stack)

26pcs/pallet , 52pcs/stack, 624 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono-crystalline PERC 156×156mm (6 inch)
No.of cells	72 (6×12)
Dimensions	1956×992×40mm (77.01×39.05×1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs)
Front Glass	4.0mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm ² ; Length:900mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM350M-72-V		JKM355M-72-V		JKM360M-72-V		JKM365M-72-V		JKM370M-72-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	350Wp	262Wp	355Wp	266Wp	360Wp	270Wp	365Wp	274Wp	370Wp	278Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	39.1V	37.2V	39.3V	37.5V	39.5V	37.7V	39.7V	37.9V	39.9V	38.1V
Maximum Power Current (Imp)	8.94A	7.05A	9.04A	7.09A	9.12A	7.17A	9.20A	7.24A	9.28A	7.30A
Open-circuit Voltage (Voc)	47.5V	46.0V	47.8V	46.2V	48.0V	46.5V	48.2V	46.8V	48.5V	47.0V
Short-circuit Current (Isc)	9.38A	7.46A	9.45A	7.54A	9.51A	7.61A	9.57A	7.68A	9.61A	7.75A
Module Efficiency STC (%)	18.01%		18.31%		18.57%		18.82%		19.08%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.40%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.29%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

SUN2000-185KTL-H1

Smart String Inverter



9
MPP Trackers



99.0%
Max. Efficiency



String-level
Management



Smart I-V Curve
Diagnosis Supported



MBUS
Supported



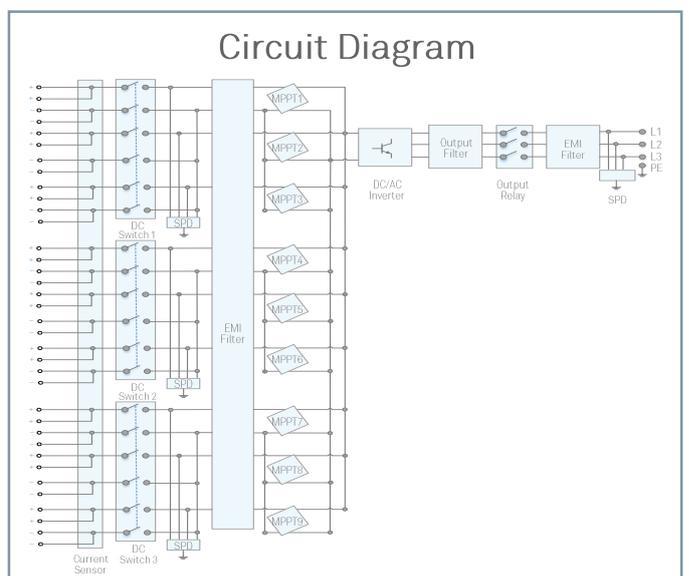
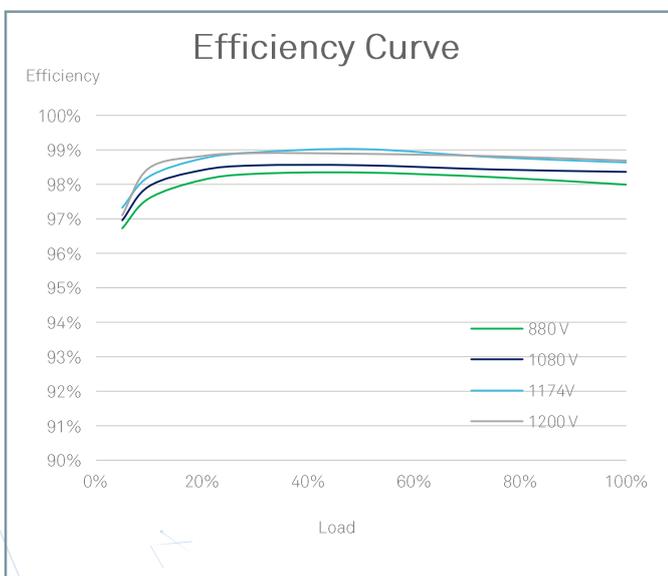
Fuse Free
Design



Surge Arresters
for DC & AC



IP66
Protection



Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	99.03%
European Efficiency	98.69%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	185,000 W @25°C, 175,000 W @40°C
Max. AC Apparent Power	185,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	185,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	134.9A @25°C, 126.3 A @40°C
Max. Output Current	134.9 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth/WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	84 kg (185.2 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC 62920, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Code	IEC 61727, IEC 62910, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, UNE 206007-1, UNE 206006