



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER CÁLCULO Y DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA MOREIRAS SOLAR

Autor: Adriana Moreiras Blanco
Director: Jorge González-Onieva Johansson

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
**CÁLCULO Y DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA MOREIRAS SOLAR Y DE SU
INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2022/23 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Adriana Moreiras Blanco

Fecha: 19/ 07/ 2023

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

**GONZALEZ ONIEVA
JOHANSSON
JORGE - 05961564X**

Firmado digitalmente por
GONZALEZ ONIEVA JOHANSSON
JORGE - 05961564X
Fecha: 2023.07.19 17:16:09
+02'00'

Fdo.: Jorge González-Onieva Johansson

Fecha: 19/ 07/ 2023



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER CÁLCULO Y DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA MOREIRAS SOLAR

Autor: Adriana Moreiras Blanco

Director: Jorge González-Onieva Johansson

Madrid

Agradecimientos

Quiero dedicar el desarrollo del trabajo de fin de máster a...

Mis queridos padres, quiero darles las gracias por su sacrificio para que siempre tuviera las mejores oportunidades y recursos para prosperar como ingeniera. Este logro es tan suyo como mío, y espero poder devolverles todo lo que han hecho por mí. Gracias, mamá y papá, por ser los mejores padres que podría haber pedido. También agradecerle a mi querida hermana pequeña, Helena, por su constante apoyo y motivación y por confiar en mí incluso más que yo misma.

A mi mejor amigo, Mario Arca, por escucharme, animarme y celebrar mis logros, y porque sin su ayuda no habría llegado hasta aquí. Gracias por darme tu apoyo y confiar en mí.

A mis amigas, amigos y compañeros de Máster, especialmente a Lorenzo Serrat, por su gran ayuda a lo largo de estos dos años.

Finalmente, quiero expresar mi gratitud a OSPREL S.L., con la cual he podido llevar a cabo este proyecto, especialmente gracias a Jorge González-Onieva Johansson por su gran ayuda y a María Inmaculada Blázquez García por brindarme la oportunidad de formar parte del equipo de OSPREL.

CÁLCULO Y DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA MOREIRAS SOLAR

Autor: Moreiras Blanco, Adriana

Director: González-Onieva Johansson, Jorge.

Entidad Colaboradora: OSPREL S.L.

RESUMEN DEL PROYECTO

El presente proyecto presenta el proceso de diseño e infraestructura de evacuación, de la planta solar fotovoltaica Moreiras Solar con potencia pico de 4,913 MWp y una potencia nominal de 4,48 MWn conectado a la red situado en el término municipal de Sencelles, Mallorca, Islas Baleares. Con este proyecto se obtiene una producción de 7.670 MWh/año, reduciendo así las emisiones de CO₂ emitidas a la atmósfera en 2.539 tCO₂ en un año y 63.469 tCO₂ a lo largo de la vida útil del proyecto. Su bajo LCOE (32,77€/MWh) y la proyección de una recuperación de la inversión en un tiempo razonable (5 años) hacen de esta planta una opción atractiva para la competencia en el mercado energético y la contribución al suministro de energía sostenible.

Palabras clave: Fotovoltaica, Energías Renovables, Planta Solar fotovoltaica, layout, recursos naturales, PVCase, PVSyst.

1. Introducción

El considerable aumento de la población mundial ha sido un hito más que notable, lo que implica un crecimiento de la demanda energética y, consecuente, un crecimiento en el consumo de energías fósiles. Las emisiones de dióxido de carbono producidas por la quema de combustibles fósiles, así como su elevado costo pone en manifiesto la urgencia de un cambio en el modelo energético.

En la actualidad, la instalación de fuentes de generación renovable está en alza, especialmente la solar y eólica, y esto es, en gran medida, debido a los objetivos marcados por la Unión Europea a alcanzar en el año 2030 [1]. Entre estos objetivos destacan su compromiso a generar al menos un 32% de la energía mediante fuentes renovables, a reducir hasta el 40% las emisiones de gases de efecto invernadero o a mejorar la eficiencia energética un 32,5%. España a, en particular, ha apostado por estas tecnologías, alcanzando un 46,7% de producción de electricidad con energías renovables en 2021 registrando con esta cifra su récord en participación en el mix energético, esperando alcanzar el 52% el año 2023. [2]

2. Definición del Proyecto

El presente proyecto pretende contribuir a los objetivos de la Unión Europea 2030, con el diseño y cálculo de la planta solar *Moreiras Solar*, así como su distribución hasta el punto de conexión con la red. Se incluyen en el alcance del proyecto un estudio del recurso solar para determinar la producción y un estudio económico para evaluar su viabilidad. Finalmente, se incluyen las fichas técnicas de los componentes de la instalación y los planos necesarios para definir el proyecto en su totalidad.

3. Descripción de la metodología

La metodología para el desarrollo de este proyecto es fundamental ya que cada apartado depende del anterior. Los procedimientos se han utilizado para el correcto desarrollo de la planta son los siguientes:

- Preselección de las parcelas: se ha realizado una búsqueda de terrenos de tamaño similar para desarrollar el proyecto dentro de unos parámetros predeterminados de tamaño, inclinación del terreno, ubicación y menor impacto ambiental.
- Análisis preliminar de los terrenos y selección final de la ubicación: estudio de viabilidad de los terrenos seleccionados estudiando que se encuentren fuera de los Lugares Natura 2000 [2], así como la posibilidad de la evacuación de la energía generada buscando subestaciones con capacidad o líneas cercanas al terreno.
- Análisis de servidumbres: a partir de la normativa actual, se tienen en cuenta las distancias de retranqueo, las servidumbres y las distintas afecciones alrededor de la planta para obtener su superficie útil. Con ella, se realiza un estudio de la fauna minimizando el impacto visual de la instalación.
- Análisis de potencia y selección de equipos: se realiza una estimación de la potencia extraíble de la planta con el software de diseño Rated Power [4]. Asimismo, se hace un estudio de la tecnología más puntera del mercado hoy en día para la selección de los equipos.
- Layout preliminar de la planta solar fotovoltaica e infraestructura de evacuación: con la herramienta PVSyst se han simulado distintas configuraciones y se han analizado hasta llegar a la configuración óptima. Se ha optado por estructura fija en configuración 2V, con 30 módulos por string, 14 inversores y entre 16 y 18 strings por inversor.
- Layout detallado de la planta solar fotovoltaica: empleando el software de simulación más avanzado en el mercado actual, PVCase, se realizan varias configuraciones del layout buscando optimizar al máximo el diseño de la planta. Finalmente, se elabora un layout detallado con todos los elementos de la instalación.
- Cálculo de cableado e infraestructura de evacuación: a partir del layout de la planta diseñado con PVCase se dimensionan los cables necesarios tanto en baja como en media tensión.
- Análisis económico para estudiar la viabilidad de la planta: elaboración de un presupuesto de ejecución material (PEM) y de ejecución por contrata (PEC). Asimismo, se realiza un estudio de viabilidad a partir de parámetros financieros para estudiar la rentabilidad del proyecto.

4. Resultados

A continuación, se presenta una tabla resumen con los resultados obtenidos y una imagen del layout de la planta:

DATOS GENERALES		
Provincia		Mallorca
Término municipal		Sencelles
Superficie parcelas totales	[ha]	47,42
Superficie vallada	[ha]	11,94
Potencia pico	[MWp]	4,913
Potencia de inversores	[MWn]	4,480
Potencia nominal en POI	[MWn]	4,094
Producción específica	[kWh/kWp/año]	1.561
Producción anual	[MWh/año]	7.670

MÓDULO SOLAR		
Número de módulos		7.500
Potencia unitaria	[W]	655
Fabricante		Canadian Solar
Modelo		BiHiKu7 CS7N-655B-AG
Nº módulos/string		30
Nº strings		250

INVERSOR		
Número de inversores		14
Potencia unitaria	[kVA]	320 @ 40 °C
Fabricante		Sungrow
Modelo		SG350HX

ESTRUCTURA		
Tecnología		Estructura fija
Fabricante		Reenergy
Modelo		MPH-2PV (30°)/60P
Nº strings/mesa		2
Distancia entre estructuras (pitch distance)	[m]	12

TRANSFORMADORES DE POTENCIA		
Nº transformadores		1
Potencia @ 40 °C	[kVA]	4.000
Tensión primaria	[V]	800
Tensión secundaria	[kV]	15



Figura 1. Layout general de la planta Moreiras Solar. Fuente: Elaboración propia.

En lo relativo al dimensionamiento del cableado, se ha realizado el cálculo de la sección de cable necesaria en cada conexión, así como la caída de tensión y la pérdida de potencia activa. Estos cálculos detallados pueden encontrarse en el Documento N.º 2 - Cálculos Justificativos, donde se justifica y documenta cada decisión tomada.

En el aspecto ambiental, destaca la generación de 7.670 MWh/año, lo que equivaldría al consumo anual promedio de 1.500 hogares, reduciendo así las emisiones de CO₂ emitidas a la atmósfera en 2.539 tCO₂ en un año y 63.469 tCO₂ a lo largo de la vida útil del proyecto. Por otro lado, destaca la integración paisajística y ambiental que se ha considerado en la elección de la ubicación minimizando el impacto visual.

En términos económicos, se ha realizado un análisis exhaustivo de costos, incluyendo CAPEX y OPEX, junto con el cálculo del VAN, TIR y LCOE, y se ha demostrado que el proyecto es una inversión financieramente viable y competitiva en comparación con otras fuentes de energía. Su LCOE bajo (32,77€/MWh) frente al valor estimado de la electricidad (60 €/MWh) y la proyección de una recuperación de la inversión en un tiempo razonable (5 años) hacen de esta planta una opción atractiva para la competencia en el mercado energético y la contribución al suministro de energía sostenible. [3]

Asimismo, a lo largo del proyecto se han determinado todos los equipos necesarios para garantizar el funcionamiento óptimo de la planta en su conjunto. Sus fichas técnicas se pueden encontrar en el Documento N.º 3 - Fichas Técnicas.

5. Conclusiones

En lo relativo al diseño de la planta, destaca su eficiencia en la elaboración del layout, maximizando la captación de la radiación solar y con una disposición de los paneles solares óptima. Asimismo, la elección de la tecnología y los componentes ha sido fundamental para garantizar un correcto funcionamiento y una mayor vida útil de la planta. La selección de paneles solares de alta eficiencia, inversores de string de gran potencia y adaptabilidad, estructuras adaptadas al tamaño de los módulos y los materiales de calidad ha sido esencial para la eficiencia global de la planta.

El desarrollo de este proyecto ha proporcionado una explicación detallada de cada una de las etapas necesarias para llevar a cabo un proyecto de generación de energía. Asimismo, estos resultados pueden servir como guía para otros proyectos similares. Se cree que el proyecto llevado a cabo es viable tanto técnica como económicamente, por lo que se puede usar la memoria actual para encontrar el punto de conexión que iniciaría el proceso de tramitación y construcción.

Referencias

- [1] N. Unidas, «Objetivos de Desarrollo Sostenible,» [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>.
- [2] C. A. E. A.-G. Espejo-Marín, «La producción de electricidad con energía solar fotovoltaica en España en el siglo XXI,» 2020.
- [3] E. Commision, «Nature and Biodiversity,» Natura 200, [En línea]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/espacios-protegidos/red-natura-2000/>.
- [4] «Rated Power,» [En línea]. Available: <https://ratedpower.com/>.
- [5] Y. Núñez-Guerrero, «Numerical LCOE Modeling for Photovoltaic Plants on Flat Roof,» [En línea].

CALCULATION AND DESIGN OF THE PHOTOVOLTAIC INSTALLATION MOREIRAS SOLAR

Author: Moreiras Blanco, Adriana

Supervisor: González-Onieva Johansson, Jorge.

Collaborating Entity: OSPREL S.L.

ABSTRACT

This project presents the design process and evacuation infrastructure of the Moreiras Solar photovoltaic solar plant with a peak power of 4.913 MWp and a nominal power of 4.48 MWn connected to the grid located in the municipality of Sencelles, Mallorca, Islas Baleares. This project will produce 7,670 MWh/year, thus reducing CO₂ emissions to the atmosphere by 2,539 tCO₂ in one year and 63,469 tCO₂ over the lifetime of the project. Its low LCOE (32.77 €/MWh) and the projected payback of the investment in a reasonable time (5 years) make this plant an attractive option for competition in the energy market and contribution to sustainable energy supply.

Keywords: Photovoltaic, Renewable Energies, Solar Photovoltaic Plant, Layout, Natural Resources, PVCase, PVSyst.

1. Introduction

The considerable increase in the world's population has been a remarkable milestone, which implies a growth in energy demand and, consequently, a growth in the consumption of fossil fuels. The carbon dioxide emissions produced by the burning of fossil fuels, as well as their high cost, highlight the urgency of a change in the energy model.

Currently, the installation of renewable generation sources is on the rise, especially solar and wind, and this is largely due to the objectives set by the European Union to be achieved by 2030 [1]. These targets include a commitment to generate at least 32% of energy from renewable sources, to reduce greenhouse gas emissions by up to 40% and to improve energy efficiency by 32.5%. Spain, in particular, has committed itself to these technologies, reaching 46.7% of electricity production with renewable energies in 2021, which is its record share of the energy mix, and expects to reach 52% by 2023. [2]

2. Definition of the Project

This project aims to contribute to the objectives of the European Union 2030, with the design and calculation of the *Moreiras Solar* solar plant, as well as its distribution to the grid connection point. The scope of the project includes a study of the solar resource to determine production and an economic study to assess its viability. Finally, the technical data sheets of the components of the installation and the plans necessary to define the project in its entirety are included.

3. Description of the methodology

The methodology for the development of this project is fundamental as each section depends on the previous one. The procedures used for the correct development of the plant are as follows:

- Pre-selection of plots: a search was carried out for plots of similar size to develop the project within predetermined parameters of size, slope of the land, location and lower environmental impact.
- Preliminary analysis of the plots and final selection of the location: feasibility study of the selected plots, as well as the possibility of evacuating the energy generated [2].
- Analysis of the affections: based on the regulations in force, the setback distances, the effects and the different conditions around the plant are taken into account in order to obtain its useful surface area.
- Power analysis and equipment selection: power estimation with Rated Power design software and study of the most advanced technology on the current market for equipment selection.
- Preliminary layout of the photovoltaic solar power plant and the evacuation infrastructure: different configurations were simulated with the PVSyst tool and analysed to arrive at the optimum configuration. A fixed structure in 2V configuration was chosen, with 30 modules per string, 14 inverters and between 16 and 18 strings per inverter.
- Detailed layout of the photovoltaic solar plant: using the most advanced simulation software on the market today, PVCase, several layout configurations are made in order to optimise the plant design as much as possible. Finally, a detailed layout with all the elements of the installation is drawn up.
- Calculation of cabling and evacuation infrastructure: based on the plant layout designed with PVCase, the necessary cables are sized for both low and medium voltage.
- Economic analysis to study the feasibility of the plant: preparation of a material execution budget (PEM) and contract execution budget (PEC). A feasibility study is also carried out based on financial parameters to study the profitability of the project.

4. Results

A summary table with the results obtained and an image of the plant layout is presented below:

GENERAL DATA		
Province		Mallorca
Municipal district		Sencelles
Total plot area	[ha]	47,42
Fenced area	[ha]	11,94
Peak power	[MW _p]	4,913
Inverter power	[MW _n]	4,480
Rated power at POI	[MW _n]	4,094
Specific production	[kWh/kW _p /año]	1.561
Annual production	[MWh/año]	7.670

SOLAR MODULE		
Number of modules		7.500
Unit power	[W]	655
Manufacturer		Canadian Solar
Model		BiHiKu7 CS7N-655B-AG
Nº modules/string		30
Nº strings		250

INVERTOR		
Number of inverters		14
Unit power	[kVA]	320 @ 40 °C
Manufacturer		Sungrow
Model		SG350HX

STRUCTURE		
Technology		Fixed structure
Manufacturer		Reenergy
Model		MPH-2PV (30°)/60P
N ° strings/table		2
Pitch distance	[m]	12

POWER TRANSFORMERS		
No. of transformers		1
Power @ 40 °C [kVA]	[kVA]	4.000
Primary voltage [V]	[V]	800
Secondary voltage [kV]	[kV]	15



Figure 1. General layout of the Moreiras Solar plant. Source: Own elaboration.

With regard to the sizing of the cabling, the calculation of the cable section required for each connection, as well as the voltage drop, and the loss of active power has been carried out. These detailed calculations can be found in Document N.º 2 - Justifying Calculations, where each decision taken is justified and documented.

In the environmental aspect, the generation of 7.670 MWh/year stands out, which is equivalent to the average annual consumption of 1,500 homes, thus reducing CO₂ emissions emitted into the atmosphere by 2.539 tCO₂ in one year and 63.469 tCO₂ over the life of the project. On the other hand, it is worth highlighting the landscape and environmental integration that has been considered in the choice of the location, minimising the visual impact.

In economic terms, a comprehensive cost analysis, including CAPEX and OPEX, together with NPV, IRR and LCOE calculations, has been carried out and the project has been shown to be a financially viable and competitive investment compared to other energy sources. Its low LCOE (32,77 €/MWh) compared to the estimated value of electricity (60 €/MWh) and the projected payback of the investment in a reasonable time (5 years) make this plant an attractive option for competition in the energy market and contribution to sustainable energy supply. [3]

In addition, throughout the project, all the equipment necessary to guarantee the optimal operation of the plant has been determined. Their technical data sheets can be found in Document N.º 3 - Technical Data Sheets.

5. Conclusions

About the design of the plant, the efficiency of the layout, maximising the capture of solar radiation and with an optimal arrangement of the solar panels, stands out. Also, the choice of technology and components has been fundamental to guarantee correct

operation and a longer useful life for the plant. The selection of high-efficiency solar panels, string inverters of high power and adaptability, structures adapted to the size of the modules and quality materials have been essential for the overall efficiency of the plant.

The development of this project has provided a detailed explanation of each of the stages necessary to carry out a power generation project. These results can also serve as a guide for other similar projects. It is believed that the project carried out is both technically and economically feasible, so that the current memory can be used to find the connection point that would initiate the process of processing and construction.

References

- [1] N. Unidas, "Objetivos de Desarrollo Sostenible," [Online]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>.
- [2] C. A. E. A.-G. Espejo-Marín, "La producción de electricidad con energía solar fotovoltaica en España en el siglo XXI," 2020.
- [3] E. Commision, "Nature and Biodiversity," Natura 200, [Online]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/espacios-protegidos/red-natura-2000/>.
- [4] "Rated Power," [Online]. Available: <https://ratedpower.com/>.
- [5] Y. Núñez-Guerrero, "Numerical LCOE Modeling for Photovoltaic Plants on Flat Roof," [Online].

ÍNDICE DE DOCUMENTOS

1	-	MEMORIA
2	-	CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS
3	-	ESTUDIO ECONÓMICO
4	-	FICHAS TÉCNICAS
5	-	PLANOS

DOCUMENTO Nº1: MEMORIA

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	8
1.1.	Antecedentes	8
1.2.	Motivación y justificación	8
1.3.	Objeto y alcance	9
2.	LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	10
2.1.	Historia de la energía solar.....	10
2.2.	Célula fotovoltaica.....	11
2.3.	Principales tipos de aprovechamiento	14
3.	ESTADO ACTUAL.....	19
3.1.	Mix energético actual.....	19
4.	TITULAR DE LA INSTALACIÓN	23
4.1.	Titular de la instalación	23
4.2.	Ingeniería desarrolladora	23
5.	PUNTO DE CONEXIÓN	24
6.	NORMATIVA APLICABLE.....	25
6.1.	Antecedentes	25
6.2.	Normativa de carácter europeo.....	26
6.3.	Normativa de carácter nacional.....	26
6.4.	Normas UNE	29
6.5.	Normativa ambiental	30
6.6.	Otras normativas.....	31
7.	UBICACIÓN DE LA PLANTA	32
7.1.	Selección de la ubicación	32
7.2.	Emplazamiento de la instalación.....	40
7.3.	Características generales del emplazamiento.....	41
7.4.	Relación de parcelas.....	41
8.	SERVIDUMBRES, VALLADO Y ZONA DE IMPLANTACIÓN	43
8.1.	Servidumbres	43
8.2.	Vallado y zona de implantación	47
9.	JUSTIFICACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE LA PLANTA	48

10. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA	51
10.1. Módulos solares fotovoltaicos	52
10.2. Estructura soporte.....	54
10.3. Inversores.....	56
10.4. Estación meteorológica	58
10.5. Centro de transformación 15/0,8 kV	58
10.6. Protecciones eléctricas.....	61
10.7. Equipos de servicios auxiliares	61
10.8. Instalaciones eléctricas	62
10.9. Sistema de puesta a tierra.....	65
10.10. Sistema de pararrayos.....	66
10.11. Obra civil.....	66
10.12. Sistema de vigilancia y seguridad.....	70
10.13. Cumplimiento de los códigos de red.....	71
11. LISTADO DE ORGANISMOS AFECTADOS POR LA INSTALACIÓN	72
12. ESTUDIO DE PRODUCCIÓN	74
13. DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN	75
13.1. Descripción del trazado subterráneo de las líneas	75
13.2. Características de la línea.....	75
13.3. Características de los materiales.....	76
14. CENTRO DE SECCIONAMIENTO.....	79
14.1. Descripción de la instalación.....	79
15. EFECTOS MEDIOAMBIENTALES.....	83
15.1. Balance de carbono	83
15.2. Recursos utilizados	83
15.3. Radio interferencia	83
15.4. Campos eléctrico y magnético	84
15.5. Ruido Acústico	84
16. GESTIÓN DE RESIDUOS DURANTE LA CONSTRUCCIÓN.....	85
17. SEGURIDAD Y SALUD	86
18. CRONOGRAMA.....	87
19. CONCLUSIONES	89

ANEXO I: PLIEGO DE CONDICIONES	90
ANEXO II: ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS.....	91
ANEXO III: ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD	92
ANEXO IV: PLAN DE DESMANTELAMIENTO	93
ANEXO V: OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE	94
Bibliografía.....	95

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama de la emisión de los electrones de una placa metálica, requiriendo de la energía que es absorbida de un fotón. Fuente: [2]	10
Figura 2. Curvas I-V (azul) y P-V (naranja) de un panel fotovoltaico. [22]	11
Figura 3. Curva de V – I para una célula solar con variación en la irradiación solar. Fuente: [18]	12
Figura 4. Curva de voltaje – potencia para una célula solar con variación de temperatura. Fuente: [18].	13
Figura 5. Gráfico eficiencia células fotovoltaicas. Fuente: [5]	14
Figura 6. Colector solar plano o panel solar térmico. Fuente: Greenheiss	15
Figura 7. Colector de tubos de vacío. Fuente: Greenheiss.	15
Figura 8. Espejos planos o lentes de Fresnel lineales. Fuente: [21]	16
Figura 9. Torre de energía solar. Fuente: [21]	16
Figura 10. Cilindro parabólico. Fuente: [21]	17
Figura 11. Plato o motor parabólico. Fuente: [21]	17
Figura 12. Mix energético. Fuente: IRENA	19
Figura 13. Potencia instalada en España entre 2018 y 2022. Fuente: [6]	21
Figura 14. Evolución de la potencia eólica instalada en España entre 2018 y 2022. Fuente: [6]	21
Figura 15. Evolución de la potencia solar instalada en España entre 2018 y 2022. Fuente [6]	22
Figura 16. Mapa irradiación global máxima en España. Fuente: AEMET [20]	32
Figura 17. Servidumbre preliminar posible ubicación ARTÁ - Zona ZEPA. Fuente: [8]	34
Figura 18. Servidumbre preliminar posible ubicación ARTÁ - Zona LIC. Fuente: [8].	34
Figura 19. Servidumbre preliminar posible ubicación Pobra - Zona LIC. Fuente: [8]	35
Figura 20. Servidumbre preliminar posible ubicación Pobra - Zona LIC. Fuente: [8]	35
Figura 21. Servidumbre preliminar posible ubicación Pobra - Zona ZEPA. Fuente: [8]	35
Figura 22. Servidumbre preliminar posible ubicación Andratx. Fuente: [8]	35
Figura 23. Viabilidad de evacuación posible ubicación Andratx. Fuente: [8]	36
Figura 24. Servidumbre preliminar posible ubicación Sencelles y Algaida. Fuente: [8]	36
Figura 25. Viabilidad de evacuación posible ubicación Sencelles. Fuente: [8]	37
Figura 26. Línea de MT en las inmediaciones de la posible ubicación Sencelles. Fuente: [8]	37

Figura 27. Subparcelas de la parcela en Algaida. Fuente: [8].	38
Figura 28. Subdivisión de parcelas en Algaida en función del tipo de cultivo. Fuente: [8].	38
Figura 29. Emplazamiento de la instalación Moreiras Solar. Fuente: Elaboración propia.	41
Figura 30. Catastral Moreiras Solar. Fuente: [11].	42
Figura 31. Servidumbre líneas aéreas de AT y MT. Fuente: Elaboración propia	43
Figura 32. Servidumbre caminos. Fuente: Elaboración propia.	44
Figura 33. Servidumbre carretera MA-3011. Fuente: Elaboración propia.	44
Figura 34. Servidumbre balsa. Fuente: Elaboración propia.	45
Figura 35. Servidumbre edificaciones. Fuente: Elaboración propia.	45
Figura 36. Servidumbre de arbolado. Fuente: Elaboración propia.	46
Figura 37. Servidumbre linderos. Fuente: Elaboración propia.	47
Figura 38. Configuración estructura fija 1V. Fuente: [5]	48
Figura 39. Configuración estructura fija 2V. Fuente: www.suports.es/	49
Figura 40. Esquema pitch distance. Fuente: OSPREL.	49
Figura 41. Módulo 655 W BiHiKu7 CS7N-655MB-AG. Fuente: [12].	54
Figura 424. Seguidor eje polar. Fuente: OSPREL.	55
Figura 43. Seguidor a un eje horizontal. Fuente: OSPREL.	55
Figura 44. Seguidor a dos ejes. Fuente: OSPREL.	55
Figura 45. Seguidor eje polar. Fuente: OSPREL.	55
Figura 46. Estructura fija 2V MPH-2PV (30°) / 60P. Fuente: [13]	56
Figura 47. Inversor SG350HX. Fuente: [14]	58
Figura 48. Esquema centro de transformación. Fuente: OSPREL.	59
Figura 49. Centro de transformación MVS8960-LV. Fuente: [14].	60
Figura 50. Sección de la zanja tipo. Fuente: OSPREL.	76
Figura 51. Esquema de conexión de puesta a tierra. Fuente: OSPREL.	77

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Parcelas posible ubicación 1. Fuente: Elaboración propia.....	33
Tabla 2. Parcelas posible ubicación 2. Fuente: Elaboración propia.....	33
Tabla 3. Parcelas posible ubicación 3. Fuente: Elaboración propia.....	33
Tabla 4. Parcelas posible ubicación 3. Fuente: Elaboración propia.....	34
Tabla 5. Datos condiciones meteorológicas y de radiación del emplazamiento. Fuente: [9].	41
Tabla 6. Parcelas catastrales del proyecto Moreiras Solar. Fuente: Elaboración propia.	42
Tabla 7. Vértices del vallado. Fuente: Elaboración propia.	47
Tabla 8. Datos generales de la instalación Moreiras Solar. Fuente: Elaboración propia.	51
Tabla 9. Datos generales del cableado de BT en CC. Fuente: [15]	63
Tabla 10. Datos generales del cableado de BT en CA. Fuente: [15]	64
Tabla 11. ITC-BT-21 - Número de conductores en función de la sección. Fuente: REBT.....	69
Tabla 12. Vértices de la línea de evacuación. Fuente: Elaboración propia.	75
Tabla 13. Datos generales del cableado de MT. Fuente: [15].	76

1. INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

El proyecto objeto del presente documento es el diseño detallado de la instalación de la planta solar fotovoltaica **MOREIRAS SOLAR**, de 4,094 MW de potencia concedida en el punto de conexión (denominado POI en adelante, por sus siglas en inglés), 4,913 MW de potencia pico (MWp en adelante) y 4,480 MWn de potencia instalada en inversores (la potencia de los inversores será limitada mediante software para así cumplir con lo dispuesto en el punto de acceso y conexión), ubicada en el término municipal de Sencelles, Mallorca, provincia de las Islas Baleares

Habiendo obtenido los permisos de acceso y conexión de la planta Moreiras Solar se conectará a la red de distribución de Red Eléctrica de España.

La planta solar fotovoltaica con conexión a red se encuentra dentro del ámbito de aplicación del Real Decreto 413/2014 [1] para la regulación del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Al emplear únicamente recurso solar, la planta estará clasificada como Grupo b.1.1.

1.2. MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN

El desarrollo de este proyecto surge con tres motivaciones principalmente. En primer lugar, dar un paso hacia la descarbonización del sector eléctrico contribuyendo a la generación de energía a través de origen renovable. Asimismo, con el desarrollo de este proyecto se busca adquirir la formación profesional conveniente para el desarrollo de este tipo de proyectos. La última motivación, en paralelo a lo anterior, es que se trata de un proyecto sostenible, pues cumple las tres dimensiones para un mundo más habitable:

- La dimensión económica, pues impulsa un crecimiento económico que genera riqueza equitativa sin perjudicar a los recursos naturales. Pese a ser necesaria una inversión inicial para la construcción de la planta, esta supondrá un ahorro energético con el tiempo.
- La dimensión medioambiental de este proyecto se releja en el aumento eficiencia energética, así como la generación de una energía limpia y no contaminante. Asimismo, contribuye a la reducción de las emisiones de CO₂ labor de vital importancia para la descarbonización del sistema.
- La dimensión social, tratándose de una herramienta de progreso social. Este proyecto fomenta la “creación de empleo” así como la aceptación social, pues, cada vez, la población está más concienciada con el medio ambiente.

1.3. OBJETO Y ALCANCE

El presente proyecto se redacta con objeto de realizar el diseño y cálculo de la instalación de una planta solar fotovoltaica en Sencelles, Mallorca. El proyecto "Moreiras Solar", comprende el sistema de acondicionamiento y distribución de la energía generada hasta el punto de conexión con la red. Asimismo, se incluye en el alcance del proyecto un estudio técnico, un estudio de producción y un estudio económico.

El alcance del proyecto comprende el diseño y el cálculo detallado de la totalidad del campo solar, entendido como el conjunto de módulos solares fotovoltaicos y sus estructuras soporte, así como del sistema de adecuación de la energía hasta la conexión con el apoyo. Se entiende por sistema de adecuación los inversores destinados a transformar la energía generada en energía en corriente alterna, la red de distribución interna de la planta y los centros de transformación 15/0,8 kV.

Se incluye en el alcance del proyecto la línea subterránea de media tensión, LSMT 15 kV, destinada a conectar el centro de transformación con el centro de seccionamiento empleado como unión con el apoyo de conexión la subestación elevadora SET INCA 66/15 kV donde se evacuará la energía generada.

1.3.1. OBJETO DEL DOCUMENTO Nº1: MEMORIA

El objeto del presente documento es el de presentar las características generales y técnicas del proyecto que comprenderá el diseño, cálculo y descripción de los distintos elementos de la instalación.

2. LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.1. HISTORIA DE LA ENERGÍA SOLAR

El descubrimiento del efecto fotovoltaico nace en 1839 de la mano del físico francés Alexandre-Edmond Becquerel (1820-1891) cuando, al experimentar con una pila electrolítica con electrodos de platino, observó que, al aumentar exposición a la luz se incrementaba la corriente [2]. Este fenómeno se basa en aprovechar la radiación solar para transformarla en energía eléctrica.

El efecto fotovoltaico no fue explicado científicamente hasta el año 1905 donde el físico alemán Albert Einstein observó que, al iluminar un material con radiación electromagnética, este emitía electrones. Esta demostración de Einstein, por la que se le otorgó el premio Nobel de Física de 1921 “a la teoría de la Física y en especial su descubrimiento de las leyes del efecto fotovoltaico”. Este hito supuso un gran avance en el desarrollo de la Mecánica Cuántica que, por otro lado, sería clave para la comprensión de los dispositivos fotoeléctricos. [3]

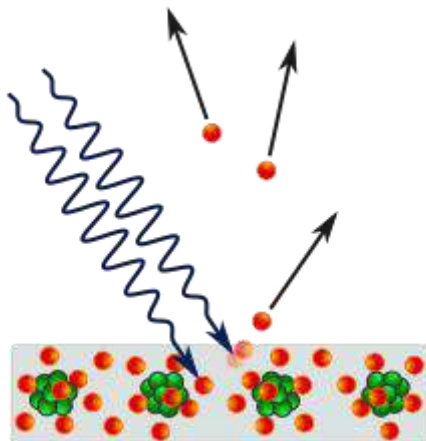


Figura 1. Diagrama de la emisión de los electrones de una placa metálica, requiriendo de la energía que es absorbida de un fotón. Fuente: [2]

No fue hasta 1954 cuando, de la mano de los Laboratorios Bell, nace la primera célula fotovoltaica para obtener la energía eléctrica. Esta primera célula de silicio tenía un 6% de rendimiento y su coste estimado era de 3.000 \$/W. Esto supuso un gran avance tecnológico y la solicitud de la administración norteamericana para la producción de elementos solares fotovoltaicos para aplicaciones espaciales lanzando en 1962 el primer satélite comercial de telecomunicaciones, el Telstar.

2.2. CÉLULA FOTOVOLTAICA

La célula solar fotovoltaica, también conocida como célula fotoeléctrica o celda solar es un dispositivo electrónico conformado con materiales semiconductores capaces de captar la radiación solar (fotones) y transformarla en energía eléctrica (flujo de electrones libres) en corriente continua. Está compuesta por dos capas, N y P, con cargas negativa y positiva respectivamente. El material más empleado para su fabricación es el silicio y la superficie de esta es de un color azul oscuro antirreflejante para facilitar la absorción solar. Las celdas solares se agrupan en serie formando los paneles fotovoltaicos o módulos solares¹ para conseguir un voltaje adecuado.

2.2.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

El principio de funcionamiento de una célula fotovoltaica se basa en el efecto fotovoltaico. Para ello, es necesario conectar la célula a una carga, cuando la célula absorbe los fotones de la luz procedente de la radiación solar se produce una diferencia de potencial en los extremos de la carga y circula una corriente a través de ellos, generando de este modo la energía eléctrica.

Como se describió anteriormente, la célula está compuesta por dos capas de materiales semiconductores. La radiación solar llega a los módulos que producen energía eléctrica por el efecto fotovoltaico en forma de corriente continua.

Las células fotovoltaicas, y, consecuentemente, el panel fotovoltaico, tienen una serie de parámetros característicos que definen su funcionamiento:

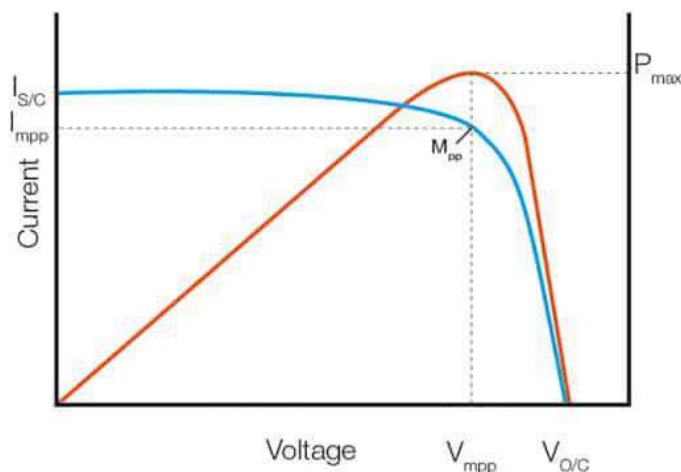


Figura 2. Curvas I-V (azul) y P-V (naranja) de un panel fotovoltaico. [22]

¹ Los paneles fotovoltaicos, normalmente, constan de 60 o 72 células fotovoltaicas.

- Corriente de cortocircuito (I_{cc}): es la corriente que puede ser medida directamente en bornes ya que se da a 0 voltios. Su valor varía en función de las condiciones atmosféricas.
- Tensión de vacío (V_{oc}): es la tensión máxima que alcanza el panel. Se puede medir con un voltímetro cuando no hay ninguna carga conectada y su valor no varía.
- Corriente en el punto de máxima potencia (I_p): es la corriente a potencia máxima bajo unas condiciones estándar de medida.
- Tensión en el punto de máxima potencia (V_p): es la tensión a potencia máxima bajo unas condiciones estándar de medida.
- Eficiencia de conversión o rendimiento (η): es el porcentaje de energía solar recibida por la célula que es convertida en energía eléctrica.

Asimismo, existen otras características para tener en cuenta al estudiar los paneles fotovoltaicos, entre las que destacan:

- Efecto de la corriente de iluminación (I_d): la intensidad suministrada por un panel es directamente proporcional a la irradiación solar y a la superficie de células en el panel. Como se observa en la Figura 3, la reducción de la irradiación solar se manifiesta como una reducción proporcional en la corriente de cortocircuito, manteniendo la temperatura constante.

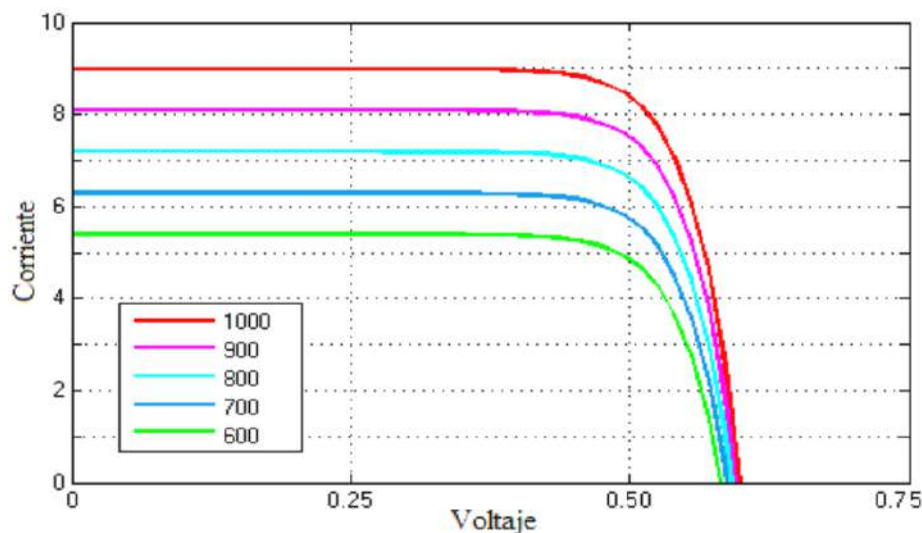


Figura 3. Curva de $V-I$ para una célula solar con variación en la irradiación solar. Fuente: [18]

- Efecto de la temperatura sobre la eficiencia: El incremento de temperatura en una célula, como se muestra en la Figura 4, reduce el punto de máxima potencia debido a una disminución importante en el voltaje de salida, manteniendo constante irradiación. Por norma, cada 10 °C que disminuye la temperatura del panel su eficiencia aumenta un 4%.

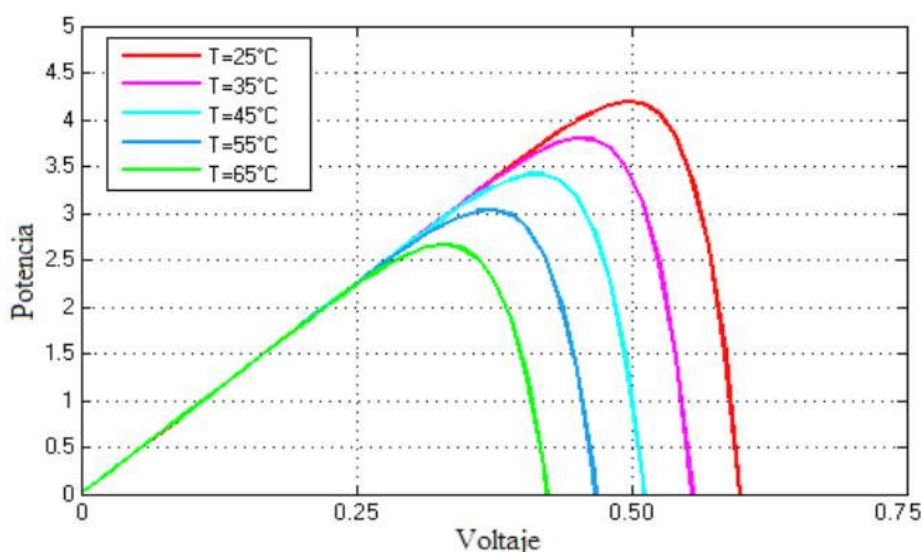


Figura 4. Curva de voltaje – potencia para una célula solar con variación de temperatura. Fuente: [18]

2.2.2. TIPOLOGÍA DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Las células fotovoltaicas se clasifican principalmente en dos grandes grupos: las células de silicio cristalino y las de lámina delgada. Esta tecnología está en desarrollo continuo, y, como se observa en la Figura 5, existen otras tecnologías [4]. Las principales tecnologías son:

- Células de silicio cristalino: el 90% de la producción mundial de paneles solares fotovoltaicos se fabrican con esta tecnología. Existen dos versiones de esta tecnología:
 - Células de silicio monocristalino: El silicio monocristalino, aunque presenta altos costes, garantiza una eficiencia del 18%.
 - Células de silicio policristalino: se fabrican a partir de la refundición de piezas de silicio monocristalino. Tienen un rendimiento ligeramente inferior, del orden del 12-14%, pero su adquisición tiene menor coste.
- Tecnología de lámina delgada: con en esta tecnología se reduce el uso de material semiconductor empleado hasta 100 veces en relación con las de silicio cristalino ya que su espesor es mucho inferior. Esta tecnología se aplica sobre diferentes materiales semiconductores, los más relevantes del mercado son:
 - Células de silicio amorfo: se obtienen a partir de la deposición de capas delgadas sobre el vidrio. Se cubre un sustrato (vidrio, plástico...) con una capa muy fina de semiconductor sensible a la radiación Menor rendimiento que las de silicio cristalino por lo que se usan en aplicaciones de pequeña potencia como pueden ser relojes o calculadores eficiencia 5 -7%. Es inestable, es decir, que pierde rendimiento en función del tiempo.

- Células de materiales CIS: esta tecnología de fabricación de células está en fase de desarrollo. El material más conocido es el CdInCuSez.
- Células de telurio Cadmio: esta tecnología se encuentra en fase comercial. Su principal inconveniente es que, el Cadmio, es nocivo para la salud.

En la Figura 5 se puede observar la comparativa de eficiencia entre los principales tipos de tecnologías de fabricación de células fotovoltaicas.

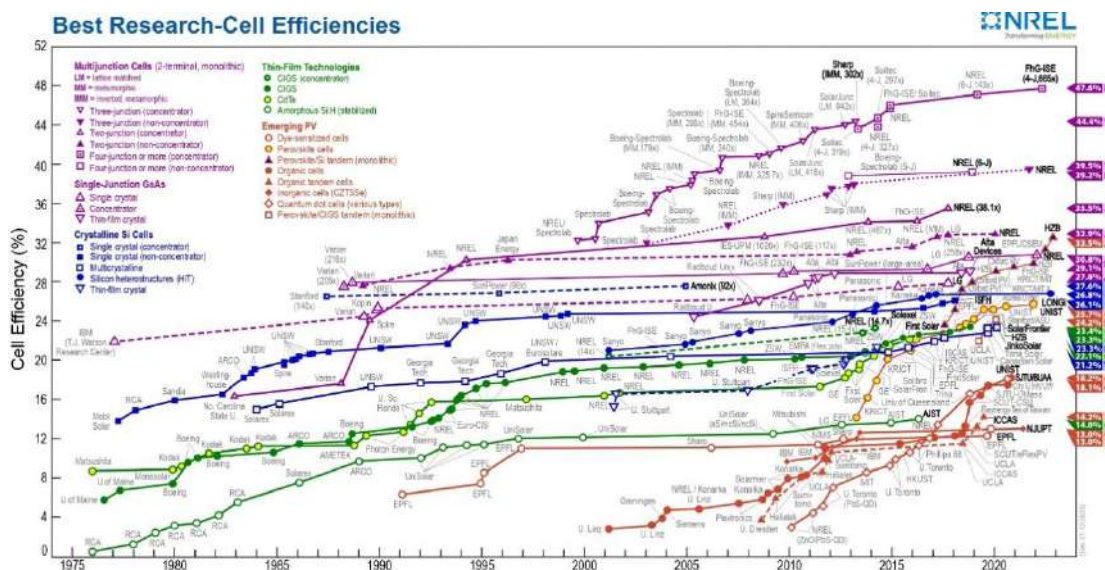


Figura 5. Gráfico eficiencia células fotovoltaicas. Fuente: [5]

2.3. PRINCIPALES TIPOS DE APROVECHAMIENTO

Las energías renovables, como se ha expuesto hasta ahora, juegan un papel clave en el correcto desarrollo del nuevo modelo energético y se encuentran en un periodo de constante crecimiento y desarrollo. En este contexto, la energía solar constituye la principal fuente de vida de la tierra (dirige los ciclos que mantienen la vida en el planeta y los del oxígeno, agua, carbono y clima).

Cabe destacar que, para cualquier aplicación de la energía solar el elemento principal es el colector, que es el sistema encargado de captar la energía solar y convertirla en energía útil, ya sea en forma calorífica o eléctrica. A continuación, se expondrán los diferentes tipos de tecnologías que se disponen para el aprovechamiento de la energía solar:

2.3.1. ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

La energía solar se convierte en energía calorífica mediante captadores o colectores y estos se encargan de cederla al fluido caloportador. Básicamente los captadores se dividen en dos tipos en función de la temperatura de trabajo:

- Sistemas colectores de baja temperatura: son habitualmente empleados en sistemas de calefacción, ACS² y climatización de piscinas. Se distinguen dos tipos:
 - Colector solar plano o panel solar térmico: es la tipología más empleada. Se trata de una cubierta plana por la que discurre una tubería por la que circula el agua a calentar. Normalmente se pintan con colores oscuros para absorber mejor la radiación solar.



Figura 6. Colector solar plano o panel solar térmico. Fuente: Greenheiss.

- Colector de tubos de vacío: son una serie de tubos de vidrio de doble pared.



Figura 7. Colector de tubos de vacío. Fuente: Greenheiss.

- Sistemas colectores de alta temperatura: están formados por espejos que concentran la energía solar. Existen cuatro tipos:

² ACS: Agua caliente sanitaria.

- Espejos planos o lentes de Fresnel lineales: esta tecnología emplea espejos planos que concentran la radiación solar en un punto focal. Su funcionamiento es similar al colector plano, pero con la ventaja de ser de menor coste. No se necesitan fluidos de transferencia de calor.

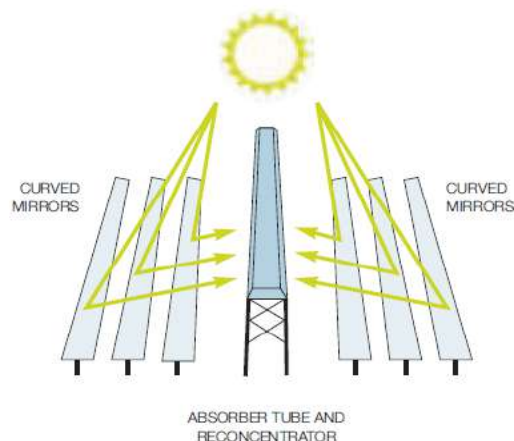


Figura 8. Espejos planos o lentes de Fresnel lineales. Fuente: [21]

- Torre de energía solar: se basa en un conjunto de espejos que rodean a una torre elevada y centrada, el receptor. La radiación solar se refleja a un fluido produciendo vapor que se expande en una turbina encargada de generar la energía eléctrica. Esta tecnología, en comparación con el resto, es la que genera el mayor grado de temperatura alcanzando los 1000 °C.

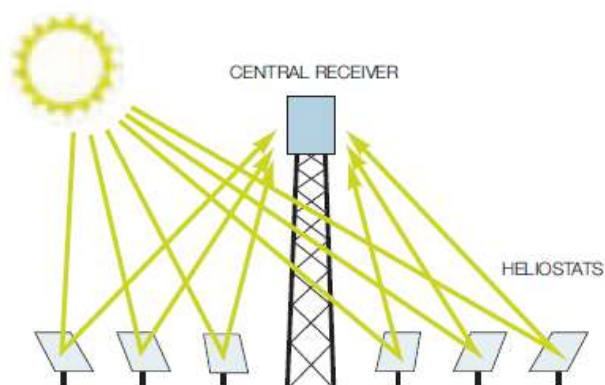


Figura 9. Torre de energía solar. Fuente: [21]

- Cilindro parabólico: se trata de un conjunto de receptores móviles en forma de disco con seguimiento a un eje el movimiento del sol. Su funcionamiento es sencillo: utiliza aceite como fluido caloportador que se transfiere de los tubos a un intercambiador de calor que convierte el agua en vapor. Este vapor se expande a una turbina que hace funcionar a un generador para producir energía.

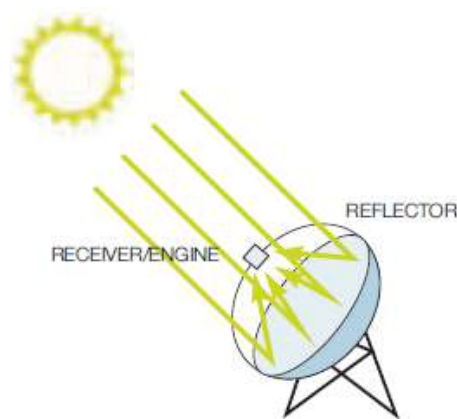


Figura 10. Cilindro parabólico. Fuente: [21]

- Plato o motor parabólico: se trata de un conjunto de platos de forma parabólica que concentran la radiación en la línea focal de la parábola, empleando un sistema de seguimiento de un eje, normalmente de norte a sur. Esa energía se transmite al fluido caloportador alcanzando este los 750 °C. El fluido se emplea para impulsar una microturbina que se conecta directamente al receptor.

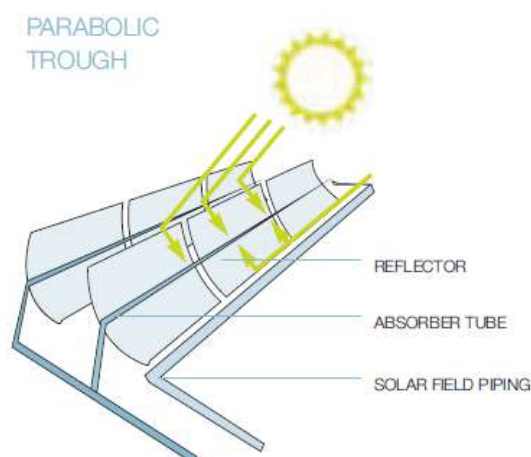


Figura 11. Plato o motor parabólico. Fuente: [21]

2.3.2. ALMACENAMIENTO DE LA ENERGÍA SOLAR

Actualmente existen numerosas tecnologías de almacenamiento, pero la mayoría se encuentran en fase de desarrollo. Las más destacables son el hidrógeno y las baterías de Li-Ion siendo también las más extendidas y de mayor avance. Estas tecnologías presentan una gran versatilidad para la red eléctrica.

2.3.3. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA E HIBRIDACIÓN DE TECNOLOGÍAS

La energía solar fotovoltaica consiste en la conversión de la energía solar en energía eléctrica mediante la incidencia de radiación solar sobre las celdas solares (explicado su funcionamiento en el punto 2.2 más atrás).

En este apartado se estudiará la importancia de los sistemas híbridos. La hibridación de tecnologías se basa en el uso de dos o más fuentes de energía, generalmente de origen renovable, para la generación de electricidad, e incluso almacenamiento energético, que comparten el mismo punto de acceso y conexión a la red, así como el mismo sistema de control y monitorización.

Las alternativas de hibridación de la energía solar fotovoltaica con mayor relevancia en la actualidad son:

- Eólica y fotovoltaica: esta variante de hibridación es la opción de mayor interés ya que combina las tecnologías de mayor potencial de desarrollo y menor coste. Este sistema proporcionará energía solar cuando brille el sol, durante el día, y energía eólica cuando se disponga de suficiente cantidad de viento, durante la noche. Con ello, se amplía la capacidad de suministro y permite al sistema operar durante las 24 horas del día. No obstante, pese a la gran ventaja de este tipo de hibridación, las plantas con este tipo de sistemas deberán disponer de un gran sistema de gestión energética y, habitualmente, un sistema de almacenamiento de energía para absorber las pérdidas de la producción.
- Fotovoltaica y minihidráulica: este tipo de hibridación se aplica a los sistemas hidráulicos con producción inferior a los 10 MW. Igual que la hibridación de eólica con fotovoltaica este sistema permite apoyar la generación de electricidad aumentando las horas de funcionamiento en las épocas con menor recurso hidráulico.
- Fotovoltaica y H₂: este recurso es el más novedoso. El hidrógeno es un portador de energía y no hay un recurso energético por lo que hay que producirlo. El conocido hidrógeno verde es aquel que se produce a través de fuentes de origen renovable, en este caso, fotovoltaica. Tiene usos como son la generación de electricidad, el uso industrial e incluso es empleado para movilidad.

3. ESTADO ACTUAL

3.1. MIX ENERGÉTICO ACTUAL

El considerable aumento de la población mundial ha sido un hito más que notable en la última centuria: las Naciones Unidas estiman alrededor de 8.500 millones de habitantes en el 2030, lo que implica un crecimiento de la demanda energética y, consecuente, un crecimiento en el consumo de petróleo y demás energías fósiles. Las emisiones de dióxido de carbono producidas por la quema de combustibles fósiles, así como su elevado costo pone en manifiesto la urgencia de un cambio en el modelo energético. Es por ello por lo que surgen las fuentes renovables como alternativa energética, destacando principalmente entre ellas la solar y la fotovoltaica.

El conocido Mix energético da información sobre las diversas fuentes de energía encargadas de satisfacer el suministro eléctrico de un país. Para estudiar la viabilidad de un sistema energético de calidad este ha de cumplir tres pilares fundamentales, siendo los tres de la misma importancia:

- Garantizar una garantía de suministro
- Tener unos precios competitivos
- Tener un modelo sostenible.

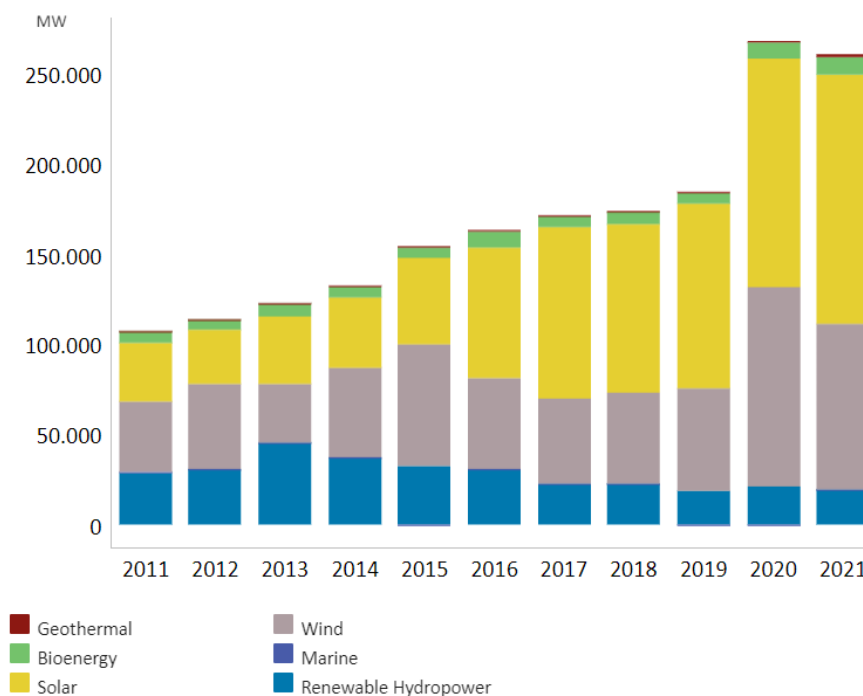


Figura 12. Mix energético. Fuente: IRENA

Cabe destacar que las energías renovables no pueden garantizar la continuidad de suministro como la de las fuentes de energías fósiles por lo que resulta esencial disponer de un Mix energético apropiado para complementar estas tecnologías.

En el año 2020, se instalaron 261 GW de nueva capacidad renovable, incrementando un 48% la capacidad respecto al año anterior (potencia instalada en 2019 de renovables 176 GW). En ese año las renovables supusieron el 82% de nueva capacidad instalada a nivel mundial.

En España, las centrales de energía eléctrica, distribuidas a lo largo de la península, inyectan la energía en la red de transporte o de distribución, propiedad de Red Eléctrica Española y de las compañías distribuidoras, respectivamente, y posteriormente, se entrega a los consumidores finales.

El Mix energético español está a disposición de cualquier usuario en la página web de Red Eléctrica de España [6]. Con los datos de las potencias instaladas de las principales tecnologías, facilitados por REE, se ha elaborado la Figura 13, que permite observar de una manera más gráfica la evolución del mix energético en los últimos años.

Cabe destacar la tendencia ascendente de las renovables en el Mix, en particular la eólica y la fotovoltaica, y esto es, en gran medida, debido a los objetivos marcados por la Unión Europea a alcanzar en el año 2030. Entre estos objetivos cabe destacar principalmente sus compromisos a:

- Generar, al menos, un 32% de la energía mediante fuentes renovables.
- Reducir hasta, al menos, el 40% de las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a 1990.
- Mejorar la eficiencia energética, al menos, un 32,5%.

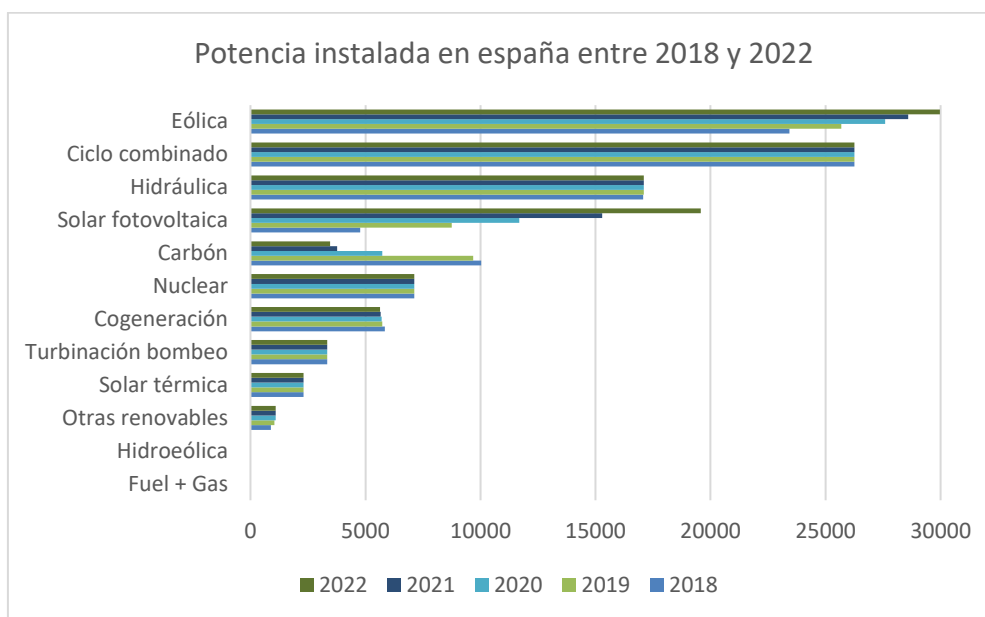


Figura 13. Potencia instalada en España entre 2018 y 2022. Fuente: [6]

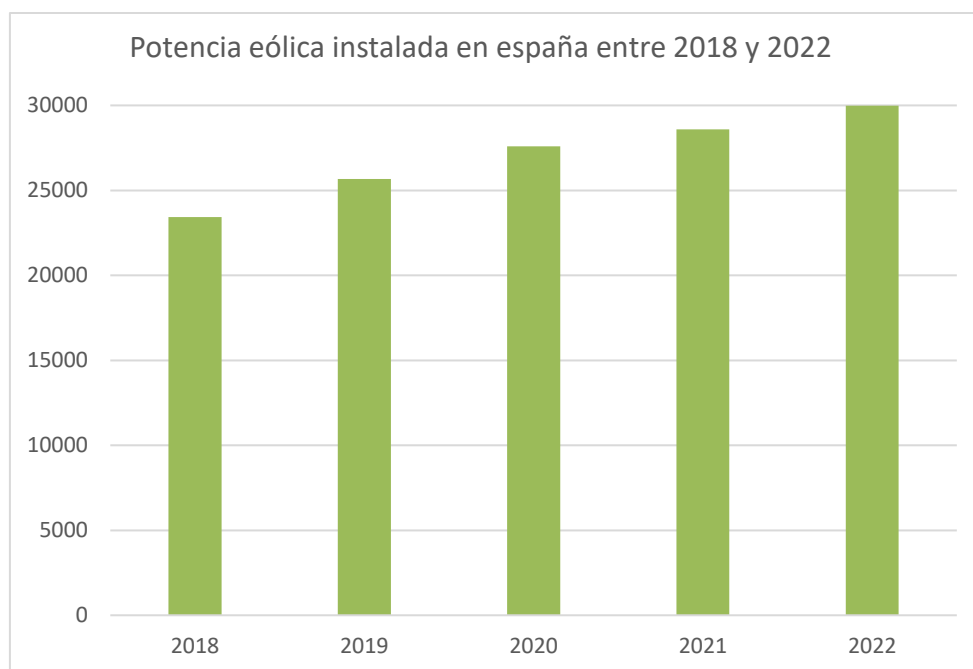


Figura 14. Evolución de la potencia eólica instalada en España entre 2018 y 2022. Fuente: [6]

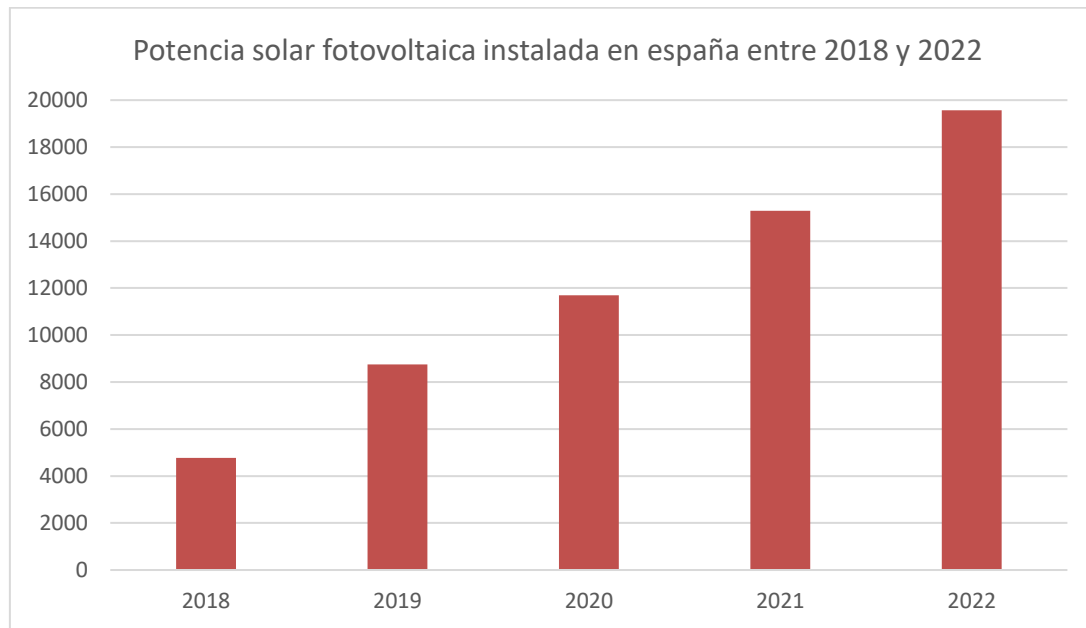


Figura 15. Evolución de la potencia solar instalada en España entre 2018 y 2022. Fuente [6]

4. TITULAR DE LA INSTALACIÓN

4.1. TITULAR DE LA INSTALACIÓN

El promotor y titular de la instalación es:

- Nombre: Escuela Técnica Superior de Ingeniería, ICAI
- CIF: R2800035D
- Domicilio: Calle Alberto Aguilera, 23, 28015, Madrid, Madrid
- Teléfono: +34 915 226 280

4.2. INGENIERÍA DESARROLLADORA

La ingeniería que lleva a cabo el desarrollo del proyecto es OSPREL RENOVABLES S.L.

- Nombre: OSPREL RENOVABLES S.L.
- CIF: B-04964433
- Domicilio social: Avda. de Manoteras Nº38, oficina A-406. CP:28050, Madrid, Madrid
- Domicilio: Avda. de Manoteras Nº38, oficina A-406. CP:28050, Madrid, Madrid
- Persona de contacto: Adriana Moreiras Blanco
- Teléfono: +34 637 70 74 50
- Correo electrónico: amoreirasblanco@alu.comillas.edu / adriana.moreiras@osprel.com

5. PUNTO DE CONEXIÓN

Para la instalación Moreiras Solar se debe conceder el derecho de conexión a la Red de distribución, más concretamente en la subestación **SE INCA 66**, a través de un apoyo.

Para cumplir con la potencia reactiva a inyectar a la red, la implantación se diseña con un sobredimensionamiento de potencia de inversores. De este modo, la instalación cuenta con 14 inversores de 320 kW @ 40 °C que serán limitados mediante software para cumplir con la potencia concedida de 4,094 MW en POI.

6. NORMATIVA APLICABLE

6.1. ANTECEDENTES

La **Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico**, supuso el inicio del proceso de liberalización progresiva del sector mediante la apertura de las redes a terceros y el establecimiento de un mercado organizado de negociación de la energía. En su regulación conformó el régimen especial de producción de energía eléctrica aplicable a la electricidad generada mediante fuentes de energía renovables.

Posteriormente fue modificada por la Ley 17/2007 de 4 de julio para adaptarla a la Directiva sobre el Mercado Interior de la Electricidad.

Estas previsiones legales fueron luego desarrolladas en sucesivas normas reglamentarias hasta la aprobación del vigente **Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio**, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. El mismo incorpora un mandato al Gobierno para aprobar un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica existentes a partir de fuentes de energía renovables.

Tras la entrada en vigor de la Ley 54/1997 se han producido cambios fundamentales en el sector eléctrico que motivan la necesidad de dotar al sistema eléctrico de una nueva regulación legal. Dentro del proceso de reforma del sector eléctrico se encuadra el Real Decreto-Ley 9/2013 de 12 de julio y, la aprobación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, norma básica que en la actualidad regula la estructura y el funcionamiento del sector.

La **Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico**, tiene como finalidad básica establecer la regulación del sector eléctrico garantizando el suministro eléctrico con los niveles necesarios de calidad y al mínimo coste posible, asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema y permitir un nivel de competencia efectiva en el sector eléctrico, todo ello dentro de los principios de protección medioambiental de una sociedad moderna.

La elevada penetración de las tecnologías de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, incluidas en el denominado régimen especial de producción de energía eléctrica, ha ocasionado la necesidad de una regulación unificada que contemple a estas instalaciones de manera análoga a la del resto de tecnologías que se integran en el mercado, abandonándose los conceptos diferenciados de régimen ordinario y especial.

El régimen retributivo de las energías renovables, cogeneración y residuos se basará en la necesaria participación en el mercado de estas instalaciones, complementando los ingresos de mercado con una retribución regulada específica que permita a estas tecnologías competir en nivel de igualdad con el resto de las tecnologías en el mercado.

De acuerdo con este nuevo marco, se aprueba el **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. Este Real Decreto determina la metodología del régimen retributivo específico, que se aplicará a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables a las que les sea otorgado.

Con esta circunstancia, se plantea la realización de una planta solar denominada “Moreiras Solar” para su vertido a la red de transporte de REE.

6.2. NORMATIVA DE CARÁCTER EUROPEO

- Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red (Texto pertinente a efectos del EEE).
- Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de 2016, por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda.
- Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión, de 26 de agosto de 2016, por el que establece un código de red sobre requisitos de conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua
- Directiva 2011/92/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de diciembre de 2011, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.
- Directiva 2014/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de febrero de 2014, sobre la armonización de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.
- Directiva 2014/35/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de febrero de 2014, sobre la armonización de las legislaciones de los Estados miembros en materia de comercialización de material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

6.3. NORMATIVA DE CARÁCTER NACIONAL

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico; B.O.E. núm. 285, 28 noviembre 1997, 35097-35126.
- Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad; B.O.E. núm. 160, 5 julio 1997, 29047-29067.
- Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. B.O.E 167,13 de julio 2013, 52106-52147

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico; B.O.E núm.310, 27 de diciembre 2013, 105198-105294.
- 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. B.O.E 140, 10 de junio 2014, 43876-43978.
- Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico.
- R.D. 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica; B.O.E. núm. 310, 27 diciembre 2000, 45988-46040.
- R.D. 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y acceso a las redes en baja tensión. B.O.E núm. 313, 31 diciembre 2002.
- Ley 38/1999 de 05 de noviembre, de Ordenación de la Edificación y sus modificaciones posteriores.
- R.D. 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión; B.O.E. núm. 224, 18 septiembre 2002, 33084-33086.
- R.D. 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico; B.O.E. núm. 224, 18 septiembre 2007, 37860-37875. (Se modifican los arts. 3.12, 7.4 y 9.3, 7 y 9 del Reglamento, por Real Decreto 244/2019, de 5 de abril).
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 470/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba el Código Estructural.
- Orden FOM/588/2017, de 15 de junio, por la que se modifican el Documento Básico DB-HE "Ahorro de energía" y el Documento Básico DB-HS "Salubridad", del Código Técnico de la Edificación, aprobado por Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.
- R.D. 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación; B.O.E. núm. 74, 28 marzo 2006, 11816-11831.
- Real Decreto 2267/2004 de 03 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales.
- Real Decreto 513/2017, de 22 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento de instalaciones de protección contra incendios.

- Real Decreto 244/2016, de 3 de junio, por el que se desarrolla la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, de Metrología.
- Real Decreto 2135/1980 de 26/09/1980, INDUSTRIAS EN GENERAL. Liberalización en materia de instalación, ampliación y traslado.
- Real Decreto 1075/1986, de 2 de mayo, por el que se establecen normas sobre las condiciones de los suministros de energía eléctrica y la calidad de este servicio. (B.O.E. 06/06/1986).
- Resolución de 11 de junio de 1998, de la Dirección General de Tecnología y Seguridad Industrial, por la que se actualiza el anexo I de la Resolución de la Dirección General de Calidad y Seguridad Industrial de 24 de octubre de 1995, y el anexo II de la Orden del Ministerio de Industria y Energía de 6 de junio de 1989.
- Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico.
- Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.
- Resolución de 3 de abril de 2008, de la Dirección General de Desarrollo Industrial, por la que se publica la relación actualizada de normas armonizadas que, en el ámbito del Real Decreto 7/1988, de 8 de enero, satisfacen las exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión.
- Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.
- Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- Ley 21/2015, de 20 de julio, por la que se modifica la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes.
- Real Decreto 1073/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en los reales decretos de retribución de redes eléctricas.
- Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía.
- Real Decreto 187/2016, de 6 de mayo, por el que se regulan las exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, de medidas urgentes para el impulso de la competitividad económica en el sector de la industria y el comercio en España.

- Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural.
- Real Decreto Ley 23/2020 de 23 de junio: Transición energética y reactivación económica.
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

6.4. NORMAS UNE

- UNE 21428-1-1:2021: Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en un líquido aislante, 50 Hz, de 25 kVA a 3 150 kVA con tensión más elevada para el material hasta 36 kV.
- UNE-EN 62271-202:2015: Aparamenta de alta tensión. Parte 202: Centros de transformación prefabricados de alta tensión/baja tensión.
- UNE-EN 60076-1:2013: Transformadores de potencia.
- UNE-EN 60694-1:2019: Aparamenta de alta tensión. Parte 1: Especificaciones comunes para aparamenta de corriente alterna.
- UNE-EN 60364-7-712:2017: Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV).
- UNE-EN ISO 9488:2022: Energía Solar. Vocabulario.
- UNE-EN 60891:2010: Dispositivos fotovoltaicos. Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos.
- UNE-EN 60904-1:2021: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de la característica corriente-tensión de dispositivos fotovoltaicos.
- UNE-EN 61194:1997: Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos (FV) autónomos.
- UNE-EN 61215-1-1:2016: Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. Parte 1-1: Requisitos especiales de ensayo para los módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino.
- UNE-EN 61215-1:2017: Módulos fotovoltaicos (PV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. Parte 1: Requisitos de ensayo.
- UNE-EN 61215-2:2017: Módulos fotovoltaicos (PV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. Parte 2: Procedimientos de ensayo.
- UNE-EN 61277:2000: Sistemas fotovoltaicos (FV) terrestres generadores de potencia. Generalidades y Guía.
- UNE-EN 61427:2013: Acumuladores y baterías de acumuladores para el almacenamiento de energía renovable. Requisitos generales y métodos de ensayo.

- UNE-EN 61215-1-3:2017: Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. Parte 1-3: Requisitos especiales de ensayo para módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada basados en silicio amorfo.
- UNE-EN 61683:2001: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- UNE-EN 61701:2012: Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos (FV).
- UNE-EN 61725:1998: Expresión analítica para los perfiles solares diarios.
- UNE-EN 61829:2016: Generador fotovoltaico (FV). Medida in situ de las características corriente-tensión.
- UNE-EN 61000-4-12:2018: Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 4-12: Técnicas de ensayo y de medida. Ensayo de inmunidad a la onda sinusoidal fuertemente amortiguada.
- UNE-EN 62271-200:2012: Aparamenta de alta tensión. Parte 200: Aparamenta bajo envolvente metálica de corriente alterna para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.
- UNE-EN IEC 62271-102:2021: Aparamenta de alta tensión. Parte 102: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.
- UNE 21310-3:1990: Contadores de inducción de energía eléctrica reactiva.
- UNE 21123:2017: Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV.
- UNE 21186:2011: Protección contra el rayo: Pararrayos con dispositivo de cebado.
- UNE 211435-1:2021: Guía para la elección de cables eléctricos para circuitos de distribución de energía eléctrica. Parte 1: Cables de tensión asignada igual a 0,6/1 kV.
- UNE 211435-2:2021: Guía para la elección de cables eléctricos para circuitos de distribución de energía eléctrica. Parte 2: Cables de tensión asignada superior a 0,6/1 kV.
- UNE-HD 603:2007: Cables de distribución de tensión asignada 0,6/1 kV.
- UNE-HD 60364-5-52: instalaciones eléctricas de baja tensión. Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones.

6.5. NORMATIVA AMBIENTAL

- Decreto 2107/1968, de 16/08/1968. Régimen de poblaciones con alto nivel de contaminación atmosférica o perturbaciones por ruidos y vibraciones. (BOE nº 212, de 03/09/1968)
- Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, por el que se aprueba el Reglamento del Dominio Público Hidráulico, que desarrolla los títulos preliminar I, IV, V, VI y VII de la Ley 29/1985, de 2 de agosto, de Aguas.
- Real Decreto 1315/1992, de 03/10/1992, por el que se modifica parcialmente el Reglamento del Dominio Público Hidráulico, que desarrolla los Títulos Preliminar I, IV, V, VI y VII de la Ley 29/1985,

de 02/08/1985, de Aguas, aprobado por el Real Decreto 849/1986, de 11/04/1986. (BOE nº 288, de 01/12/1992).

- Orden de 29 de marzo de 1996 por la que se modifica el anexo I del Real Decreto 245/1989, de 27 de febrero, sobre determinación y limitación de la potencia acústica admisible de determinado material y maquinaria de obra.
- Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera.
- Ley 37/2003, de 17/11/2003, del Ruido.
- Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Orden VIV/984/2009, de 15 de abril, por la que se modifican determinados documentos básicos del Código Técnico de la Edificación aprobados por el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, y el Real Decreto 1371/2007, de 19 de octubre.
- Real Decreto 1038/2012, de 6 de julio, por el que se modifica el Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas.
- Orden PCI/1319/2018, de 7 de diciembre, por la que se modifica el Anexo II del Real Decreto 1513/2005, de 16 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del ruido, en lo referente a la evaluación del ruido ambiental.

6.6. OTRAS NORMATIVAS

- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red PCT-C Rev.- octubre 2002, IDAE.

Asimismo, se respetará toda la normativa con carácter autonómico y municipal que sea pertinente como, por ejemplo, las Normas y Ordenanzas Municipales del Ayuntamiento de Sencelles.

7. UBICACIÓN DE LA PLANTA

7.1. SELECCIÓN DE LA UBICACIÓN

Este proyecto fotovoltaico se desarrolla en España debido al gran potencial del que goza país para este tipo de tecnología gracias a las condiciones climáticas que permiten obtener un elevado rendimiento. España recibe una gran cantidad de energía solar y proporciona un gran número de horas de producción diarias que favorecen la producción de energía.

La elección de la ubicación del terreno está determinada por la irradiación de energía global que se recibe y la red de distribución de energía. A continuación, se muestra un mapa de la irradiancia global en España tanto para valores mínimos como máximos. Es conveniente elegir una ubicación que cuente con el mayor recurso solar posible para obtener la mayor producción.

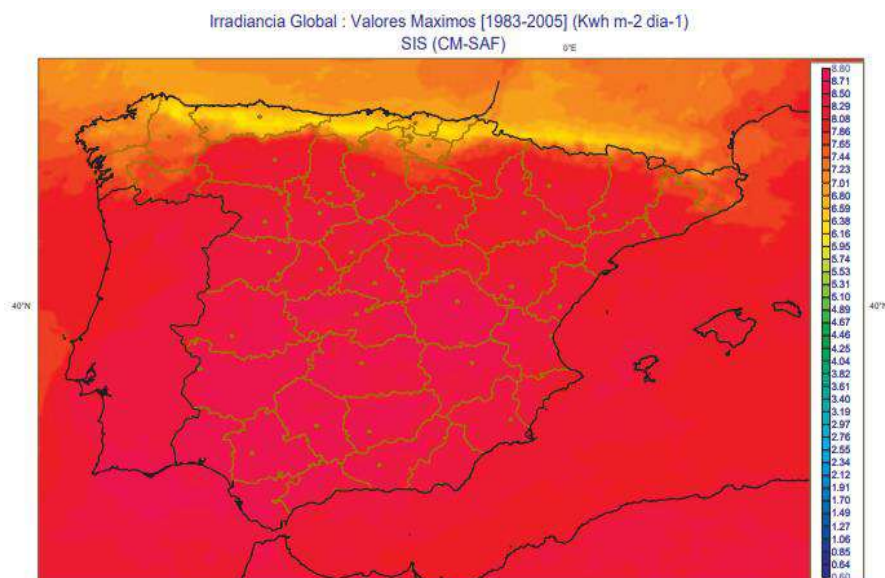


Figura 16. Mapa irradiancia global máxima en España. Fuente: AEMET [20]

En este caso, se ha decidido aprovechar las Islas Baleares para el desarrollo del proyecto justificando su ubicación con la poca explotación de recursos naturales de la que goza el territorio.

Como punto de partida del proyecto es imprescindible elegir una ubicación libre de riesgos medioambientales, es decir, libre de los denominados “Lugares Natura 2000” [7]. Estos lugares son zonas designadas específicamente para proteger zonas cruciales para un conjunto de especies o tipos de hábitats recogidos en las Directivas de hábitats y de aves. Estas zonas cuentan con gran importancia a nivel europeo ya que están en peligro, son vulnerables, raras, endémicas o constituyen ejemplos representativos de características típicas de una o varias regiones biogeográficas de Europa.

Entre los lugares Natura 2000, se encuentran las regiones Zona Especial de Conservación (ZEC), Lugar de Importancia Comunitaria (LIC) y Zona Especial de Protección para las Aves (ZEPA). Las zonas ZEC y LIC son lugares designados conforme a la Directiva de hábitats y su única diferencia entre ambas es su nivel de restricción. En la evaluación de la ubicación del parque solar fotovoltaico se respetarán todas ellas sin excepción.

En primer lugar, para la selección de la ubicación de la planta, se tomaron con cuatro ubicaciones distintas, que fueron objeto de un estudio preliminar para estudiar la viabilidad de cada una de ellas, así como la potencia a extraer. Las ubicaciones seleccionadas para la posible implantación de la planta solar Moreiras solar fueron las siguientes:

Tabla 1. Parcelas posible ubicación 1. Fuente: Elaboración propia.

Provincia	Municipio	Polígono	Parcela	Referencia Catastral	Sup. catastral [ha]
Islas Baleares	ARTÁ	7	18	07006A007000180000IP	54,108
Islas Baleares	ARTÁ	7	20	07006A007000200000IQ	4,668
Islas Baleares	ARTÁ	7	28	07006A007000280000IR	11,488
Islas Baleares	ARTÁ	7	21	07006A007000210000IP	4,035
Islas Baleares	ARTÁ	7	19	07006A007000190000IL	2,981
Islas Baleares	ARTÁ	7	31	07006A007000310000IR	7,154
Islas Baleares	ARTÁ	8	40	07006A007000400000IS	1,260
Islas Baleares	ARTÁ	7	23	07006A007000230000IT	1,399

Tabla 2. Parcelas posible ubicación 2. Fuente: Elaboración propia.

Provincia	Municipio	Polígono	Parcela	Referencia Catastral	Sup. catastral [ha]
Islas Baleares	POBLA	5	1	07044A005000010000BG	25,929
Islas Baleares	POBLA	5	2	07044A005000020000BQ	38,413
Islas Baleares	POBLA	5	4	07044A005000040000BL	76,417
Islas Baleares	POBLA	5	5	07044A005000050000BT	15,090
Islas Baleares	POBLA	5	6	07044A005000060000BF	6,050
Islas Baleares	POBLA	5	11	07044A005000110000BO	71,020
Islas Baleares	POBLA	5	7	07044A005000070000BM	1,709
Islas Baleares	POBLA	5	8	07044A005000080000BO	1,931

Tabla 3. Parcelas posible ubicación 3. Fuente: Elaboración propia.

Provincia	Municipio	Polígono	Parcela	Referencia Catastral	Sup. catastral [m²]
Islas Baleares	ANDRATX	15	3	07005A015000030000RM	431,406
Islas Baleares	ANDRATX	15	2	07005A015000020000RF	138,221
Islas Baleares	ANDRATX	15	383	07005A015003830000RP	93,340

Tabla 4. Parcelas posible ubicación 3. Fuente: Elaboración propia.

Provincia	Municipio	Polígono	Parcela	Referencia Catastral	Sup. catastral [ha]
ISLAS BALEARES	ALGAIDA	4	38	07004A00400038	26,724
ISLAS BALEARES	SENCELLES	17	153	07047A01700153	47,416

Tras la ubicación de las parcelas preseleccionadas se inicia el estudio de las servidumbres para cada una de ellas. A grandes rasgos, se detectaron los siguientes problemas para la implantación:

En primer lugar, para la posible ubicación 1 (término municipal de Artá), Tabla 1, se observó que estas parcelas estaban en una zona ZEPA (Zona Especial de Protección de Aves) y en una zona LIC (Lugares de Interés Comunitarios). Como se explicó anteriormente, la pertenencia de estas parcelas a estas zonas supondría grandes problemas a la hora de tramitar el proyecto, es por ello por lo que se descarta dicha ubicación. En la Figura 17 y Figura 18 se observan las parcelas de la posible ubicación sombreadas en verde con la zona ZEPA, en rojo, y la zona LIC en verde.



Figura 17. Servidumbre preliminar posible ubicación ARTÁ - Zona ZEPA. Fuente: [8]



Figura 18. Servidumbre preliminar posible ubicación ARTÁ - Zona LIC. Fuente: [8].

Por otro lado, las parcelas de la posible ubicación 2, (término municipal de Pobla), estaban en peor situación geográfica que las parcelas de Artá ya que estas, no solo se encontraban en la zona ZEPA (en rojo) y LIC (en verde), sino que también ocupaban la zona IBAS (Áreas Importantes Protección Aves Y Biodiversidad, en gris), por lo que la segunda ubicación queda descartada del proyecto.



*Figura 21. Servidumbre preliminar posible ubicación Pobla - Zona ZEPA.
Fuente: [8]*



*Figura 20. Servidumbre preliminar posible ubicación Pobla - Zona LIC.
Fuente: [8]*



*Figura 19. Servidumbre preliminar posible ubicación Pobla - Zona IBAS.
Fuente: [8]*

Asimismo, las parcelas pertenecientes a la posible ubicación 3, (término municipal de Andratx), no están afectadas por ninguna de las zonas de protección especial por lo que, con este estudio preliminar, estas parcelas podrían ser óptimas para el desarrollo de la planta.

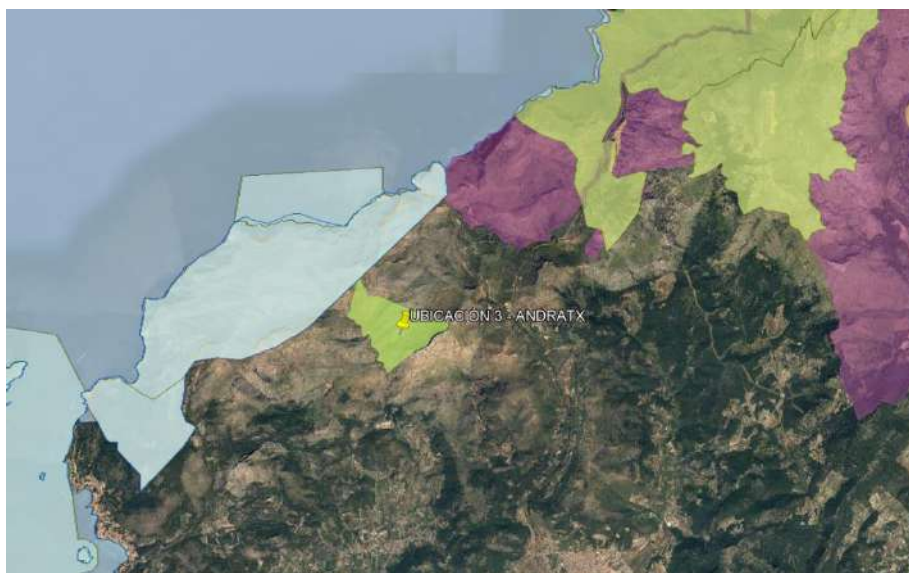


Figura 22. Servidumbre preliminar posible ubicación Andratx. Fuente: [8]

A continuación, habrá que estudiar la viabilidad de una posible evacuación de la planta. Para ello, se buscarán subestaciones y líneas cercanas a la planta. Para ello, se busca en un radio de 5 y de 10 kilómetros subestaciones o líneas. En este caso, tal y como se observa en la Figura 23 no se encuentra ninguna línea próxima a las parcelas y la única subestación se encuentra a 8,9 kilómetros por lo que, aunque sería posible, su evacuación supondrá un elevado coste.

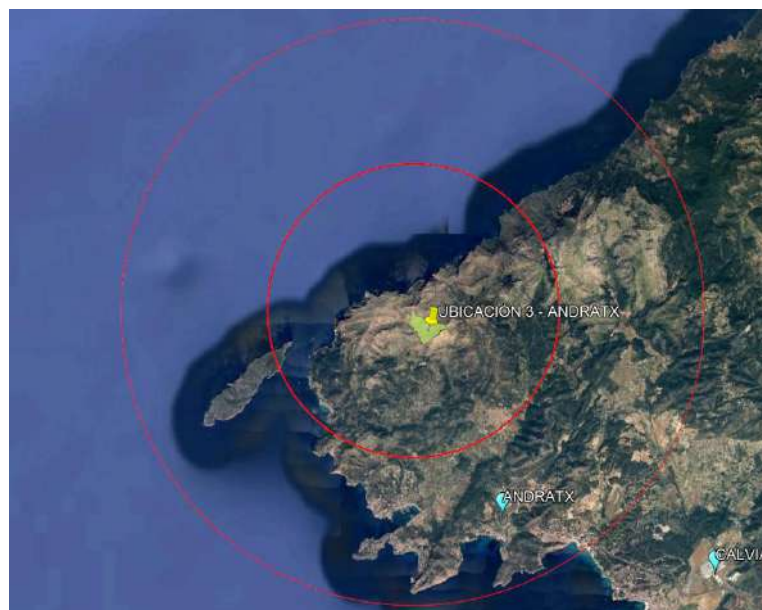


Figura 23. Viabilidad de evacuación posible ubicación Andratx. Fuente: [8]

Por último, las parcelas pertenecientes a la posible ubicación 4 (términos municipales de Sencelles y Algaida), también quedan libres de zona de protección especial, tal y como se muestra en la Figura 24 por lo que, como la ubicación de Andratx, sería posible el desarrollo de la planta a nivel geográfico.



Figura 24. Servidumbre preliminar posible ubicación Sencelles y Algaida. Fuente: [8]

En lo relativo a la evacuación de la planta, en este caso, al igual que en las parcelas de Andratx, se trazan circunferencias de 5 y 10 kilómetros. En esta alternativa, tal y como se observa en la Figura 25 se encuentra una línea de alta tensión que pasa por encima de las parcelas y conecta directamente con un nudo de REE. Asimismo, la subestación de Santa María se encuentra a 9 kilómetros de la planta por lo que podría ser una alternativa de evacuación.

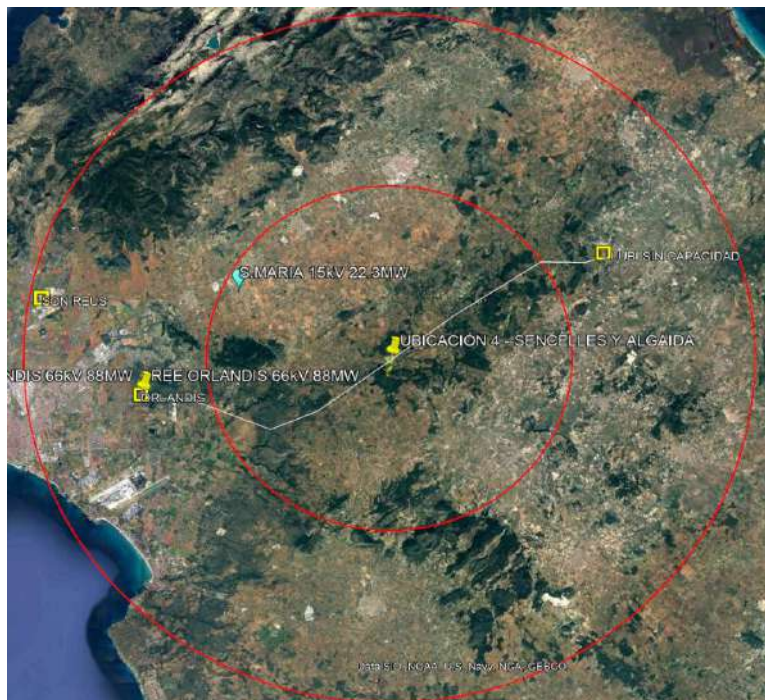


Figura 25. Viabilidad de evacuación posible ubicación Sencelles. Fuente: [8]

Profundizando la búsqueda en las alternativas de evacuación se encuentra una línea de media tensión, a 15 kV que pasa por las inmediaciones de la planta tal y como se muestra en la Figura 26.

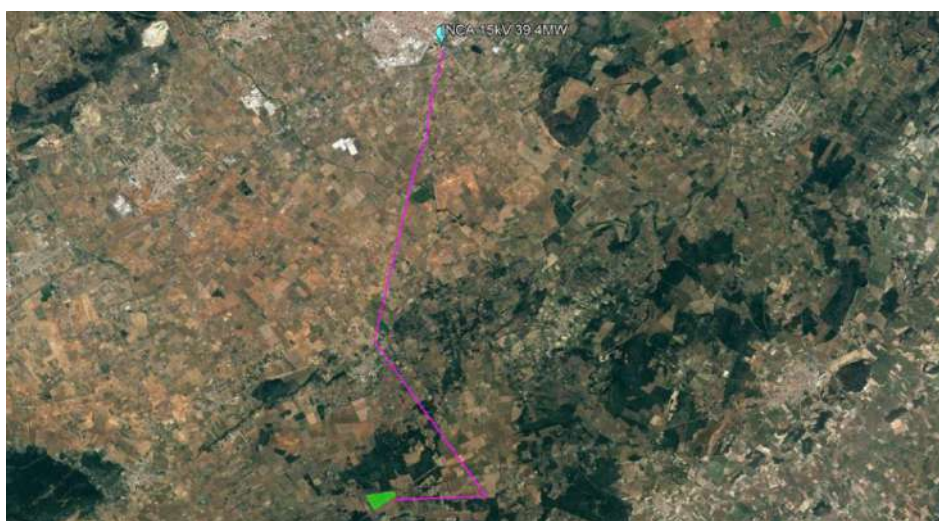


Figura 26. Línea de MT en las inmediaciones de la posible ubicación Sencelles. Fuente: [8]

Comparando ambas alternativas, ambas serían válidas para el desarrollo de la planta en las parcelas seleccionadas. No obstante, la última opción parece tener una infraestructura de evacuación más sencilla al encontrarse la línea de media tensión muy cercana a la misma. Esto reduciría notablemente el coste de la línea de evacuación lo que haría más rentable el desarrollo del proyecto. En conclusión, la ubicación final de la planta será la ubicación 4 localizada en los términos municipales de Algaida y Sencelles.

Aunque las parcelas seleccionadas no están afectadas por ninguna zona de protección especial gran parte de su superficie está cubierta de árboles. En concreto, estos árboles afectan a la parcela ubicada en Algaida (parcela 38). Esta parcela se subdivide en tres subparcelas (Figura 27) donde se distingues tres diferentes tipos de cultivo, de los que, en principio, solo se podría aprovechar la de labradío (5,4 ha) por lo que, por el precio de arrendamiento de esta se descarta su uso para el desarrollo de la planta.

Subparcela	Cultivo/Aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m ²
a	MM Pinar maderable	02	54.458
b	MT Matorral	01	188.760
c	C- Labor o Labradío seco	04	23.949

Figura 27. Subparcelas de la parcela en Algaida. Fuente: [8].

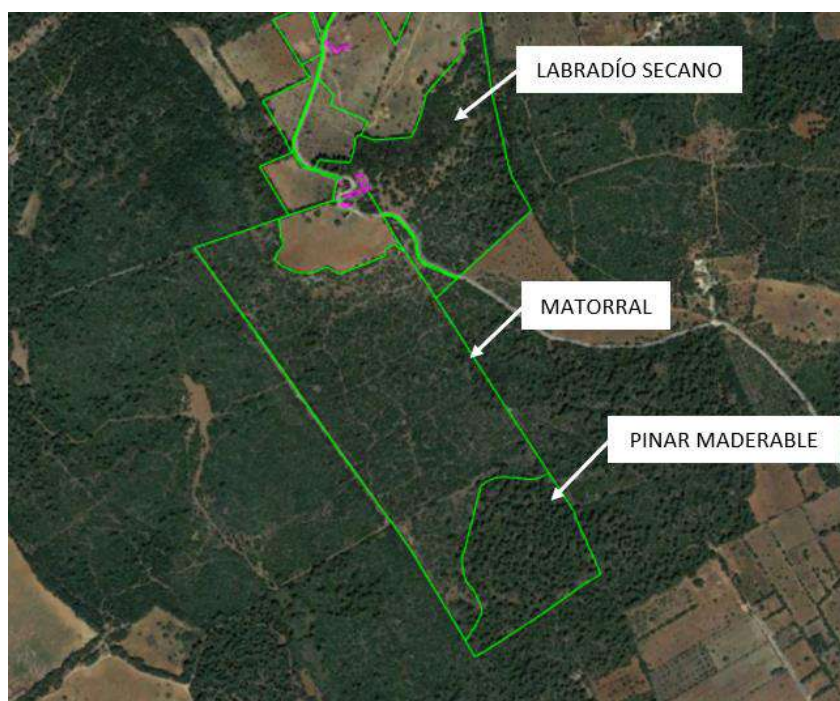


Figura 28. Subdivisión de parcelas en Algaida en función del tipo de cultivo. Fuente: [8].

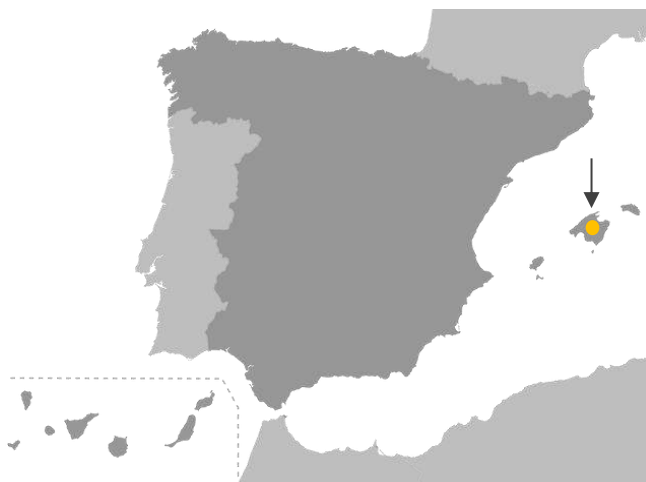
La parcela ubicada en Sencelles tiene una mayor superficie útil ya que, salvo las zonas de matorral o de encinar, que se estudiarán en detalle en el punto 8.1. Servidumbres, se podrían utilizar todas sus parcelas.

En conclusión, se empleará únicamente la parcela ubicada en Sencelles para evitar la tala de árboles y afectar al paisaje quedando una superficie útil de 11,94 hectáreas.

7.2. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Como se ha explicado en el apartado anterior, la parcela en la que se llevará a cabo el proyecto se ubica en la localidad de Sencelles, Mallorca, comunidad de las Islas Baleares. La justificación de esta ubicación se debe principalmente a los siguientes factores:

- El alto recurso solar existente en el territorio español.
- La inversión en energías verdes en las islas.
- El reaprovechamiento de los terrenos existentes y las características de estos.
- La proximidad de una línea de media tensión cercana a las parcelas que facilita la infraestructura eléctrica de evacuación y reduce considerablemente su coste.
- La facilidad de acceso a la instalación desde la carretera MA-3011, que conecta el término municipal de Sencelles, mediante caminos ya existentes debido a la actividad agrícola desarrollada en las inmediaciones, facilita el acceso por lo que no será necesaria la creación de nuevos viales para el paso de la maquinaria de construcción hasta el área de implantación, pudiendo requerir la adecuación de los viales existentes.



Los datos del centro geográfico se muestran a continuación:

DATOS DE LA UBICACIÓN		
UTM HUSO 31	GPS	ALTUTUD
X: 491.556,19	LONGITUD: 2,902 °	Z: 120 m
Y: 4.385.436,19	LATITUD: 39,619 °	



Figura 29. Emplazamiento de la instalación Moreiras Solar. Fuente: Elaboración propia.

7.3. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL EMPLAZAMIENTO

En la Tabla 5 se muestran los datos de condiciones meteorológicas y de radiación del emplazamiento.

Los datos de altitud se han obtenido mediante topografía del Instituto Geográfico Nacional (IGN) [9], los datos de radiación del ADRASE [10] y los datos meteorológicos de la base de datos meteorológicos de Meteonorm.

Tabla 5. Datos condiciones meteorológicas y de radiación del emplazamiento. Fuente: [9].

Parámetro	Unidades	Valor
Altitud	m.s.n.m.	120 m
Temperatura máxima absoluta	[°C]	43,87
Temperatura máxima en horas de producción	[°C]	43,87
Temperatura mínima en horas de producción	[°C]	0,74
Temperatura mínima absoluta	[°C]	-0,5
Irradiación global	[kWh/m ² ·día]	4,57

7.4. RELACIÓN DE PARCELAS

En la parcela sobre la que se desarrolla el proyecto, perteneciente al Término municipal de Sencelles, queda recogida la totalidad del campo solar, así como el sistema de adecuación de la energía comprendido por inversores, centros de transformación y líneas eléctricas de distribución interna. A continuación, se presenta la referencia catastral de la parcela y la parte empleada para el desarrollo del proyecto.

Tabla 6. Parcelas catastrales del proyecto Moreiras Solar. Fuente: Elaboración propia.

#	PROVINCIA	MUNICIPIO	POLÍGONO	PARCELA	REFERENCIA CATASTRAL	SUPERFICIE [m ²]
1	ISLAS BALEARES	SENCELLES	17	153	07047A01700153	47,4165
TOTAL:						47,4165



Figura 30. Catastral Moreiras Solar. Fuente: [11]

Tal y como se puede observar en la Figura 30 la zona de implantación de la planta no ocupa toda la parcela ya que esta cuenta con una cantidad notable de vegetación. Es por ello, que el arrendamiento o la compra de esta, en caso de no estar en propiedad, se reducirá notablemente y el impacto ambiental será mínimo.

Esto se explicará en más detalle a continuación, en el apartado 8 – Servidumbres, vallado y zona de implantación.

8. SERVIDUMBRES, VALLADO Y ZONA DE IMPLANTACIÓN

8.1. SERVIDUMBRES

Este apartado tiene como objeto detallar las servidumbres que se respetan tanto para el vallado como la implantación de la planta Moreiras Solar. Asimismo, esta información se recoge en el plano Nº4 – Servidumbres en mayor detalle.

Las parcelas del proyecto respetan la servidumbre a los siguientes elementos:

7.1.1. LÍNEAS AÉREAS

Cruzando las instalaciones de la planta se han identificado dos líneas aéreas que son: una LAAT 220 kV y una LAMT de 15 kV. La línea de alta tensión que cruzaba la parcela y limita el vallado de la planta al mostrado en la Figura 31 ya que su servidumbre es de 20 metros desde el punto de máxima oscilación de la línea el área restante no sería rentable para la implantación de módulos.

Respecto a la línea de media tensión de 15 kV, se respetará una servidumbre de 7 metros desde el punto de máxima oscilación de la línea. Esta línea se estudiará en profundidad más adelante ya que podrá servir como alternativa de evacuación.

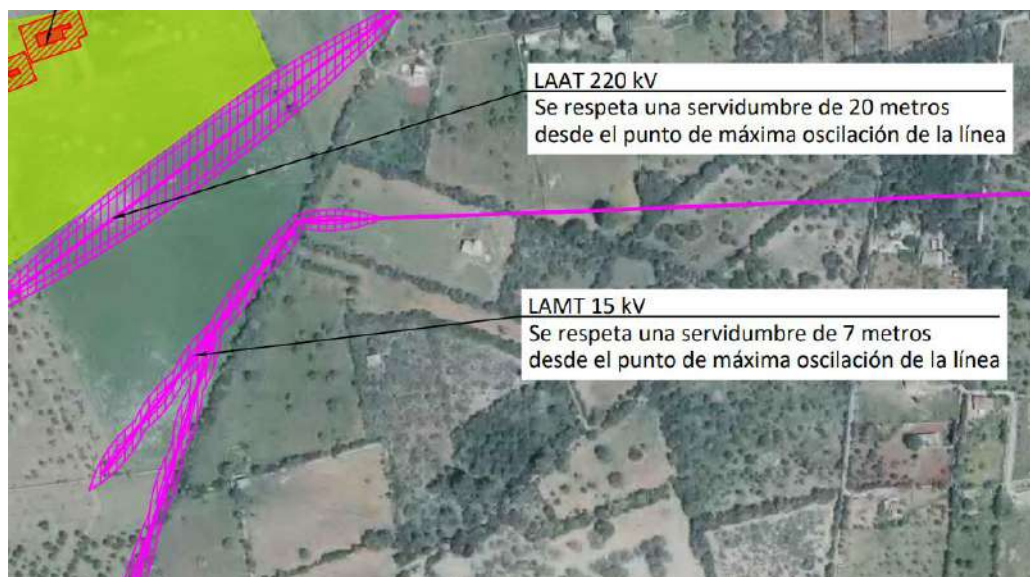


Figura 31. Servidumbre líneas aéreas de AT y MT. Fuente: Elaboración propia

8.1.1. CAMINOS PÚBLICOS

En lo relativo a los caminos la distancia a respetar depende del municipio en el que se realice la instalación. Por ello, tras una consulta al Plan de Ordenanza Municipal del municipio de Sencelles se ha establecido como servidumbre una distancia de 3 metros desde el eje del camino al vallado y 15 metros desde el eje a la implantación de módulos. Al Este de la planta se ubica el camino de Son Gat, para el cual se solicitará una concesión demanial para su aprovechamiento en la implantación



Figura 32. Servidumbre caminos. Fuente: Elaboración propia.

8.1.2. CARRETERAS

Al Norte de la planta se encuentra la carretera MA-3011 perteneciente al Consejo Insular de Mallorca, a la cual se respetará una servidumbre de 25 metros medidos desde la arista exterior de la misma según lo dispuesto en la Ley 37/2015, de 29 de septiembre, de carreteras.



Figura 33. Servidumbre carretera MA-3011. Fuente: Elaboración propia.

8.1.3. Balsa

En el interior de la planta se ha localizado una balsa de regadío por lo que se respetará una servidumbre de paso y una servidumbre de protección a la misma de un total de 10 metros alrededor de la misma.



Figura 34. Servidumbre balsa. Fuente: Elaboración propia.

8.1.4. EDIFICACIONES

En el interior de la planta se han localizado unas edificaciones, por ello, se respetará una servidumbre de protección a la misma, así como medida para evitar que las sombras afecten al rendimiento de los paneles. Dicha servidumbre será de 10 metros alrededor de los mismos.



Figura 35. Servidumbre edificaciones. Fuente: Elaboración propia.

8.1.5. ARBOLADO

Se respetarán las zonas de vegetación identificadas a lo largo de la implantación, siendo estas respetadas por las estructuras de la planta y reduciendo el impacto de la planta sobre la vegetación. La zona de vegetación al Sur de la queda fuera del vallado y reduciendo de este modo el impacto.

Asimismo, la parte de la parcela por debajo de la línea de media tensión quedará excluida del vallado para limitar el impacto sobre la vegetación.

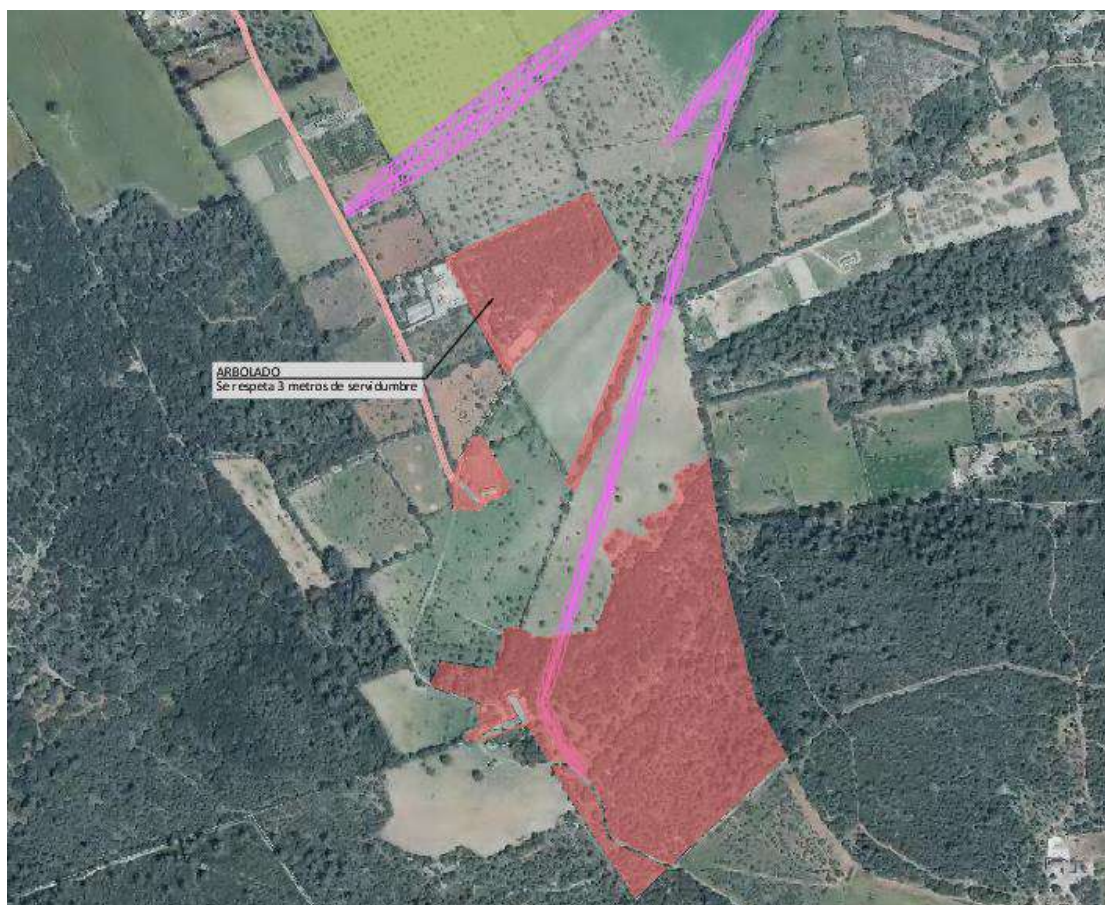


Figura 36. Servidumbre de arbolado. Fuente: Elaboración propia.

8.1.6. LINDEROS

La implantación situará el vallado en los linderos en los casos en los que no haya una servidumbre descrita en los anteriores puntos. Esta respetará una distancia entre vallado y la implantación de módulos de 5 metros tal y como se muestra en la Figura 37.



Figura 37. Servidumbre linderos. Fuente: Elaboración propia.

8.2. VALLADO Y ZONA DE IMPLANTACIÓN

Con el fin de respetar los caminos existentes y las servidumbres a respetar, la zona de la implantación contará con un único recinto independiente y con dos accesos propios: uno desde la carretera (MA-3011), para acceder al centro de operación y mantenimiento, y otro acceso secundario desde el camino existente (Son Cat). En todo el perímetro de la instalación se respetará siempre una distancia mínima de 5 metros entre el vallado perimetral y la zona de implantación del campo solar.

Las coordenadas del vallado del recinto descrito son las siguientes:

Tabla 7. Vértices del vallado. Fuente: Elaboración propia.

VÉRTICE	X	Y
1	491.443,861	4.385.222,616
2	491.902,936	4.385.562,328
3	491.874,472	4.385.626,875
4	491.554,609	4.385.575,147
5	491.335,621	4.385.540,653
6	491.306,105	4.385.535,892
7	491.279,989	4.385.531,854
8	491.295,075	4.385.500,882

9. JUSTIFICACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE LA PLANTA

Tras el análisis de servidumbres que se ha llevado a cabo en el apartado anterior, a continuación, se definen las configuraciones posibles en la planta, con la finalidad de compararlas y obtener la solución óptima.

En la planta Moreiras Solar solo se contemplan dos soluciones de estudio, debido al coste de la estructura de otras soluciones, así como el mantenimiento necesario para la potencia que se quiere obtener. Las soluciones planteadas son con estructuras fijas 1V o 2V. Asimismo, será necesario determinar el número de módulos que integran cada una de las mesas que alberga un único string como se explicó en el punto 2.2 Célula fotovoltaica. Las soluciones planteadas fueron las siguientes:

- 1 V x 30: Esta solución consiste en la implantación de estructuras con configuración 1V formadas strings que albergarían 30 módulos en serie. Constan de un único panel vertical. En la solución Moreiras Solar se estudiará esta solución, aunque se utiliza en terrenos que tengan una alta exposición al viento o para clientes muy conservadores. Asimismo, esta configuración es típica en estructuras con seguidor ya que requiere mucho más terreno para la misma potencia.



Figura 38. Configuración estructura fija 1V. Fuente: [5]

- 2 V x 30: Esta solución consiste en la implantación de estructuras con configuración 2V, disponiendo así de dos módulos a soportar por cada estructura. A diferencia de los primeros esta configuración permite producir una mayor potencia debido a su mayor tamaño.



Figura 39. Configuración estructura fija 2V. Fuente: www.suports.es/

Por otro lado, hay que decidir la distancia entre las distintas filas de paneles solares (módulos), denominada *pitch distance*. Este parámetro será clave en el desarrollo del Layout del proyecto ya que, a menor distancia, es decir, menor *pitch*, mayor número de módulos, y viceversa. Asimismo, habrá que tener en cuenta las sombras que se van a producir entre las distintas filas de módulos.

En la Figura 40 se muestra un esquema representativo del *pitch*.

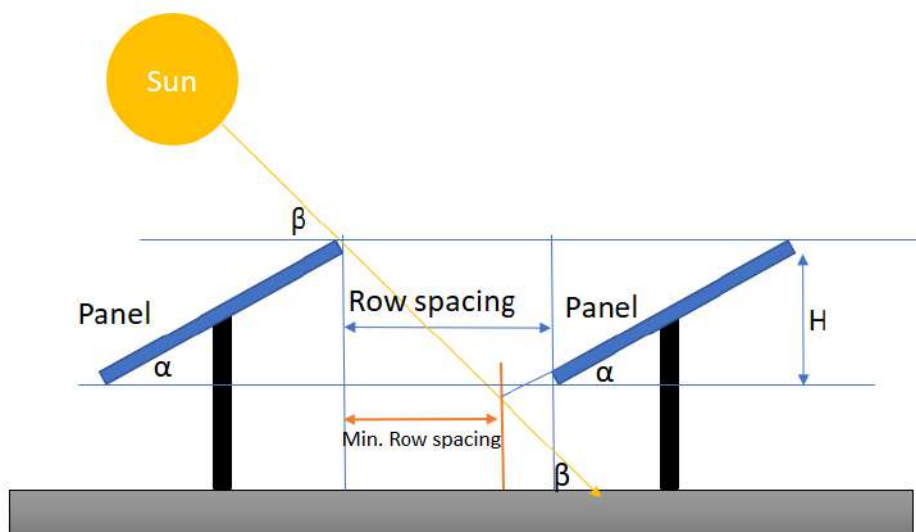


Figura 40. Esquema *pitch distance*. Fuente: OSPREL.

Es importante tener en cuenta que la elección entre una estructura fija 1V y una estructura fija 2V dependerá de varios factores, como el espacio disponible, el costo de instalación, las condiciones del terreno y los objetivos específicos de la planta fotovoltaica. Para determinar cuál es la mejor opción estos datos se decidirán mediante simulaciones con los softwares de PVSyst y PVCase. En resumen, tras el estudio en detalle de estas simulaciones se concluye que la solución con estructura fija 2V es la óptima por las siguientes ventajas:

- Mayor generación de energía: la configuración en estructura fija de 2V puede generar más energía que la configuración en estructura fija de 1V al tener más paneles solares en la misma superficie. Esto es particularmente ventajoso en áreas con limitaciones de espacio porque permite maximizar el espacio disponible.
- Ahorro económico: la configuración de estructura 2V tiende a ser menos costosa por vatio instalado en relación con la configuración 1V. Esto se debe a que permite la instalación de más paneles solares en la misma área. Esto resulta en una mayor rentabilidad y un retorno de la inversión más rápido.
- Mayor densidad de energía: la configuración fija 2V permite generar más energía que la configuración fija 1V al tener más paneles solares en la misma superficie. Esto es particularmente ventajoso en áreas con limitaciones de espacio porque permite maximizar el espacio disponible. En el caso de la planta Moreiras Solar, aunque se trata de una parcela de gran tamaño, se ha limitado notablemente el área para garantizar el menor impacto sobre la vegetación.
- Reducción del sombreado: con la estructura 2V los paneles solares están dispuestos en dos filas verticales lo que reduce notablemente el efecto de sombreado mutuo entre los paneles. Esto mejora la eficiencia global del sistema y evita pérdidas de energía debido a sombras proyectadas por los paneles.

10. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA

La planta *Moreiras Solar* es una instalación con una potencia pico de 4,913 MWp y una potencia nominal 4,48 MWn. Su objetivo es producir de energía eléctrica a través módulos fotovoltaicos e inyectarla en la red de distribución. La energía producida por los módulos se transmite en CC y BT hasta los inversores, encargados de transformarla en CA y servir como elemento de protección. Posteriormente, la tensión se eleva en el CT hasta la tensión del punto de conexión, que en este caso es a 15 kV.

Los módulos se agrupan en grupos de 30 módulos conectados en serie, denominados "string", para alcanzar una tensión cercana a los 1.500 V en condiciones de funcionamiento, reduciendo de este modo las pérdidas de potencia en el cableado de CC y alcanzando la tensión de operación de los inversores. Los strings están conectados a una estructura fija.

La planta cuenta con un total de 14 inversores de 320 kVA a 40 °C, sumando una potencia nominal de 4,480 MWn, limitada a 4,094 MW en el punto de conexión. Los inversores recogen un total de hasta 250 strings para convertir la energía eléctrica en CC en energía eléctrica en CA y BT, en concreto a 800 V.

El centro de transformación 15/0,8 kV, que incluye la primera etapa elevadora de tensión, recibe la energía de los inversores a través de la red subterránea de la instalación. La subestación elevadora SET INCA 66/15 kV, que forma parte de la segunda etapa elevadora y es objeto de un proyecto independiente.

En la Tabla 8 se muestran los datos generales de la instalación, los cuales se explicarán en detalle a lo largo de los próximos apartados del documento.

Tabla 8. Datos generales de la instalación Moreiras Solar. Fuente: Elaboración propia.

DATOS GENERALES		
Provincia		Mallorca
Término municipal		Sencelles
Superficie parcelas totales	[ha]	47,42
Superficie vallada	[ha]	11,94
Potencia pico	[MWp]	4,913
Potencia de inversores	[MWn]	4,480
Potencia nominal en POI	[MWn]	4,094
Producción	[kWh]	1.561

MÓDULO SOLAR		
Número de módulos		7.500
Potencia unitaria	[W]	655
Fabricante		Canadian Solar
Modelo		BiHiKu7 CS7N-655B-AG
Nº módulos/string		30
Nº strings		250

DATOS GENERALES		
INVERSOR		
Número de inversores		14
Potencia unitaria	[kVA]	320 @ 40 °C
Fabricante		Sungrow
Modelo		SG350HX

ESTRUCTURA		
Tecnología		Estructura fija
Fabricante		Reneergy
Modelo		MPH-2PV (30°) / 60P
Nº strings/mesa		2
Distancia entre estructuras (pitch distance)	[m]	12

TRANSFORMADORES DE POTENCIA		
Nº transformadores		1
Potencia @ 30 °C	[kVA]	4.000
Potencia @ 40 °C	[kVA]	4.000
Tensión primaria	[V]	800
Tensión secundaria	[kV]	15

10.1. MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Los módulos solares fotovoltaicos generan corriente continua a partir de la radiación solar. Existen varios factores que afectan en su elección, entre los que se destacan:

- La tecnología utilizada.
- El comportamiento en diferentes ambientes.
- El rendimiento.
- La estabilidad temporal de sus características nominales.
- El fabricante de estos y su servicio post venta.
- La disponibilidad de compra en el mercado.

Es importante tener en cuenta que, la elección y los parámetros del módulo pueden cambiar durante el proceso de tramitación y construcción, manteniendo siempre su funcionalidad dentro de la instalación debido al rápido desarrollo de la tecnología y los cambios en la normativa actual.

Se ha elegido un módulo del fabricante Canadian Solar con una potencia de 655 W para la planta Moreiras Solar. En concreto, el modelo BiHiKu7 CS7N-655MB-AG u otro con características similares.

El módulo, monocristalino y bifacial, utiliza la tecnología de célula partida para mejorar su rendimiento al reducir la corriente de la Bus Bar e inutilizar únicamente la subcadena afectada por sombreados parciales. Esto reduce las pérdidas al 50% en comparación con la tecnología tradicional.

Todo esto, combinado con la garantía de producción, la garantía de fabricación y la garantía de un fabricante como Canadian Solar, hace del módulo empleado una opción que maximiza el rendimiento y minimiza el costo de la instalación, lo que reduce al máximo el impacto de la planta.

El módulo fotovoltaico está equipado con dos latiguillos para su instalación en intemperie, lo que permite la conexión de los módulos para configurar los strings de 30 módulos que constituyen la planta. En el documento Nº5 - PLANOS se muestra en detalle la conexión.

La hoja de características del módulo se encuentra en el Documento Nº04 – FICHAS TÉCNICAS, y las características principales del módulo en condiciones estándar, STC, se muestran a continuación:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
Fabricante		Canadian Solar
Modelo		BiHiKu7 CS7N-655MB-AG
Potencia unitaria	[W]	655
Tensión en punto de máxima potencia - V_{MPP}	[V]	38,1
Corriente en el punto de máxima potencia - I_{MPP}	[A]	17,2
Tensión en circuito abierto - V_{OC}	[V]	45,2
Corriente de cortocircuito - I_{SC}	[A]	18,43
Eficiencia	[%]	21,1
Temperatura de funcionamiento	[°C]	[-40,85]
Tensión máxima del sistema	[V]	1500
Tolerancia potencia nominal	[W]	0-10
Coeficiente de temperatura de la potencia máxima	[%/°C]	-0,34
Coeficiente de temperatura de V_{OC}	[%/°C]	-0,26
Coeficiente de temperatura de I_{SC}	[%/°C]	0,05
Temperatura nominal de operación	[°C]	41 ± 3

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS		
Tipo de célula		Monocristalina N-Type
Nº de células		132 (2 x [2 x 78])
Dimensiones del módulo	[mm]	2384 x 1303 x 35
Peso del módulo	[kg]	37,9
Cristal		2,0 mm anti reflectante
Estructura		Aleación de aluminio anodizado
Índice de protección de latiguillos de conexión		IP68
Sección de latiguillos de conexionado	[mm ²]	4



Figura 41. Módulo 655 W BiHiKu7 CS7N-655MB-AG. Fuente: [12]

El Documento Nº2 - CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS proporciona información sobre el dimensionamiento de los strings en función de las características del módulo utilizado.

10.2. ESTRUCTURA SOPORTE

Los módulos se instalan sobre estructuras. Estas estructuras deben ser estables y durables en el tiempo para soportar las condiciones meteorológicas de la zona. Existen dos tipos de estructuras: fijas y móviles.

- Estructuras fijas: empleadas normalmente con módulos planos con ángulos fijos. Siguen el movimiento del sol únicamente en uno de los ángulos: azimutal, horizontal o eje polar, determinados por la latitud del lugar geográfico. Su costo es bajo y garantizan una alta fidelidad.
- Estructuras con seguimiento: mayor radiación solar y, consecuentemente, mayor producción de energía. Su coste de inversión es más elevado y necesitan un mayor mantenimiento. El seguimiento solar puede ser en uno o dos ejes:
 - Seguidor a un eje horizontal (Este-Oeste): es el seguidor más común, sigue el movimiento del sol de este a oeste durante todo el día.
 - Seguidor eje polar: realiza el seguimiento solar de forma oblicua y en una inclinación fija. El eje de giro está orientado al sur.
 - Seguidor a un eje vertical (Norte-Sur): realiza el seguimiento solar en posición vertical y su ángulo de inclinación coincide con la latitud de la instalación
 - Seguidor a dos ejes: el seguimiento se realiza en ambos ejes estando siempre perpendicular al sol. Si giro es de 360 °.

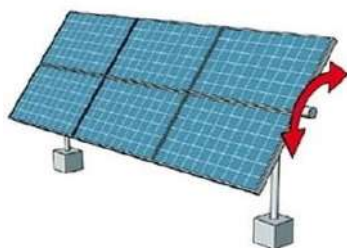


Figura 43. Seguidor a un eje horizontal. Fuente: OSPREL.

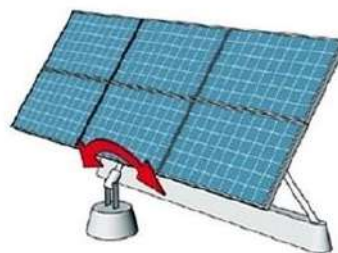


Figura 45. Seguidor eje polar. Fuente: OSPREL.

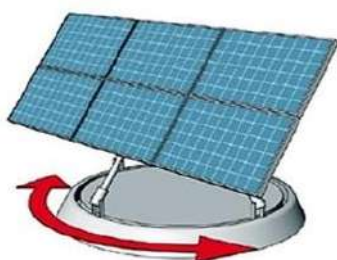


Figura 424. Seguidor eje polar. Fuente: OSPREL.

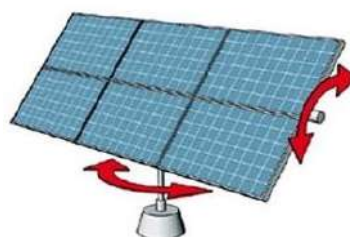


Figura 44. Seguidor a dos ejes. Fuente: OSPREL.

De acuerdo con las condiciones del proyecto y para facilitar el mantenimiento de la instalación, se utilizará una estructura fija en la instalación de la planta Moreiras Solar. En concreto, se ha seleccionado el modelo MPH-2PV (30°) /60P de Reneergy o una estructura similar. Esta estructura está compuesta por 2 strings por unidad estructural, denominada mesa. El MPH-2PV (30°)/60P es un modelo ideal para maximizar el rendimiento de la estructura y el terreno disponible ya que tiene menos hincas y elimina espacios vacíos.

Las partes principales de la estructura están fabricadas en acero galvanizado, lo que garantiza que sea resistente a la corrosión ambiental y de larga duración. La protección galvánica cumplirá con los requisitos del estudio geotécnico requerido.

La estructura cuenta con un sistema de anclaje que facilita la instalación del módulo y reduce el tiempo de montaje. Además, debido a su gran robustez, permite instalar la estructura en pendientes de hasta el 30%, lo que reduce el costo de obra civil. Se incorporará a su vez un sistema de acoples para conductores de CC para facilitar la conexión de los strings. El anclaje también reduce el impacto ambiental al no requerir cimentaciones de losa o zapata. En general, salvo que el análisis geotécnico revele áreas particularmente complicadas o difíciles, el método de instalación será el hincado directo. Solo será necesario un taladrado previo y posterior relleno en los casos de dureza o rechazo del hincado, empleando únicamente el relleno de hormigón en situaciones de terreno altamente corrosivo.

CARACTERÍSTICAS DE LA ESTRUCTURA	
Fabricante	Reneergy
Modelo	MPH-2PV (30°)/60P
Configuración	2V
Tecnología	Fija
Material	Acero galvanizado
Número de strings máximos por seguidor o mesa	2
Cimentación	Directamente hincado o con predrilling



Figura 46. Estructura fija 2V MPH-2PV (30°) / 60P. Fuente: [13]

En el Documento N.º4 – FICHAS TÉCNICAS se muestra la hoja de características de la estructura empleada.

10.3. INVERSORES

El componente encargado de transformar la energía generada por los módulos en corriente continua en energía eléctrica en corriente alterna es el inversor. Se trata de un elemento importante para el funcionamiento de la instalación y debe cumplir las especificaciones de la red eléctrica a la que se conecta.

La planta Moreiras Solar utilizará una configuración de inversores “en string”. Esta configuración utiliza un mayor número de inversores de menor potencia, del orden de kilovatios, frente a la configuración tradicional en la que se dispone de un número reducido de inversores de gran potencia, del orden de megavatios. La configuración en string presenta las siguientes ventajas:

- Mayor aprovechamiento de la potencia pico instalada, al integrar una potencia más reducida.
- Elimina la instalación de cajas de empalme (combiner box o string box).
- Al disponer de un mayor número de monitores de MPPT, cada inversor tiene la capacidad de monitorizar y optimizar la potencia producida por los strings de manera más individualizada.
- El control de producción, diagnóstico y detección de fallos individualizado permite al operador de la planta tener un conocimiento y una percepción detallados a tiempo real.
- Facilidad de instalación, montaje y puesta en marcha por su pequeño tamaño sin necesidad de personal especializado externo.

- Posibilidad de inversores en stock, lo que reduce el tiempo de indisponibilidad en caso de avería. El impacto de una avería o fallo es menor frente a un equipo central. La facilidad de intercambiar inversores averiados hace de esta configuración una solución robusta.

Con dos entradas por MPPT y doce MPPT, cada inversor puede recibir hasta 250 strings de potencia. En todo momento, opera en el punto de máxima potencia del string dentro de su curva I-V. Las protecciones de sobreintensidad evitan que se instalen fusibles o protecciones adicionales en el tramo de corriente continua. La potencia generada se evacuará hasta el centro de transformación a 15/0,8 kV, correspondiente con una tensión de salida de 800 V en corriente alterna.

El inversor empleado es el Sungrow SG350HX, o uno de características similares.

DATOS GENERALES		
Fabricante		Sungrow
Modelo		SG350HX
Potencia nominal	[kVA]	320 @ 40°C
Dimensiones	[mm]	6.058 x 2.896 x 2438
Peso	[kg]	<110
Grado de protección IP		66
Temperatura de funcionamiento	[°C]	[-30,60]

INPUT		
Tensión máxima	[V]	1.500
Intensidad máxima por MPPT	[A]	40
Intensidad máxima de cortocircuito	[A]	60
Tensión de arranque	[V]	550
Tensión de funcionamiento MPPT	[V]	38,1
Tensión nominal de entrada	[V]	1.080
Nº de MPPT		2
Nº de entradas		12

OUTPUT		
Potencia a 30 °C	[kVA]	352
Potencia a 40 °C	[kVA]	320
Configuración de salida		3 / PE
Tensión de salida	[V]	800
Intensidad máxima	[A]	134,9
Frecuencia	[Hz]	50
Factor de potencia		0,8 LG - 0,8 LD
Distorsión armónica máxima	[%]	<3



Figura 47. Inversor SG350HX. Fuente: [14]

La ficha técnica del inversor se puede consultar en el Documento Nº 4 – FICHAS TÉCNICAS.

Las protecciones del inversor aseguran que pueda funcionar normalmente o desconectarse en su defecto. Cuando la tensión esté fuera del rango de tensiones de funcionamiento, se producirá desconexión y solo se pondrá en marcha una vez que se supere la tensión de arranque. En caso de que se interrumpa el suministro a la red, la protección anti-isla garantiza que el inversor pueda desconectarse. En caso de detectar una frecuencia anómala o fuera de rango, el control de frecuencia lo desconectará.

10.3.1.LIMITACIÓN DE POTENCIA EN POI

Contando con 14 inversores SG350HX de Sungrow, con una potencia nominal de 320 kVA a 40 °C, la producción de los inversores se controlará para no sobrepasar en ningún momento los 4,094 MWn concedidos en base al punto de acceso y conexión de la red de distribución.

10.4. ESTACIÓN METEOROLÓGICA

La planta Moreiras Solar incluirá una estación meteorológica, para permitir un seguimiento solar más preciso, así como un mayor control de la instalación. El conocimiento de las condiciones atmosféricas y su impacto en el funcionamiento de la planta ayuda a optimizar los parámetros de los generadores, lo que resulta en una producción optimizada. La radiación recibida por la instalación es medida por los piranómetros que se encuentran distribuidos en la totalidad del terreno ocupado por los módulos.

10.5. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 15/0,8 kV

La planta Moreiras Solar tendrá un centro de transformación, CT de aquí en adelante, conectado en antenna al centro de seccionamiento, tal y como se muestra en los planos adjuntos. El CT, capaz de recoger 4.000 kVA a 40°C cuenta con un transformador como elemento principal, cuyas tensiones primaria y secundaria son 800 V y 15 kV, respectivamente. Para facilitar el transporte y la fijación, el CT se encapsulará en un contenedor marítimo.

Se utilizará un CT de Sungrow, en concreto el *Smart Transformer Station*, que se puede descomponer en tres subgrupos.

1. Las **protecciones de baja tensión** y los **conectores de entrada**. El centro de transformación tiene 36 entradas y puede recibir energía de 14 inversores. Cada entrada tiene un fusible y un desconectador para protegerse contra sobrecargas y cortocircuitos. Se pueden usar como interruptores para aislar a uno de los inversores.
2. El componente principal es el **transformador de potencia**. Creando una sola terna de salida, eleva la potencia de los dos circuitos internos desde 800 V hasta 15 kV.
3. Las **celdas de salida o switchgear**, se componen de una celda de salida de transformador, una celda de protección y una celda de línea para conectarse al centro de seccionamiento a través de líneas de distribución subterráneas, objeto del apartado N.º 13.

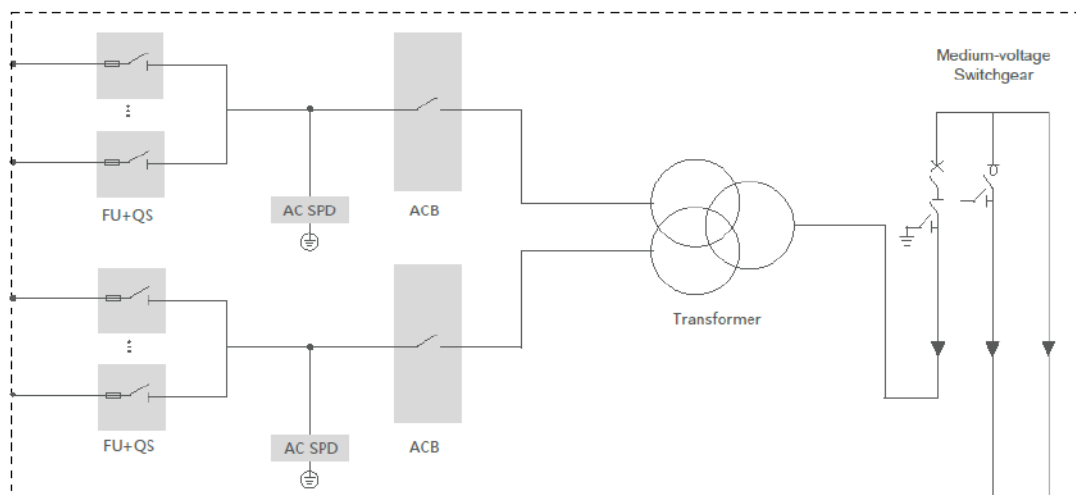


Figura 48. Esquema centro de transformación. Fuente: OSPREL.

El conjunto se engloba en una envolvente cuyas dimensiones se adaptan a las de un contenedor high cube 20' HC, preparada para su instalación que ofrece un grado de protección IP54, con un peso aproximado de 24 toneladas. Los datos generales del CT, descritos en el documento N.º 4 – FICHAS TÉCNICAS, son:

DATOS GENERALES		
Fabricante		Sungrow
Modelo		MVS8960-LV
Potencia AC a 40 °C	[kVA]	4.000
Dimensiones	[mm]	6,058 x 2,438 x 2,896
Peso	[t]	<25
Temperatura de operación	[°C]	[-20,60]

INPUT		
Nº máximo de inversores		14
Tensión	[V]	800
Intensidad máxima global	[A]	2 x 3.557
Interruptores por cada entrada		Fusible + desconectador
Nº circuitos internos		2
Nº inversores por circuito		14
Interruptores por circuito		ACB

TRANSFORMADOR DE POTENCIA		
Tensión primaria	[V]	15.000
Tensión secundaria	[V]	800
Frecuencia	[Hz]	50
Refrigeración		Aceite
Grupo de conexión		Dy11-y11
Pérdidas en carga	[kW]	49,7
Pérdidas en vacío	[kW]	4,8
Impedancia a máxima potencia	[%]	7,5

TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES		
Tensión primaria	[V]	800
Tensión secundaria	[V]	400/220
Potencia	[kVA]	5

OUTPUT		
Tensión	[V]	15.000
Nº circuitos		1
Nº switchgear		3
Aislamiento switchgear		Gas SF6

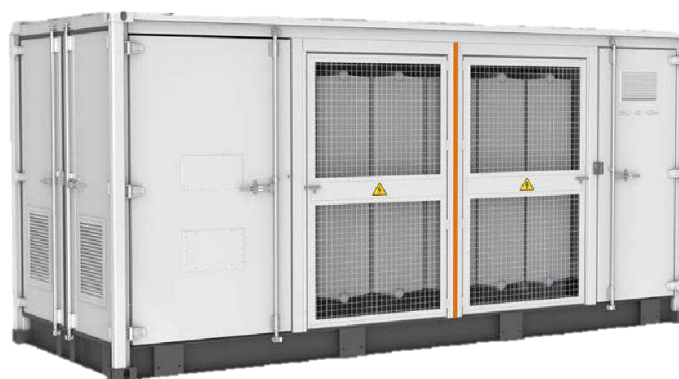


Figura 49. Centro de transformación MVS8960-LV. Fuente: [14].

10.6. PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Las protecciones existentes en el recorrido de la energía eléctrica desde su producción en el módulo solar fotovoltaico hasta su llegada al CS son las siguientes:

1.500 Vdc – STRINGS E INVERSOR

- Protecciones frente a sobreintensidades en cada la entrada del inversor mediante fusibles.
- Seccionador de corte en carga.
- Protecciones frente a sobretensión tipo II.

800 Vac – SALIDA DEL INVERSOR

- Protecciones frente a sobreintensidades mediante interruptores automáticos.
- Desconexión y control por tensión y frecuencia.
- Protección anti-isla de acuerdo con la IEC62116.
- Limitación de potencia.

800 Vac – BT DEL TRANSFORMADOR 15/0,8 kV

- Fusible y desconectador en cada puerto de entrada, frente a sobrecargas y cortocircuitos.
- ACB en cada uno de los dos circuitos internos del CT, que agrupa 14 inversores.
- Protección frente a sobretensiones tipo I y II.

15.000 Vac – AT TRANSFORMADOR 15/0,8 kV

- Interruptor switchgear con protección frente a arco interno IAC A 20 kA 1s.
- Protección por relé.
- Protección frente a sobretensiones.

10.7. EQUIPOS DE SERVICIOS AUXILIARES

La operatividad de la planta se complementa con la instalación de transformadores de servicios auxiliares proporcionarán energía a la instalación para su alimentación. El centro de transformación proporciona corriente alterna y baja tensión para alimentar el cuadro de servicios auxiliares, donde se instalan las salidas y protecciones. El cuadro de servicios auxiliares incluye los circuitos de iluminación, las tomas de fuerza, los circuitos de monitorización y los circuitos auxiliares. Además, cuentan con circuitos de reserva para futuras extensiones.

Para la distribución de los circuitos de servicios auxiliares se emplearán conductores de cobre de 0,6/1 kV, cuya sección se determina siguiendo los criterios del REBT para intensidad de cortocircuito, intensidad máxima admisible y caída de tensión.

10.7.1.SISTEMA DE ALIMENTACIÓN ININTERRUMPIDA

La planta cuenta con un sistema de alimentación ininterrumpida (SAI) para garantizar que el sistema de seguridad y control funcionen, como mínimo, una hora en situaciones de corte de alimentación de la red.

10.7.2.SISTEMA DE ILUMINACIÓN

Para iluminar el edificio de operación y mantenimiento, el sistema de iluminación incluye luminarias y tomas de fuerza. Para garantizar el correcto funcionamiento tanto en condiciones normales de operación como en situaciones de emergencia, habrá dos sistemas de iluminación independientes disponibles. En caso de emergencia, el sistema de iluminación de emergencia debe proporcionar la iluminación necesaria para la evacuación, mientras que el sistema de operación normal debe proporcionar iluminación estándar. Ambos reciben energía del CT, y la sala de control en el edificio de operación y mantenimiento controla los sistemas de iluminación.

10.8. INSTALACIONES ELÉCTRICAS

10.8.1.CABLEADO CORRIENTE CONTINUA – BAJA TENSIÓN

Cada string, formado por 30 módulos, se conecta eléctricamente con su inversor correspondiente mediante cableado de corriente continua en baja tensión. En su camino hasta el inversor, parten de un tramo a la intemperie, desde el conexionado de strings, hasta su entrada en la zanja subterránea. El detalle se puede consultar en el documento N.º 5 - PLANOS.

El conductor se instala bajo tubo a una profundidad mínima de 0,45 m, en el tramo subterráneo y su longitud garantiza la inexistencia de esfuerzos en los elementos a los que se conecta el conductor y evita el enganche por el tránsito de personas en el tramo a la intemperie. Este cable cumple con las regulaciones y leyes nacionales pertinentes y resiste la fuerza mecánica, la radiación ultravioleta y otros factores ambientales. El cable solar cumple con los siguientes requisitos básicos:

- Resistencia a los rayos ultravioleta.
- No propagación de la llama, según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.
- Libre de halógenos, según UNE-EN 60754-1 e IEC 60754-1.
- Baja opacidad de humos, según UNE-EN 61034-2 e IEC 61034-2.
- No emisión de gases corrosivos, según UNE-EN 60754-2 e IEC 60754-2.
- Resistencia a la absorción de agua y al frío.
- Cable flexible y resistente a golpes, abrasión, a agentes químicos, a grasas y aceites.
- Fabricado en cobre electrolítico y con una vida útil de al menos 30 años.
- Capacidad de trabajo continuo a 120 °C.
- En corriente continua, tensión de diseño igual o superior a los 1.500 V.

El cable empleado es el modelo **P-Sun 2.0 CPRO de Prysmian** [15] o uno de características similares, cuya hoja de características se adjunta en el Documento N.º 4 – FICHAS TÉCNICAS. En ella se puede comprobar el cumplimiento de todos los requisitos planteados.

Cada circuito tiene dos conductores, uno por polo, y conecta cada uno de los 250 strings a su inversor correspondiente. Su sección garantiza los criterios de intensidad y caída de tensión admisibles para este tramo del 1,5%, que puede variar entre secciones de 4 mm², 6 mm² y 10 mm²

Tabla 9. Datos generales del cableado de BT en CC. Fuente: [15]

DATOS GENERALES		
Fabricante		Prysmian
Modelo		P-Sun 2.0 CPRO
Conductor		Cobre electrolítico
Tensión continua máxima	[V]	1.800
Tensión continua de diseño	[V]	1.500
Radio mínimo de curvatura estático		4·Diámetro
Flexibilidad según UNE-EN 60228		Clase 5
Temperatura máxima 20.000 h	[°C]	120
Temperatura máxima 30 años	[°C]	90
Temperatura máxima cortocircuito	[°C]	250
Aislamiento		Goma tipo E16
Cubierta		Mezcla libre de halógenos
No propagación de la llama	UNE-EN 60332-1-2	Sí
Libre de halógenos	UNE-EN 60754-1	Sí
Baja opacidad de humos	UNE-EN 61034-2	Sí
Nula emisión de gases corrosivos	UNE-EN 60754-2	Sí
Resistencia a la absorción de agua		Sí
Resistencia al frío		Sí
Cable flexible		Sí
Resistencia UV		Sí
Resistencia agentes químicos		Sí
Resistencia a grasas y aceites		Sí
Resistencia a golpes		Sí
Resistencia a la abrasión		Sí
Resistencia al ozono		Sí
Dureza		DIN 53505 Shore A≤85

10.8.2.CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA – BAJA TENSIÓN

El cableado de corriente alterna en baja tensión conecta cada uno de los 14 inversores con el CT. El circuito de salida de cada inversor está formado por tres conductores y un conductor neutro. Cada circuito discurre enterrado en una zanja bajo tubo, a excepción de la propia conexión de los terminales.

Las consideraciones son similares al de CC variando el material. Las características mínimas requeridas:

- Resistencia a la radiación ultravioleta.
- No propagación de la llama, según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.
- Libre de halógenos, según UNE-EN 60754-1 e IEC 60754-1.
- Baja opacidad de humos, según UNE-EN 61034-2 e IEC 61034-2.
- No emisión de gases corrosivos, según UNE-EN 60754-2 e IEC 60754-2.
- Reducida emisión de gases tóxicos, según UNE-EN 6075-2.
- Resistencia a la absorción de agua y al frío.
- Cable rígido y resistente a los golpes y la abrasión, a los agentes químicos, las grasas y los aceites.
- Fabricado en aluminio y con una vida útil de al menos 30 años.
- Capacidad de trabajo de manera continua a 90 °C de forma continuada.
- En corriente alterna, tensión de diseño igual o superior a los 1.000 V.

El cable empleado es el modelo **Al Voltalene Flamex CPRO de Prysmian** [15], o uno de características similares. Se trata de un conductor específico para su aplicación en distribución de plantas solares mediante instalación enterrado en zanja bajo tubo, caso de aplicación en la planta Moreiras Solar. Su hoja de características se puede consultar en el Documento N.º 4 – FICHAS TÉCNICAS.

Tabla 10. Datos generales del cableado de BT en CA. Fuente: [15]

DATOS GENERALES		
Fabricante		Prysmian
Modelo		Al Voltalene Flamex CPRO
Conductor		Aluminio
Tensión alterna asignada	[V]	600/1.000
Tensión continua de diseño	[V]	1.500
Radio mínimo de curvatura estático		4·Diámetro
Flexibilidad según UNE-EN 60228		Clase 2
Temperatura máxima permanente	[°C]	90
Temperatura máxima cortocircuito	[°C]	250
Aislamiento		XLPE
Cubierta		Mezcla libre de halógenos
No propagación de la llama	UNE-EN 60332-1-2	Sí
Libre de halógenos	UNE-EN 60754-1	Sí
Baja opacidad de humos	UNE-EN 61034-2	Sí
Nula emisión de gases corrosivos	UNE-EN 60754-2	Sí
Resistencia a la absorción de agua		Sí
Resistencia al frío		Sí
Resistencia UV		Sí
Resistencia agentes químicos		Sí
Resistencia a grasas y aceites		Sí
Resistencia a golpes		Sí
Resistencia a la abrasión		Sí

10.8.3.CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA – MEDIA TENSIÓN

El cableado de corriente alterna de media tensión conecta el centro de transformación 15/0,8 kV de la planta con el centro de seccionamiento empleado como elemento de conexión a la subestación. Las líneas subterráneas de media tensión de 15 kV se construirán afectando de manera mínima a la infraestructura existente.

El cableado de MT se realizará con cables de cobre o aluminio aislados que garanticen la evacuación de potencia, enterrados en el terreno bajo tubo y en una disposición que minimice las pérdidas térmicas. Dicho cableado viene descrito en el apartado Nº13 - Descripción de la infraestructura de evacuación y se puede consultar su recorrido en detalle en el Documento N.º 5 - PLANOS.

10.8.4.CABLEADO DE COMUNICACIONES

Se prevé la instalación de un cable de fibra óptica monomodo de 24 fibras con protección anti roedores que conectará el centro de transformación, los sistemas de planta y el centro de seccionamiento para el sistema de transmisión de datos y comunicación.

10.9. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

De acuerdo con la IT-BT-40 del REBT al tratarse de una instalación receptora acoplada a una Red de Distribución Pública que tenga el neutro puesto a tierra, el esquema de puesta a tierra será el TT y se conectarán las masas de la instalación y receptores a una tierra independiente de la del neutro de la Red de Distribución pública.

El sistema de puesta a tierra será responsable de garantizar la seguridad de las personas al soportar y derivar la mayor corriente de falla. La red de material conductor enterrado, reforzada con picas metálicas de puesta a tierra, garantiza la equipotencialidad y la derivación de la corriente al terreno. La red de tierra de la instalación consistirá en un mallado de cable de cobre desnudo de 35 mm² enterrado, conectado a picas metálicas enterradas de 2 metros de longitud instaladas verticalmente en el suelo. Esta red conectará las estructuras, protecciones, el CT, los edificios, los equipos, el vallado y las partes metálicas de la instalación, mediante conexiones de soldadura aluminotérmica, grapas de conexión o autógena de cable de cobre o aluminio desnudo que asegure la continuidad eléctrica.

En el momento en que se dé de alta la instalación, el director de la obra o el instalador autorizado será el responsable de verificar el sistema de puesta a tierra. Se introducirán conductores de tierra que alcancen la resistencia de puesta a tierra requerida en caso de que no se cumpla con la normativa. Además, se realizará una revisión anual del sistema de puesta a tierra cuando el terreno esté seco para garantizar que funcione correctamente.

10.10.SISTEMA DE PARARRAYOS

El sistema de pararrayos protegerá los equipos de la instalación de sobretensiones mediante la protección externa frente a la descarga de rayos. Se instalarán en elementos de mayor altura, como el techo del CT y las estaciones meteorológicas, con una altura mínima de instalación de 5 metros. Un cable de cobre de 50 mm² instalado en un tubo de PVC conectará el dispositivo a una pica del sistema de puesta a tierra.

Además, cada pararrayo tiene su propia puesta, garantizando el aislamiento entre las redes de condiciones normales de operación y permitiendo la conducción durante sobretensiones. La puesta a tierra consistirá en un de tres picas triangulares de 2m de longitud que admiten una resistencia de 10 Ω .

10.11.OBRA CIVIL

Los estándares y procedimientos internacionales y las normativas nacionales determinarán los materiales y componentes que se utilizarán en la obra y en la ejecución de los trabajos. La construcción de la planta solar requerirá la siguiente obra civil:

10.11.1. ADECUACIÓN DEL TERRENO

Previo a la construcción de la planta será necesaria una limpieza y preparación del terreno. En esta adecuación se incluye el desbroce de pequeños arbustos, la eliminación de la capa superficial para la implantación de las esturas, las excavaciones y la eliminación del material sobrante.

10.11.2. ACCESOS Y CAMINOS

Será necesaria la construcción de accesos y caminos interiores aptos para para posibilitar la entrada de maquinaria de obra durante la construcción y de vehículos de mantenimiento y operación a lo largo de la vida del proyecto. La instalación cuenta con dos accesos, uno principal y otro secundario, ambos en el recinto 1, todos ellos con 6 m de ancho mínimo. Las coordenadas de los accesos son:

RECINTO 1

- Acceso Nº1 principal: X: 485.691,87 Y: 4.489.441,49
- Acceso Nº2 secundario: X: 484.499,87 Y: 4.488.041,22

Los accesos ya existentes se utilizan completamente, por lo que no hay viales externos fuera de la parcela en la que se desarrolla el proyecto. Esto se debe a que se utilizarán los caminos existentes a los que se puede acceder desde la carretera MA-3011. Asimismo, y si fuera necesario, se contempla la posibilidad de adecuar el camino existente (Camino de Son Gat) para eliminar imperfecciones que obstaculicen el tránsito de los vehículos. En este caso, dichos trabajos de adecuación se realizarán bajo el amparo legal.

Los caminos internos de la planta tienen un ancho de 4 m, 2 metros de distanciamiento a los módulos y un radio de curvatura de 15 m, sin embargo, esta medida puede ser modificada en obra por necesidades operativas. Para facilitar la evacuación de agua tienen una pendiente de aproximadamente el 1% hacia las cunetas de drenaje. Contienen una base de grava para evitar la formación de balsas en los laterales del camino. En el plano Nº5 – Vallado y Accesos se muestra más detalle de los accesos y viales de la planta.

10.11.3. VALLADO PERIMETRAL

La planta está formada por un recinto vallado, respetando las restricciones y condiciones de seguridad:

- Distancia mínima de 5 m de retranqueo con respecto a la zona de implantación de módulos.
- Distancia mínima de 5 m con la zona de implantación de módulos en aquellos tramos perimetrales en los que la distancia a respetar a la zona de implantación de módulos sea más restrictiva que la distancia a respetar al vallado.
- Distancia mínima de 5 m con el eje de los caminos existentes ajenos a la instalación.

El recinto de la instalación está por tanto protegido por un cerramiento realizado con un vallado cinegético con una altura mínima de 2 metros con placas de señalización rectangulares de un material plástico. La justificación del empleo del vallado cinegético radica en la capacidad de permitir la libre circulación de la fauna silvestre gracias a una apertura en la parte inferior del mismo, y, en cualquier caso, su fabricación se llevará a cabo teniendo en cuenta la normativa medioambiental más reciente.

Como se trata de un recinto de extensión limitada, el recorrido para bordear las instalaciones queda libre de vallados y obstáculos. Asimismo, el vallado no cuenta con elementos cortantes o punzantes y no interrumpe el curso natural de agua ni favorece la erosión o el arrastre de tierras.

Los tubos son de acero galvanizado para garantizar así una protección frente a la corrosión de por lo menos 30 años, y su instalación se realiza mediante la hinca directa o zapatas de pequeño tamaño. Dicha decisión estará sujeta a las condiciones que revele el estudio geotécnico previo a la construcción.

Contará con un sistema de puesta a tierra que garantice la seguridad eléctrica al instalar el sistema de videovigilancia perimetral.

Las puertas de acceso tienen una anchura mínima de 6 m y tienen características funcionales similares al vallado.

10.11.4. CANALIZACIONES

Para el sistema de distribución interno se utilizan líneas subterráneas, en las que se pueden distinguir hasta cuatro tipos diferentes de conductores:

- Conductores de conexión de strings e inversores: conductores de cobre para el transporte de energía en BT y CC.
- Conductores de conexión de inversores y CT: conductores de aluminio para el transporte de energía en BT y CA trifásica.
- Conductores de conexión del CT y al CS: conductores de aluminio para el transporte de energía en MT y CA trifásica.
- Cables de comunicaciones de fibra óptica, monomodo para la conexión del CT.

De manera perpendicular al eje de las filas de seguidores solares, las zanjas discurren por los pasillos definidos entre estas filas. Los conductores se instalarán bajo tubo cuyo diámetro exterior dependerá, entre otras cosas, del diámetro del cable. Las zanjas deben tener una anchura mínima de 400 mm y los conductores deben estar enterrados a una profundidad mínima de 0,45 m, ajustando esta anchura al número de circuitos para garantizar una distancia mínima de 0,25 m entre circuitos.

En el fondo de la zanja se colocará una capa de arena de espesor no superior a 5 cm sobre la que se colocarán los conductores de CA y BT. Por encima de ello se encuentran los conductores de CC y BT instalados bajo tubo y cuyo relleno se realiza empleando la propia arena extraída de la zanja con el fin de ejecutar el proyecto de la manera sostenible posible, empleando arena de aporte únicamente si fuera necesario.

En la parte superior de la zanja se dispone de placas de protección mecánica en aquellos casos en los que se requiere, o las zanjas serán hormigonadas en caso de cruces de camino o similar. El detalle del zanjado se muestra en el plano N.º 18 - Zanjas tipo del documento N.º 5 - PLANOS.

Se situarán cintas de señalización, de polietileno de color amarillo, con una anchura de 15 cm y con una señal de riesgo eléctrico para indicar la presencia de cables eléctricos, a una distancia mínima vertical de 40 cm. En zanjas de anchura igual o superior a 50 cm, se instalan varias cintas de señalización en paralelo y con una separación tal que cubran la anchura de proyección de los conductores.

Se instalan arquetas con tapas registrables a lo largo de la zanja, especialmente en los cambios de dirección, en entradas y salidas del CT y cruces de camino. En el plano Nº10 – Layout – Cableado y zanjas BT y MT se muestra el cableado y las zanjas de baja y media tensión de CC y CA.

CONSIDERACIONES BAJA TENSIÓN – CORRIENTE CONTINUA: Los tubos que albergan los conductores de BT y CC tienen un diámetro en milímetros acorde al número de conductores unipolares y su sección según lo dispuesto en la ITC-BT-21. En caso de que se tenga más de 10 conductores por tubo, se instalan tubos cuya sección interior sea como mínimo igual a 4 veces la sección ocupada por los conductores.

Tabla 11. ITC-BT-21 - Número de conductores en función de la sección. Fuente: REBT

Sección nominal de conductores unipolares [mm ²]	Número de conductores				
	6 o menos	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	-

CONSIDERACIONES BAJA TENSIÓN – CORRIENTE ALTERNA: En los conductores de BT y CA se instalarán los circuitos formando capas sobre el lecho de arena, respetando una distancia de 25 cm, tanto horizontal como vertical, como mínimo.

CONSIDERACIONES MEDIA TENSIÓN– CORRIENTE ALTERNA: La línea de media tensión es objeto del apartado Nº13 - Descripción de la infraestructura de evacuación donde se estudia en detalle.

10.11.5. SISTEMA DE DRENAJE

El sistema de drenaje está formado por cunetas de caminos formados por canales triangulares, rectangulares o trapezoidales. Se construyen excavando el terreno, preferiblemente con métodos mecánicos y, generalmente, se construirán paralelas a los caminos internos. La pendiente de las cunetas permitirá el flujo de agua. Los drenajes serán completamente funcionales, por lo que no afectarán el flujo de agua natural en el terreno de la instalación.

10.11.6. CIMENTACIONES

Preferiblemente, se utilizará el hincado directo al suelo sin aporte de material para cimentar la estructura hasta una profundidad que asegure su estabilidad y resistencia. El análisis geotécnico previo a la obra determinará la profundidad del agujero. Se llevarán a cabo pruebas en todo el suelo para determinar la cantidad de postes que necesitan pretaladrado, relleno u hormigonado. Sin embargo, en caso de que se presente algún obstáculo o dureza durante el proceso de hincado, se puede llevar a cabo el proceso de hormigonado.

Dependiendo de las características del suelo, la cimentación del CT se construirá con vigas de hormigón armado longitudinales o con soleras de hormigón armado con malla de acero. La profundidad de la cimentación será de 1,2 m, con una franja perimetral de al menos 0,4 m al centro de transformación. Al tratarse de una isla, en las localizaciones donde el suelo permanece húmedo la mayor parte del año, se usará una base de tira de escombros con piedra suelta bajo el hormigón, permitiendo un mejor drenaje.

La forma perimetral de las vigas de la cimentación reduce la cantidad de hormigón utilizado y permite la entrada y salida de canales subterráneos. Una vez instalado el centro de transformación, el contenedor se fija mediante anclajes instalados durante el hormigonado.

Finalmente, el edificio de control y almacén se cimentará superficialmente con zapatas arriostradas de hormigón armado o vigas longitudinales de hormigón armado.

10.11.7. EDIFICIO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

La planta cuenta con un edificio de operación y mantenimiento, con unas dimensiones de 21 x 17,14 m, contiguo al almacén. Este edificio se construirá de acuerdo con las normas vigentes y aplicables establecidas en el Código Técnico de Edificación e incluye:

- Dos salas de reuniones con despacho.
- Una sala de control y supervisión.
- Una sala de comunicaciones y servidores.
- Una cocina / comedor.
- Un almacén.

Desde el edificio de operación y mantenimiento se realiza la monitorización de la instalación con el fin de controlar su estado, realizar revisiones y detectar o prevenir posibles defectos en el sistema. Puede contar además con comunicación Telemedida en Tiempo Real (TTR) para el control de generación y poder maximizar la producción de la planta reduciendo posibles pérdidas.

10.11.8. ALMACÉN

El almacén tiene una superficie aproximada de 170 m² y cuenta con una zona de almacenaje, un cuarto de basuras, una zona de almacén de residuos y un depósito de agua. El depósito de agua se utilizará para el desarrollo de actividades de limpieza y cuidado de los módulos fotovoltaicos y su capacidad vendrá determinada en base a estas necesidades.

10.12. SISTEMA DE VIGILANCIA Y SEGURIDAD

La planta cuenta con un sistema de vigilancia y control que cumple los siguientes requisitos:

- Videovigilancia: Videovigilancia de reconocimiento de objetos para todo el perímetro:
 1. Una cámara con lámpara de infrarrojos por poste estable de cara a la siguiente ubicadas en la puerta de acceso y en la carretera principal
 2. Codificador con disco duro para almacenamiento.
 3. Cámaras PTZ se ubican estratégicamente de acuerdo con el propietario.
- Alarmas generadas por todos los sistemas siguientes:
 1. Sensores y contactos de apertura de puertas en el interior de todas las cabinas.
 2. Sistema de software de video de alarma con sensor de movimiento y secuencia de imágenes/fotografías enviadas a la compañía de vigilancia.
- Activación/desactivación del sistema de seguridad:
 1. Lector de Teclado Electrónico/Digital situado en la puerta de entrada.
 2. Teclado personalizado para cada usuario para monitorear y rastrear el acceso.
- Seguridad centralizada:
 1. Acceso remoto por Internet para comprobar los registros de alarmas y el acceso al sitio.
 2. Capaz de reconocer cada tipo de alarma.
 3. Posibilidad de interfaz con otra línea central (Compañía de vigilancia).

10.13.CUMPLIMIENTO DE LOS CÓDIGOS DE RED

La instalación debe estar dimensionada según lo dispuesto en la normativa vigente y descrita en la Norma Técnica de Supervisión (NTS de aquí en adelante) de la conformidad para módulos de generación de electricidad, MGE del Reglamento UE 2016/631. Conforme a la NTS la instalación se clasificada Tipo B. La evaluación de la conformidad de los requisitos detallados en la normativa se puede llevar a cabo mediante pruebas de conformidad, simulaciones de conformidad y certificados de equipo. Concretamente, uno de los requisitos fundamentales a la hora de diseñar el campo de inversores es el de capacidad de potencia reactiva. El Reglamento UE 2016/631 en sus artículos 13, 14, 15, 16, 20, 21 y 22 establece los requisitos mínimos en cuanto a: regulación y estabilidad de frecuencia, respuesta frente a huecos de tensión, regulación potencia-frecuencia, funcionamiento en isla, estabilidad de tensión y capacidad de potencia reactiva.

Todos estos criterios se tendrán en cuenta en la elección de equipos y dimensionamiento, el requisito limitante del que depende el dimensionamiento de inversores es el de capacidad de potencia reactiva, descrito en el Reglamento UE. Para cumplir con los códigos de red y la potencia reactiva a inyectar, según lo reflejado en el documento N.º 2 - CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS y la potencia concedida de 4,094 MW en POI, los inversores se calcularán con un sobredimensionamiento de potencia de un 12% quedando una potencia total de inversores de 4,480 MW.

11. LISTADO DE ORGANISMOS AFECTADOS POR LA INSTALACIÓN

En este apartado se muestran los componentes y sistemas afectados por la instalación del campo solar de la PSFV Moreiras Solar y su línea de evacuación en 15 kV. A continuación, se muestra el listado de organismos afectados por la instalación. Existen afectaciones temporales correspondientes a la duración de la fase de construcción de la planta, y afectaciones a largo plazo correspondientes al periodo de operación de la instalación.

TABLA DE ORGANISMOS AFECTADOS POR LA PLANTA						
#	TIPO DE INFRAESTRUCTURA	NOMBRE	ORGANISMO AFECTADO	PUNTO INICIAL	PUNTO FINAL	DETALLE
1	Camino	Camino Son Gat	Ayuntamiento de Sencelles	X: 484.544,0421 Y: 4.488.100,9655	X: 484.543,7601 Y: 4.488.096,6331	Se solicita una concesión demanial para incorporar el camino a la planta solar fotovoltaica.
2	Camino	Carretera MA-3011	Fomento	X: 485.310,1864 Y: 4.489.294,7088	-	Se solicita una concesión demanial para incorporar un acceso desde la carretera a la planta solar fotovoltaica.
3	Línea eléctrica	LAMT 15 kV	UFD Distribución eléctrica	X: 48.483,4772 Y: 4.486.662,3106	-	Se realizarán trabajos bajo línea de zanjeado en el cruzamiento con la línea. Se respetará en todo momento las condiciones establecidas por UFD.
4	Línea eléctrica	LAAT 220 kV	UFD Distribución eléctrica	X: 48.483,4772 Y: 4.486.662,3106	-	Se realizarán trabajos bajo línea de zanjeado en el cruzamiento con la línea. Se respetará en todo momento las condiciones establecidas por UFD.

La implantación respetará las siguientes servidumbres: la zona forestal de bosques de la parte sur de la planta quedando libre de módulos y edificaciones, la línea aérea de 15 kV distribución eléctrica, la línea aérea de 220 kV y la zona de servidumbre de la carretera MA-3011 de fomento. Estas servidumbres quedan reflejadas en el plano de N°4-Servidumbres

A continuación, se presenta una lista de los organismos afectados por la presente línea subterránea de 15 kV entre la planta de generación solar fotovoltaica y la subestación SET INCA 66/15 kV.

TABLA DE ORGANISMOS AFECTADOS POR LA LSMT 15 kV						
#	TIPO DE INFRAESTRUCTURA	NOMBRE	ORGANISMO AFECTADO	PUNTO INICIAL	PUNTO FINAL	DETALLE
1	Línea eléctrica	LAMT 15 kV	UFD Distribución eléctrica	X: 48.483,4772 Y: 4.486.662,3106	-	Se realizarán trabajos bajo línea de zanjeado en el cruzamiento con la línea. Se respetará en todo momento las condiciones establecidas por UFD.
2	Línea eléctrica	LAAT 220 kV	UFD Distribución eléctrica	X: 48.483,4772 Y: 4.486.662,3106	-	Se realizarán trabajos bajo línea de zanjeado en el cruzamiento con la línea. Se respetará en todo momento las condiciones establecidas por UFD.

Estas afecciones se detallan en el plano de detalle N°17 – Detalle afecciones.

12. ESTUDIO DE PRODUCCIÓN

Para estimar la producción de energía se ha realizado utilizando el ampliamente aceptado software de simulación PVSyst [16].

Al momento de realizar las pruebas de aceptación provisional de la instalación, es decir, inmediatamente después de su puesta en servicio, se configuran y se parametrizan las pérdidas para obtener la estimación de producción específica y PR (Performance Ratio).

Como es bien conocido en el sector fotovoltaico, los módulos fotovoltaicos sufren un deterioro leve pero constante en su eficiencia, que los fabricantes garantizan que no pasará de cierto valor anual. En el caso de la planta Moreiras Solar el fabricante de módulos Canadian Solar garantiza una degradación máxima de un 2% durante el primer año y del 0,45% en los próximos años. En la simulación realizada en PVSyst se han tenido en cuenta tanto las pérdidas por degradación de los módulos fotovoltaico como las pérdidas por indisponibilidad de planta. Estas pérdidas se han estimado en un valor del 2%. Para la simulación se ha utilizado como fuente de radiación el año típico meteorológico (TMY) de PVGIS [17] para el emplazamiento.

El Documento N.º 2 - CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS contiene la configuración simulada y los resultados del cálculo, que también se detallan. Anexo a este documento se encuentra el resultado de la simulación.

Los resultados que se obtienen son los siguientes:

- **Producción anual:** **7.670 MWh/año**
- **Producción específica:** **1.561 kWh/kWp/año**
- **PR (Performance Ratio):** **81,05 %**

13. DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

La instalación se conectará a la subestación SE INCA 66/15 kV. La evacuación de la energía se realizará a través de la línea de evacuación, en una línea de media tensión de 15 kV soterrada hasta el centro de seccionamiento. Tanto la subestación elevadora como la línea de conexión con la red de distribución que quedan fuera del alcance de este proyecto.

13.1. DESCRIPCIÓN DEL TRAZADO SUBTERRÁNEO DE LAS LÍNEAS

La línea de evacuación tiene su origen en el centro de transformación de la planta (CT1) y llega hasta el centro de seccionamiento (CS) empleado como unión con el apoyo de conexión. Todo el trazado de la línea discurre por terrenos pertenecientes a la planta solar fotovoltaica.

Línea	Traza	Potencia (MVA)	Longitud cable (km)	Conductor
L1	CT1 - CS	4,48	0,34	3x150mm ²

La línea discurre por la localidad mallorquina de Sencelles y transcurre a través una zanja descrita posteriormente con los conductores enterrados en el terreno bajo tubo. Los vértices de la línea son:

Tabla 12. Vértices de la línea de evacuación. Fuente: Elaboración propia.

Línea	Número de vértice	X _{UTM}	Y _{UTM}
L1	0	485.472,79	4.489.500,10
L1	1	485.474,74	4.489.349,17
L1	2	485.471,99	4.489.337,35
L1	3	485.467,07	4.489.332,63
L1	4	485.403,27	4.489.301,94
L1	5	485.403,27	4.489.135,67
L1	6	485.403,27	4.489.292,06
L1	7	485.398,73	4.489.293,65
L1	8	484.713,87	4.488.957,54
L1	9	484.554,31	4.488.957,54
L1	10	484.544,03	4.488.943,38
L1	11	484.544,03	4.488.114,21

13.2. CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA

La línea de evacuación del presente proyecto tiene como principales características las siguientes:

Sistema Corriente Alterna Trifásica
Frecuencia (Hz) 50

Tensión nominal (kV)	15
Tensión más elevada de la red (kV)	15
Categoría	A
Nº de circuitos	1
Nº de conductores por fase.....	1
Número de cables de fibra óptica	1
Tipo de cable	AL HEPRZ1 1x150/16
Tipo de cable de fibra óptica	OPSYCOM PKP

13.3. CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES

CABLES: Son cables de aluminio aislados con pantalla metálica de hilos de cobre, aislamiento HEPR y cubierta exterior de poliolefina de Prysmian. Las características del conductor son:

Tabla 13. Datos generales del cableado de MT. Fuente: [15].

DATOS GENERALES		
Fabricante		Prysmian
Modelo		AL HEPRZ1 1x150/16
Material		Cuerda redonda compacta de hilos de aluminio
Aislamiento		HEPR
Diámetro cable completo	[mm]	32
Diámetro de aislamiento	[mm]	23,8
Espesor de aislamiento	[mm]	4,3
Espesor de cubierta	[mm]	3
Sección del conductor	[mm ²]	150
Sección de la pantalla	[mm ²]	25

ZANJA: En la imagen siguiente se muestra la sección de la zanja tipo en la evacuación de la planta:

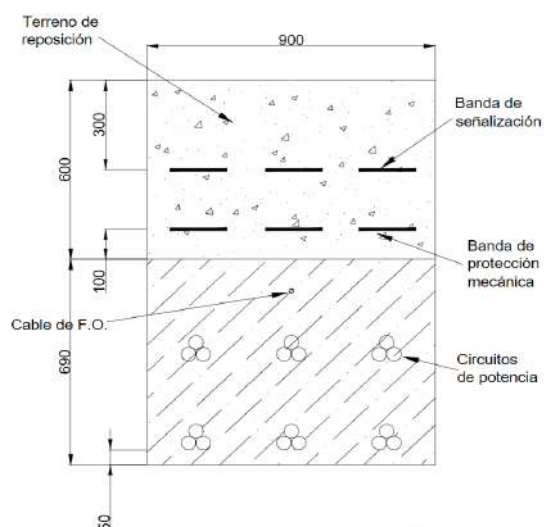


Figura 50. Sección de la zanja tipo. Fuente: OSPREL.

El objetivo de la zanja es que el material que rodea los conductores tenga una conductividad térmica menor o igual a 1 K·m/W. Los circuitos de potencia deben colocarse de tal manera que las ternas de cables estén separadas por al menos 0,2 metros.

13.3.1. TIPO DE CONEXIÓN DE PUESTA A TIERRA

Desde el punto de vista de seguridad de las personas, es conveniente la conexión a tierra de las pantallas de todas las fases en cada uno de los extremos, así como en puntos intermedios del recorrido de la línea. Esto garantiza que no existan tensiones inducidas en las cubiertas metálicas del cable de potencia, generadas por las intensidades que circulan por los conductores y proporcionales a la longitud de la línea y a la separación axial de los conductores.

Aunque las fuerzas electromotrices inducidas por las intensidades que circulan por el conductor no son especialmente significativas para sistemas de tensión igual o menor de 30 kV, es necesario un sistema de puesta a tierra para limitarlas y garantizar la seguridad de las personas y el material. En el caso de la presente línea se ha optado por el sistema solid bonding o conexión rígida a tierra.

En este tipo de conexión, las pantallas de los cables están conectadas a tierra en ambos extremos, formando un circuito cerrado y ligado electromagnéticamente con el circuito formado por los conductores.

En este tipo de conexión, se inducen corrientes de circulación en las pantallas de los cables, provocando pérdidas por calor y consecuentemente pérdidas en la intensidad admisible del cable. Estas pérdidas, se minimizan instalando los cables en formación tresbolillo. Para longitudes superiores a dos o tres kilómetros, se debe poner las pantallas a tierra en los empalmes para que las corrientes de cortocircuito puedan repartirse en función de la resistencia de puesta a tierra.

El esquema de conexión se muestra en la siguiente imagen.

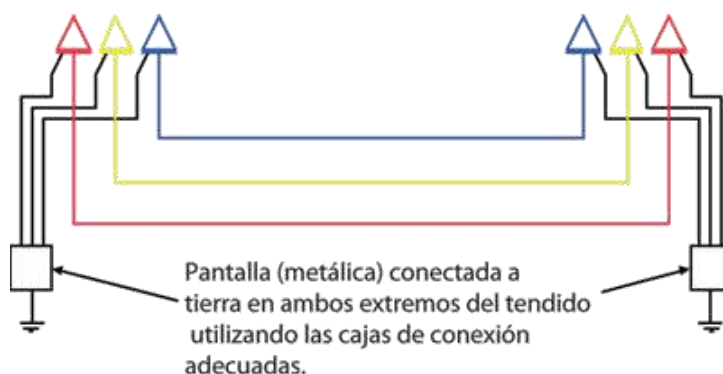


Figura 51. Esquema de conexión de puesta a tierra. Fuente: OSPREL.

13.3.2.CAJAS DE CONEXIÓN DE PUESTA A TIERRA

Las cajas de conexión serán enterradas o de intemperie, con los descargadores de sobretensión conectados al sistema de puesta a tierra en el interior. Las tapas de acero inoxidable garantizarán un grado de protección mínimo IP58 para cajas de tipo intemperie y IP68 para cajas enterradas.

13.3.3.CABLE DE FIBRA ÓPTICA

El cable de fibra óptica será de tipo OPSYCOM PKP de 48 fibras y estará constituido por un núcleo de fibra de vidrio, en donde se soportarán los cables de fibra óptica.

Contará con cubierta de polietileno de baja densidad de mínimo 0,8 mm de espesor. El cable está reforzado con hilos de poliamida y con una cubierta de polietileno de baja densidad mínimo de 1,5 mm de espesor.

13.3.4.EMPALMES

Se instalarán empalmes prefabricados o premoldeados. El empalme se realizará con el enfrentamiento de ambos cables, por lo que serán precisos dos conos deflectores opuestos de control del campo y un recubrimiento para la reducción de dicho campo. Finalmente será necesario un revestimiento conductivo de la superficie del empalme.

Para proteger el empalme contra la humedad y contra posibles daños mecánicos, se recubrirá mediante un alojamiento metálico protegido contra la corrosión y que pueda depositarse directamente enterrado.

El empalme debe poseer buenas características eléctricas y térmicas, siendo capaz de soportar los ciclos de calentamiento y las contracciones/expansiones de los cables. Por ello, se recomiendan los materiales de goma de silicona o EPR. Por encima del a semiconductor externa debe instalarse un dispositivo para evitar cualquier propagación del agua en el empalme.

13.3.5.PERFORACIÓN DIRIGIDA

Los cruzamientos con carreteras, ríos, vías de tren, etc. que no permitan apertura de zanja, se realizarán con perforación dirigida. Podrán realizarse mediante tubos independientes para cada conductor o bien una vaina que agrupe varios conductores. Los tubos serán de polietileno de alta densidad y la vaina metálica.

13.3.6.PERFORACIÓN HORIZONTAL

En el caso de cruzamientos cortos que no permitan la apertura de zanja, otra opción diferente a la perforación dirigida sería realizar una perforación horizontal con tubo de acero bajo el cruzamiento a atravesar.

14. CENTRO DE SECCIONAMIENTO

El centro de seccionamiento, CS de aquí en adelante, es una instalación eléctrica compuesta por un conjunto de celdas y aparataje eléctrica de protección y corte. El CS del presente proyecto será de tipo interior y toda la aparataje estará inmersa en una atmosfera estanca rellanada de SF₆³. El suministro de energía se efectuará a 15 kV de tensión y 50 Hz de frecuencia. Los elementos del CS “Moreiras” serán:

- Envolvente prefabricada de hormigón para alojar el CS.
- Dos celdas de entrada de línea de 15 kV.
- Una celda de salida de línea de 15 kV.
- Un transformador para elevar la tensión.
- Una celda de protección para el transformador.
- Un cuadro baja tensión.

14.1. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

14.1.1. OBRA CIVIL

El CS se ubicará dentro del recinto vallado con acceso desde la vía pública. Tendrá una envolvente prefabricada de hormigón con dos puertas abatibles de dimensiones de 4 m x 5,95 m y 4 m x 2,48 m y una altura útil de 3,9 ambas. Las dimensiones serán 20 m x 5 m x 7 m y una altura de 4,5 m.

Se preparará una superficie de terreno de 21 m x 8 m, sobre la que se construirá una losa de hormigón de limpieza HM10 de 10 cm sobre la que se depositará una losa de cimentación prefabricada de 15 cm de espesor, sobre la que se montará la estructura de hormigón armado con las siguientes características:

- MATERIAL: El material empleado es hormigón armado. Con la justa dosificación y el vibrado adecuado se conseguirán unas características óptimas de y una perfecta impermeabilización.
- EQUIPOTENCIALIDAD: La propia armadura garantizará la perfecta equipotencialidad de todo el prefabricado. Entre la armadura y las puertas/rejillas existirá una resistencia superior a 10.000 Ω. Ningún elemento metálico unido al sistema equipotencial será accesible desde el exterior.
- IMPERMEABILIDAD: Los techos estarán diseñados de tal forma que se impidan las filtraciones y la acumulación de agua sobre éstos, desaguando directamente al exterior desde su perímetro.
- GRADOS DE PROTECCIÓN: La parte exterior será de IP23, excepto las rejillas que serán IP33.

³ Hexafluoruro de azufre.

Los componentes principales que formarán el edificio prefabricado son:

- **ENVOLVENTE:** de hormigón armado y diseñada de forma que garantice la impermeabilidad y equipotencialidad. En la base irán dispuestos los orificios para la entrada de cables.
- **SUELOS:** prefabricados de hormigón armado apoyados sobre unos soportes metálicos los cuales constituirán los huecos para la conexión de cables en las celdas. Los huecos que no queden cubiertos se taparán con unas placas fabricadas para tal efecto.
- **PUERTAS Y REJILLAS DE VENTILACIÓN:** construidas en chapa de acero galvanizado recubierta con pintura epoxi. Esta doble protección, galvanizado más pintura, las hará muy resistentes a la corrosión causada por los agentes atmosféricos.

14.1.2. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Al centro de seccionamiento le llegara una acometida subterránea en media tensión correspondiente a la evacuación de la planta fotovoltaica “Moreiras Solar” a 15 kV y 50 Hz. Las celdas a emplear serán de la serie F400 de Schneider Electric, compuestas de varias unidades funcionales interconectadas

- Las bandejas de los cables de interconexión en BT están situadas en la parte superior de la celda. Los cables de BT podrán introducirse en el cuadro por la parte superior o inferior.
- La cabina será del tipo LSC2B : las partes de MT estarán separadas por particiones de metal con conexión a tierra.
- Las celdas se instalarán agrupadas en un embarrado correspondiente al circuito que conforma la evacuación, compuesta por una celda de línea de entrada, una de salida y una celda del transformador de servicios auxiliares.

Las características constructivas de las celdas de línea de entrada y salida son análogas, variando únicamente el aparellaje instalado. Ambas son celdas AD6 de corte en vacío y aislamiento en SF6 y de dimensiones de 900 mm x 2.255 mm x 2.670 mm, conteniendo en su interior siguientes aparatos:

- Un seccionador de tres posiciones CONEXIÓN – SECCIONAMIENTO – PUESTA A TIERRA.
- Un interruptor automático trifásico de corte en vacío.
- Un transformador de intensidad funcional, relación de transformación 400/5-5 A.
- Un sistema de detección de presencia de tensión con señalización luminosa permanente.

- Un manómetro con contacto libre de potencial para indicación remota por baja presión.
- S/n Embarrado aislado preparado para conducir 630 A y capaz de soportar los esfuerzos electrodinámicos correspondientes a una intensidad térmica de cortocircuito de 25 kA/1s.
- S/n Placa de cobre para puesta a tierra de la instalación.
- Un módulo de protección, adosado en la parte superior frontal de la celda, conteniendo en su interior debidamente montado y conexiones: un relé de protección, un selector de dos posiciones, dos bloques de pruebas cortocircuitables, dos interruptores automáticos magnetotérmicos, bornas de conexión, accesorios y pequeño material.

La alimentación de servicios auxiliares en corriente alterna, se hará con un transformador auxiliar 30/0,400-0,232 kV de 50 kVA y grupo de conexión Dyn11. Este equipo se instalará en el interior y se conectará a la celda de alimentación de servicios auxiliares.

14.1.3. INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA (PAT)

El objetivo de las instalaciones de puesta a tierra es limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en algún momento las masas metálicas (tensión de contacto), entre distintos lugares del suelo en las inmediaciones de la puesta a tierra (tensión de paso), asegurar la actuación de las protecciones (resistencia de la puesta a tierra) y eliminar/disminuir el riesgo que supone una avería.

- Tierra exterior: Se conectarán a tierra los elementos metálicos que no estén en tensión, pero que puedan estarlo a causa de averías, excluyendo de estos las rejillas de ventilación y puertas metálicas del centro por las que se pueda acceder desde el exterior. Las celdas dispondrán de una pletina de tierra que las interconectará, constituyendo el colector de tierras de protección.
- Tierra interior: La tierra interior del CS tendrá la misión de poner en continuidad eléctrica todos los elementos que deban estar conectados a la tierra exterior. Se realizará con cable de 50 mm² de cobre desnudo formando un anillo e irá sujeto a las paredes mediante bridas, conectando al final a una caja con protección IP54.

14.1.4. INSTALACIONES SECUNDARIAS:

En el interior se instalarán un mínimo de dos puntos de luz para la comprobación y maniobra de los elementos que estarán colocados sobre soportes rígidos dispuestos para mantener la máxima uniformidad posible en la iluminación. Además, se deberá poder efectuar la sustitución de lámparas sin peligro de contacto con otros elementos en tensión. Se dispondrá de un punto de luz de emergencia de carácter autónomo que señalará los accesos al CS.

El interruptor se situará al lado de la puerta de entrada, de forma que su accionamiento no represente peligro.

14.1.5.PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

Se deberá incluir un extintor de eficacia 89B que deberá colocarse en el exterior de la instalación para facilitar su accesibilidad y, en cualquier caso, a una distancia no superior a 15 metros de la misma.

14.1.6.VENTILACIÓN

Debido a la ausencia de focos generadores de calor en el CS, ya que los transformadores no están ubicados en el mismo local que la aparamenta, no será necesario un estudio de ventilación. Se dimensionarán unas rejillas adecuadas para la entrada de aire. Las rejillas deberán situarse en fachada, y se construirán de modo que impidan el paso de pequeños animales, la entrada de agua de lluvia y contactos con partes en tensión si se introdujeran elementos metálicos por las mismas.

14.1.7.MEDIDAS DE SEGURIDAD

Para la protección del personal y equipos, se debe garantizar que:

- No será posible acceder a las zonas normalmente en tensión, si éstas no han sido puestas a tierra. Por ello, el sistema de enclavamientos interno de las celdas debe afectar al mando del aparato principal, del seccionador de puesta a tierra y a las tapas de acceso a los cables.
- Las celdas de entrada y salida serán con aislamiento integral y corte en gas, y las conexiones entre sus embarrados deberán ser apantalladas, consiguiendo con ello la insensibilidad a los agentes externos, y evitando la pérdida del suministro en el eventual caso de inundación.
- Las bornas de cables y fusibles serán accesibles a los operarios para su mantenimiento.
- Los mandos y diseño de la aparamenta protegerá al operario de la salida de gases en caso de un arco interno eventual.
- El diseño de las celdas impedirá la incidencia de los gases de escape, producidos en caso de un arco interno, sobre los cables. Por ello, esta salida de gases no debe estar enfocada en ningún caso hacia el foso de cables.

15. EFECTOS MEDIOAMBIENTALES

15.1. BALANCE DE CARBONO

Para el estudio de balance de carbono se tiene en cuenta el siguiente decreto: Real Decreto 163/2014, de 14 de marzo, se registra de huella de carbono, compensación y proyectos de absorción de dióxido de carbono.

13.1.2 Cálculo

La Resolución conjunta de los Ministerios de Industria, Energía y Turismo, y Ministerio de proponen como representativos los siguientes factores de emisión en España:

- Sistema Peninsular 331 g CO₂/kWh
- Baleares 932 g CO₂/kWh
- Canarias 776 g CO₂/kWh
- Ceuta y Melilla 721 g CO₂/kWh.

Como la instalación está ubicada en las Islas Baleares se toma de referencia el valor de 932 g CO₂/kWh para establecer el cálculo. La producción de la planta es de 7.670 MW/h, por lo que el proyecto alcanzaría una reducción de la emisión de 2.538,77 t CO₂/año, que con una vida útil de 25 años supondría un ahorro de 63.469,25 t CO₂. Este hecho contribuye a la mitigación del cambio climático y a la consecución de los objetivos establecidos por el PNIEC 2021-2030 integrados en la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (ELP 2050) para construir una Europa climáticamente neutra.

15.2. RECURSOS UTILIZADOS

Las partidas que se tienen a la hora de estudiar los recursos consumidos por la instalación son:

- Energía: electricidad y funcionamiento normal de la instalación.
- Agua: funcionamiento normal de la actividad. Se estima en 1 litro de agua diluida con producto de limpieza biodegradable por panel por cada limpieza realizada en la planta fotovoltaica.
- Materiales, piezas y fluidos del mantenimiento de instalaciones.
- Materiales auxiliares: materiales de limpieza.

15.3. RADIO INTERFERENCIA

Será de aplicación lo establecido en la norma UNE-20509-1, 2 y 3 (CISPR 18-1,2 y 3: Características de las líneas y aparata de alta tensión, relativas a las perturbaciones radioeléctricas.

15.4. CAMPOS ELÉCTRICO Y MAGNÉTICO

En el diseño de la instalación de alta tensión se tendrán en cuenta las emisiones no ionizantes generadas por la circulación de corriente alterna en los diversos equipos de la instalación. Dada la naturaleza de los cables empleados en la instalación, el apantallamiento de éstos impide las emisiones de campo eléctrico más allá de la pantalla de los mismo. Por ello se detallarán únicamente los cálculos de campos magnéticos.

Dichos cálculos están detallados en el Documento 2: Cálculos Justificativos, en el apartado número 13, y se limitarán según la Directiva Europea (Recomendación del Consejo de 12-07-99 relativa a la exposición del público general a campos electromagnéticos de 0 Hz a 300Ghz 1999/519/CE) a 5kV/m y 100 μ T, respectivamente, en zonas “donde los ciudadanos pasen un lapso de tiempo significativo”.

15.5. RUIDO ACÚSTICO

Con objeto de cumplir 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, más concretamente haciendo inciso en la Instrucción Técnica Complementaria (ITC-RAT 14), punto 4.8 Limitación del nivel de ruido emitido por instalaciones de alta tensión, para limitar el ruido originado por las instalaciones de alta tensión, éstas se dimensionarán y diseñarán de forma que los índices de ruido medidos en el exterior de las instalaciones se ajusten a los niveles de calidad acústica establecidos en el Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas.

Quedando los distintos componentes de la instalación sin emitir un ruido audible superior a un valor máximo pico de 140 dBA, ni en media ponderada superior a 80 dBA.

Sin perjuicio de lo anterior la instalación cumplirá la normativa autonómica o municipal correspondiente.

Debido a que la instalación de alta tensión se encuentra en terrenos rurales alejados de núcleos urbanos, no se adoptarán medidas adicionales para cumplir dichos niveles.

16. GESTIÓN DE RESIDUOS DURANTE LA CONSTRUCCIÓN

Este apartado tiene como finalidad el cumplimiento del Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición. El estudio realizado servirá como base al Plan de Gestión de Residuos que deberá realizar el Constructor.

La gestión de los residuos generados durante la construcción viene detallada en el Anexo II Estudio de Gestión de Residuos, donde se detalla el plan previsto para la gestión de los residuos derivados de la ejecución de la obra de la PSFV Moreiras Solar de 4,913 MWp que se pretende desarrollar en Islas Baleares. Las medidas contempladas en el Estudio alcanzarán a todos los trabajos a realizar en el presente Proyecto, y aplica la obligación de su cumplimiento a todas las personas de las distintas organizaciones que intervengan en la ejecución de los mismos.

17. SEGURIDAD Y SALUD

El Estudio Básico de Seguridad tiene por objeto, de acuerdo con el Real Decreto 337/2010 de 19 de marzo, precisar las normas de seguridad y salud aplicables a las obras contempladas en el presente proyecto.

Dicho estudio viene detallado en el Anexo III Estudio de Seguridad y Salud, donde se precisan las normas genéricas de seguridad y salud aplicables a la obra del proyecto FV Moreiras Solar. Identificando, a su vez, los riesgos inherentes a la ejecución de estas y contempla previsiones básicas e informaciones útiles para efectuar, en condiciones de seguridad y salud, las citadas obras.

18. CRONOGRAMA

En este apartado se muestra el cronograma de puesta en marcha de la instalación de la PSFV Moreiras Solar tomando como punto de origen la entrega de la documentación para solicitar la AAP y AAC. Por ello, y siguiendo el cronograma, la fecha prevista en la que se necesitará la conexión a la red de transporte (RdT) es **junio 2025**.

PLANIFICACIÓN - PSFV Moreiras Solar																									
		Q3 2023			Q4 2023			Q1 2024			Q2 2024			Q3 2024			Q4 2024			Q1 2025			Q2 2025		
		J	A	S	O	N	D	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	E	F	M	A	M	
1. PERMISOS Y AUTORIZACIONES																									
Solicitud de Autorización Administrativa de Construcción																									
Solicitud de Aprobación de Proyecto																									
Autorización administrativa Previa																									
Autorización administrativa de Construcción																									
Aprobación de proyecto																									
2. LICENCIAS DE OBRA Y READY TO BUILD																									
Cambio de uso del terreno - Urbanismo																									
Pago de tasas																									
Obtención de licencias																									
RTB																									
3. INGENIERÍA E INSTALACIÓN																									
Suministros																									
Obra civil																									
Diseño del campo																									
Obra eléctrica																									
Obra civil centro de seccionamiento																									
Montaje electromecánico																									

PLANIFICACIÓN - PSFV Moreiras Solar

	Q3 2023			Q4 2023			Q1 2024			Q2 2024			Q3 2024			Q4 2024			Q1 2025			Q2 2025		
	J	A	S	O	N	D	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	E	F	M	A	M	J
CS y Línea de evacuación																								
Pruebas de instalaciones																								
Finalización de instalación																								
Finalización de pruebas individuales de los equipos																								
Inicio de pruebas en tensión con suministro a red																								
4. PUESTA EN SERVICIO																								
Acta de puesta en marcha																								

19. CONCLUSIONES

Con todo lo expuesto en la memoria y junto con los planos y documentos adjuntos al proyecto, se han explicado las diferentes fases a desarrollar para la realización de un proyecto de generación de energía a partir de módulos fotovoltaicos, cuyas directrices principales podrían ser utilizadas para la elaboración de proyectos de la misma índole.

Como se deduce de los cálculos justificativos y del estudio económico, este proyecto se considera viable tanto técnica como económicamente por presentar un VAN de 5.910.949,91 €, una TIR del 17,94% y un periodo de recuperación de la inversión de 5 años.

Por consiguiente, el proyecto puede ser utilizado para realizar el proceso de tramitación y construcción de planta fotovoltaica "Moreiras Solar". Además, la construcción del proyecto ayudará a conseguir los objetivos marcados en la política energética: Agenda 2030 de las Naciones Unidas, Pacto Verde Europeo (Green Deal), Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 y descarbonización de la economía española siendo un elemento más del conjunto de actuaciones a implantar para conseguir la transición energética y un escenario de emisiones netas cero en carbono en el año 2050.

ANEXO I: PLIEGO DE CONDICIONES

ANEXO I: PLIEGO DE CONDICIONES

ÍNDICE DE ANEXOS

1	-	PLIEGO DE CONDICIONES
2	-	ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS
3	-	ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD
4	-	PLAN DE DESMANTELAMIENTO
5	-	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

ÍNDICE

1. OBJETO Y CAMPO DE APLICACIÓN.....	3
2. PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES	4
2.1. Códigos y normas	4
3. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS	8
3.1. Generalidades	8
3.2. Diseño.....	9
3.3. Módulos PV	10
3.4. Estructura	11
3.5. Inversores.....	12
3.6. Centro de Transformación	13
3.7. Cabinas del transformador.....	13
3.8. Estación de conmutación media tensión	14
3.9. Alimentación de servicios auxiliares	14
3.10. Cables de potencia (BT/MT).....	15
3.11. Equipo de medición.....	18
3.12. Protecciones.....	19
3.13. Tableros eléctricos	20
3.14. Preparación del terreno y obra civil	20
3.15. Caminos.....	21
3.16. Zanjas	22
3.17. Vallado.....	23
3.18. Estaciones meteorológicas.....	23
3.19. Monitorización y control del sistema.....	24
3.20. Interfaz Scada local	27
3.21. Comunicaciones internas y externas del sistema	28
3.22. Seguridad del sistema	28
3.23. Edificio del sitio	29
3.24. Puesta en marcha.....	30
3.25. Manuales y procedimientos.....	31
3.26. Piezas de repuesto	31
3.27. Manual de operaciones y mantenimiento	31

1. OBJETO Y CAMPO DE APLICACIÓN

El presente documento tiene como objetivo definir las especificaciones y características técnicas necesarias para llevar a cabo el montaje y puesta en servicio de las infraestructuras eléctricas de la Planta Fotovoltaica Moreiras Solar.

2. PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES

2.1. CÓDIGOS Y NORMAS

A mayores de las normativas legales de obligado cumplimiento vigentes en el momento actual, serán aplicables los códigos y normas en su última edición, que se enumeran a continuación:

- La Ley 24/2013, del 26 de diciembre, que regula el Sector Eléctrico.
- La Ley 54/1997, del 27 de noviembre, que regula Sector Eléctrico.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera en el sistema eléctrico.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 560/2010, de 7 de mayo, por el que se modifican diversas normas reglamentarias en materia de seguridad industrial para adecuarlas a la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y a la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC- LAT 01 a 09.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red establecidas por el IDAE en su apartado destinado a Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica (PCT-C.-Julio 2011).
- Orden ETU/360/2018, de 6 de abril, por la que se establecen los valores de la retribución a la operación correspondientes al primer semestre natural del año 2018 y por la que se aprueba una instalación tipo y se establecen sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperíodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017.
- Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Norma UNE 157701:2006, especialmente su Anexo A, sobre estructura de un proyecto de instalación eléctrica de Baja Tensión.
- Especificaciones técnicas específicas de Red Eléctrica de España.
- Normas Autonómicas, Provinciales y Municipales para este tipo de instalaciones.

2.1.1. TRAZADO DE CAMINOS Y OBRA CIVIL

- Ley 8/2013, de 26 de junio, de rehabilitación, regeneración y renovación urbanas.
- Real Decreto 470/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la instrucción de hormigón estructural (EHE-08).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Orden FOM/185/2017, de 10 de febrero, por la que modifican la Orden FOM/298/2016, de 15 de febrero, por la que se aprueba la norma 5.2-IC drenaje superficial de la Instrucción de Carreteras y la Orden FOM/534/2014, de 20 de marzo, por la que se aprueba la norma 8.1-IC señalización vertical de la Instrucción de Carreteras.
- Orden FOM/273/2016, de 19 de febrero, por la que se aprueba la Norma 3.1-IC Trazado, de la Instrucción de Carreteras.
- Orden FOM/298/2016, de 15 de febrero, por la que se aprueba la norma 5.2 - IC drenaje superficial de la Instrucción de Carreteras.
- Orden FOM/3460/2003, de 28 de noviembre, por la que se aprueba la norma 6.1-IC "Secciones de firme", de la Instrucción de Carreteras.

- Orden FOM/3459/2003, de 28 de noviembre, por la que se aprueba la norma 6.3-IC: "Rehabilitación de firmes", de la Instrucción de carreteras.
- Orden de 31 de agosto de 1987 sobre señalización, balizamiento, defensa, limpieza y terminación de obras fijas en vías fuera de poblado (Instrucción 8.3- IC Señalización de obra).
- Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para obras de carreteras y puentes (PG-3/75), según Orden del Ministerio de Obras Públicas, de 2 de julio de 1976.
- Recomendaciones para el diseño de intersecciones.

2.1.2. SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO

Son de obligado cumplimiento las disposiciones contenidas en:

- Ley 35/2014, de 26 de diciembre, por la que se modifica el texto refundido de la Ley General de la Seguridad Social en relación con el régimen jurídico de las Mutuas de Accidentes de Trabajo y Enfermedades Profesionales de la Seguridad Social.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto-ley 8/2019, de 8 de marzo, de medidas urgentes de protección social y de lucha contra la precariedad laboral en la jornada de trabajo.
- Real Decreto Legislativo 8/2015, de 30 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley General de la Seguridad Social.
- Real Decreto Legislativo 2/2015, de 23 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Estatuto de los Trabajadores.
- Real Decreto 899/2015, de 9 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 598/2015, de 3 de julio, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los servicios de prevención.
- Real Decreto 494/2012, de 9 de marzo, por el que se modifica el Real Decreto 1644/2008, de 10 de octubre, por el que se establecen las normas para la comercialización y puesta en servicio de las máquinas, para incluir los riesgos de aplicación de plaguicidas.
- Real Decreto 337/2010, de 19 de marzo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 1644/2008, de 10 de octubre, por el que se establecen las normas para la comercialización y puesta en servicio de las máquinas.
- Real Decreto 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el sector de la construcción.
- Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados a la exposición al ruido Real Decreto 374/2001, de

6 de abril, sobre la protección de la salud y seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con los agentes químicos durante el trabajo.

- Real Decreto 349/2003, de 21 de marzo, por el que se modifica el Real Decreto 665/1997, de 12 de mayo, sobre la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo, y por el que se amplía su ámbito de aplicación a los agentes mutágenos.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud de las obras de construcción, y sus posteriores modificaciones.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de los equipos de protección individual.
- Real Decreto 665/1997, de 12 de mayo, sobre la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorso lumbares, para los trabajadores.
- Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto. 1407/1992, de 20 de noviembre, por el que se regulan las condiciones para la comercialización y libre circulación intracomunitaria de los equipos de protección individual y sus modificaciones posteriores.
- Orden de 9 de marzo de 1971 por la que se aprueba la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo.
- Convenio Colectivo General del Sector de la Construcción vigente.
- Convenio Colectivo Provincial de la Construcción.
- Demás disposiciones oficiales relativas a la prevención de riesgos laborales que pueda afectar a los trabajadores que realicen la obra.
- Normas de Administración Local.
- Disposiciones posteriores que modifiquen, anulen o complementen a las citadas.

Además, se tendrá en cuenta todo lo especificado en el Anexo III: “Estudio de Seguridad y Salud” a la hora de llevar a cabo las actividades necesarias.

3. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

3.1. GENERALIDADES

En el presente documento se proporciona un resumen de los requisitos mínimos del propietario para la instalación Moreiras Solar. El objetivo es proporcionar al Contratista las pautas básicas mínimas para llevar a cabo la ejecución de la ingeniería, la adquisición, la construcción, la puesta en marcha, la interconexión y las pruebas necesarias para la planta solar.

- a. Los trabajos incluyen toda la mano de obra y el material necesarios para realizar la ingeniería, la adquisición, la construcción, las pruebas, la puesta en marcha, el funcionamiento y el mantenimiento de la Planta en régimen de llave en mano, incluyendo:
 1. Ingeniería preliminar y detallada emitida para la construcción de la instalación.
 2. Adquisición, entrega e instalación de materiales y equipos.
 3. Trabajos de campo y previa preparación del terreno.
 4. Suministro e instalación de todo el equipo para su correcto funcionamiento.
 5. Los trabajos adicionales de la planta, como zanjas y nivelación.
 6. Suministro e instalación de todo el cableado eléctrico de baja tensión en corriente continua, las zanjas, la puesta a tierra y las conexiones a la planta de inversores.
 7. Suministro e instalación de todos los servicios auxiliares como el cableado eléctrico de telefonía e Internet, las antenas asociadas, las zanjas y la puesta a tierra.
 8. Instalación de los cables de media tensión desde el centro de transformación al centro de seccionamiento de la planta.
 9. Puesta en marcha y pruebas de funcionamiento en vacío y con carga.
 10. Coordinación con la empresa de servicios públicos y la autoridad legislativa para la construcción de la planta.
 11. Obtención de todas las licencias.
 12. Todos los permisos del Contratista necesarios para la construcción de la planta.
 13. Cumplimiento de todas las leyes aplicables como salud y seguridad.
 14. Prevención y corrección de cualquier impacto ambiental definido en los permisos ambientales, durante y después de la construcción de la planta.
 15. Toda la seguridad en la obra desde el inicio de la construcción en la obra hasta la aceptación provisional.
 16. Entrega al propietario de la documentación final del proyecto (planos de construcción, certificados de equipo, listas de suministros, informes de ejecución de pruebas, etc.).
 17. Construcción de caminos de acceso y de ensayo de los contratistas.
 18. Condiciones generales.
 19. Manuales de Operación y Mantenimiento y entrenamiento.

20. Suministro de piezas de repuesto en la medida en que el propietario lo autorice.
 21. Proporcionar actualizaciones semanales e informes mensuales de la construcción.
 22. Los trabajos de construcción de la planta solar se harán de acuerdo con un itinerario y plazos de ejecución consensuados entre las diferentes partes implicadas, el cual se irá actualizando de manera mensual. Por parte del contratista, es de obligación el cumplimiento de los plazos fijados por las partes implicadas.
- b. La construcción y el diseño de las obras deben cumplir con las condiciones y reglamentos de los permisos aplicables.
 - c. El contratista es el responsable de la obtención de todos los permisos, licencias y autorizaciones necesarias para la construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento de la planta, salvo los permisos designados específicamente como responsabilidad del propietario.
 - d. Durante el período de construcción, el contratista es responsable de la seguridad de la zona de construcción. Sin la aprobación del propietario, el contratista no comenzará a trabajar en la zona de las instalaciones antes del período de construcción.
 - e. El propietario podrá emitir una o más notificaciones de procedimiento o notificaciones de procedimiento limitadas. Cada notificación de procedimiento detalla el alcance de los trabajos que el contratista está autorizado a realizar, así como cualquier requisito especial aplicable.
 - f. El contratista deberá presentar informes mensuales que describan el progreso del proyecto, así como participar en reuniones mensuales de evaluación y conferencias telefónicas semanales de evaluación.

3.2. DISEÑO

- a. El contratista diseñará la central para lograr un nivel de potencia máxima de 4,480 MW_{ac} en el punto de conexión, una potencia pico de 4,913 MW_{dc} y alcanzar las garantías de funcionamiento y el nivel de disponibilidad.
- b. La central se diseñará de forma que se reduzcan al mínimo las sombras y las pérdidas de energía.
- c. Las obras incluyen todo el alcance hasta el sistema de distribución eléctrica de media tensión, llevando los cables hasta las celdas de media tensión del centro de seccionamiento.
- d. La planta debe estar diseñada para un mínimo de 25 años de funcionamiento continuo en condiciones normales de operación sin necesidad de reemplazo o rehabilitación significativa.
- e. Todos los materiales y equipos empleados en la planta deben ajustarse a los requisitos del propietario, a las especificaciones del fabricante y a todas las leyes.
- f. El funcionamiento normal de la planta no sumará riesgos para las operaciones o el personal de mantenimiento. La planta debe incorporar todos los elementos de seguridad exigidos por los reglamentos nacionales y de servicios públicos aplicables.

3.3. MÓDULOS PV

- a. El módulo fotovoltaico es de 655 Wp según las fichas técnicas de los modelos de paneles.
- b. El contratista incluirá un inventario de seguridad para el porcentaje de paneles que se prevé que se rompan o dañen durante el proceso de instalación, y/o durante el suministro o el transporte.
- c. El Contratista instalará los Paneles de conformidad con los requisitos aplicables del Proveedor de Paneles y dispondrá adecuadamente los paneles a fin de reducir al mínimo las pérdidas por desajuste.
- d. En caso de que el contratista descubra defectos o daños visibles en los paneles al abrir las cajas, el contratista fotografiará y documentará dichos paneles dañados, incluyendo el número de caja, el número de serie del panel, la fecha en que se descubrió la rotura y cualquier otra información pertinente. El contratista apartará esa caja y notificará al propietario y al proveedor de los paneles de esos daños de conformidad con el presente acuerdo.
- e. Los paneles solares estarán correctamente certificados con sus correspondientes certificaciones IEC. El proveedor de los módulos fotovoltaicos deberá comunicar los certificados del producto y en caso de no contar con la certificación mínima exigida, lo reflejará en la oferta. Se acreditará como mínimo las versiones más actualizadas de las siguientes normativas:
 - a. IEC 61730: Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos.
 - b. IEC 62804: Módulos fotovoltaicos. Ensayo para la detección de la degradación por potencia inducida (PID).
 - c. IEC 61215: Módulos fotovoltaicos de silicio cristalino para uso sobre suelo.
 - d. IEC 61701: Ensayo de corrosión por niebla salina.
 - e. IEC 62716: Ensayo en los módulos de corrosión por amoníaco.
 - f. IEC 61345: Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos.
 - g. IEC 61853: Ensayos del rendimiento de módulos fotovoltaicos y evaluación energética.
 - h. IEC 60068-2-68: Ensayos ambientales. Arena y Polvo.
- f. El contratista deberá realizar pruebas de parte de los módulos, con el objetivo de comprobar que el rendimiento del panel se corresponde con las especificaciones técnicas del equipo.
- g. Los paneles deben tener datos de prueba de destello, resultados de pruebas de aislamiento y pruebas electroluminiscentes de la fábrica.
- h. Los paneles deben ser diseñados para soportar los patrones climáticos históricos.
- i. El contratista debe instalar módulos con degradación lineal garantizada/garantizada de acuerdo con los requisitos aplicables del fabricante de los módulos y disponerlos adecuadamente para minimizar las pérdidas por desajuste.
- j. El contratista deberá proporcionar una lista de la capacidad de destello.
- k. El contratista proporcionará una disposición en Excel con la posición de instalación de cada módulo y deberá clasificarse por potencia.

- I. El proveedor suministrará los módulos fotovoltaicos bajo las siguientes garantías:
 - a. Garantía mínima de 10 años de materiales, mano de obra incluida, desde la fecha de puesta en servicio de los equipos en la planta solar.
 - b. Garantía de potencia línea para 25 años, sobre la potencia pico del módulo (W_p) en condiciones STC ($T_{\text{célula}}: 25\text{ °C}$, 1.000 W/m^2):
 - i. Pérdida de potencia de salida en el primer año: $\leq 1,0\%$
 - ii. Pérdida anual de potencia de salida a partir del segundo año: $\leq 0,4\%$

3.4. ESTRUCTURA

- a. Sistema con estructura en el suelo para ser usado para montar módulos fotovoltaicos, compatible con las condiciones geotécnicas del emplazamiento.
- b. El panel inferior del sistema de bastidor estará a $50\text{ cm} \pm 5\text{ cm}$ del nivel del suelo.
- c. La diferencia máxima de altura (nivel de los módulos) entre 2 mesas de bastidor adyacentes será de 50 mm y no más de la mitad de la distancia entre las mesas.
- d. La estructura será de acero con la protección corrosiva adecuada para evitar la corrosión durante la vida útil de la planta. El diseño debe minimizar la corrosión galvánica, el par galvánico y/o la corrosión de cualquier tipo, incluyendo los postes de la estructura.
- e. Se inspeccionarán sistemáticamente todas y cada una de las partes de acero galvanizado o inoxidable del sistema de estructura en busca de mellas, y esas zonas expuestas se pintarán después de la instalación para reducir al mínimo la corrosión.
- f. La estructura de los módulos y el método de fijación permitirán la expansión térmica sin transmitir cargas excesivas a los paneles.
- g. La estructura y el método de fijación estarán aprobados para su uso por el proveedor de los paneles.
- h. No se permite perforar los paneles, salvo confirmación del fabricante.
- i. No habrá acero o hierro expuesto que no sea resistente a la corrosión.
- j. La estructura se adaptará a la forma del terreno para reducir el movimiento de tierra requerido.
- k. Estructura que asegure la estabilidad dadas las condiciones reales del suelo y el agua en el emplazamiento y que soporte las cargas de viento especificadas por las normas nacionales de construcción aplicables.
- l. La estructura y el método de fijación deberán ser aprobados por el fabricante del módulo. La configuración final, la inclinación, la altura y el espaciamiento están sujetos a la aprobación del propietario.
- m. Sistema de montaje que permita la facilidad de montaje y desmontaje de los módulos, así como su mantenimiento y limpieza.
- n. Los valores de par de todas las conexiones de tornillos se comprobarán in situ para verificar los valores establecidos en el cálculo estructural para el sistema de bastidor.

- o. La estructura y la instalación tendrán una garantía de al menos 10 años en cuanto a la estructura, una garantía de diseño de 25 años y una garantía de componentes electromecánicos de 5 años.
- p. El contratista obtendrá del propietario la aprobación del sistema de estructuras antes de cualquier orden de compra del sistema de estructuras. La aprobación se basará en la revisión interna del propietario (cálculo de la estructura según las normas locales, así como para los procedimientos de selección de materiales y montaje).
- q. Después de las obras civiles y antes de la instalación de los cimientos del sistema de estructuras, el contratista realizará una prueba de extracción para verificar el cálculo teórico de los cimientos.
- r. Antes de la instalación del sistema de estructuras, el contratista presentará al propietario, para su revisión y aprobación, un plan de control de calidad.

3.5. INVERSORES

- a. Los inversores serán de última generación y se incorporarán:
 - 1. Encapsulados en contenedores apropiados, con control de temperatura y humedad y filtración de polvo.
 - 2. Funciones automatizadas para controlar las operaciones, el arranque y la parada y para simplificar la instalación.
 - 3. Sistemas avanzados para controlar la potencia y proporcionar altos niveles de eficiencia y rendimiento.
 - 4. Funcionalidad MPPT para optimizar la salida del campo fotovoltaico.
 - 5. Monitorización remota y conexiones a PC para la adquisición y análisis de datos.
 - 6. Pantallas integradas para señales de alerta e información de medición.
 - 7. Interruptores LV.
 - 8. Fabricado específicamente para funcionar en las condiciones climáticas históricas del lugar del proyecto.
 - 9. Sistema de detección de aislamiento entre la tierra y el conductor en el lado de corriente alterna y corriente continua (por ejemplo, a través de los relés).
 - 10. Configuración: multi máster / 1 máster - resto esclavos / multi máster-esclavo, dependiendo del tipo de estructura utilizada y están sujetos a la aprobación del propietario.
- b. Si se trata de inversores exteriores, es necesario protegerlos adecuadamente de los elementos.
- c. Los inversores serán compatibles con la configuración del campo fotovoltaico y estarán sujetos a la aprobación del propietario.
- d. Los inversores deberán estar correctamente espaciados con el sistema de refrigeración por encima de las normas (especificación del fabricante).
- e. Los inversores tendrán una duración mínima de garantía de 5 años.

3.6. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

- a. El centro de transformación serán del tipo ONAN (se prefiere aceite vegetal o un fluido menos inflamable). Transformadores de pérdida reducida, se instalarán y dimensionarán correctamente para los inversores seleccionados y se fabricarán con una baja tasa de fallos y un alto rendimiento durante su vida útil.
- b. Pueden utilizarse transformadores con doble bobinado secundario.
- c. El contratista decidirá la tensión de MT del transformador, la clase de aislamiento, el tipo de regulación y la aparamenta de MT, de acuerdo con la tensión nominal de la planta.
- d. La eficiencia del transformador deberá ser ultra alta según la norma IEC y deberá tener la capacidad de regular $\pm 10\%$ en un mínimo de 1% de pasos.
- e. Para la interconexión del sistema de tierra, el contratista proporcionará transformadores elevadores de formación en estrella y delta en cada plataforma de inversión.
- f. Diseñados para la operación en escalones.
- g. Fluido FR3 o refrigerante ecológico equivalente aprobado.
- h. Herrajes y bujes resistentes a la corrosión.
- i. Interruptor de carga de cuatro posiciones para aislar el transformador.
- j. Los pararrayos del MOV.
- k. Fusibles limitadores de corriente.
- l. Tensión baja igual a la del voltaje de CA del inversor.
- m. Especificación del voltaje del lado alto por la línea de distribución de la empresa de servicios públicos.
- n. Los transformadores deberán tener incorporado un relé o relés que permitan el control de los valores críticos y las alarmas.
- o. El proveedor quedara obligado a cubrir los gastos totales que puedan ser provocados por el defecto del equipo suministrado o de alguno de sus accesorios, durante el periodo de garantía.

3.7. CABINAS DEL TRANSFORMADOR

- a. El transformador se instalará en estructuras prefabricadas, monolíticas y autosuficientes construidas y totalmente equipadas (incluidos suficientes sistemas de refrigeración, sobre la base de un estudio de flujo de cabeza) en la instalación de producción del proveedor.
- b. Los transformadores pueden alojarse en el interior o en el exterior de las cabinas prefabricadas.
- c. Las cabinas prefabricadas serán de metal o de hormigón.
- d. Losa de hormigón (30 cm sobre el nivel del suelo) para todas las cabinas, si está permitido y/o de acuerdo con la legislación aplicable, con posibilidad de instalación mediante micropilotes.
- e. Protección contra la temperatura/el sol con una cortina/carpa encima de las cabinas suficiente para existir en las condiciones imperantes.

3.8. ESTACIÓN DE CONMUTACIÓN MEDIA TENSIÓN

- a. El equipo de media tensión estará contenido en una carcasa que incluya los cables de media tensión, las conexiones, el equipo de conmutación y el transformador de MT/BT para el sistema auxiliar y el equipo asociado.
- b. Todos los sistemas tendrán una puesta a tierra y enclavamientos necesarios para evitar una conmutación errónea que pueda comprometer la fiabilidad del equipo y la eficiencia o la seguridad del personal.

3.9. ALIMENTACIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES

- a. El contratista suministrará e instalará un suministro de servicios eléctricos auxiliares que se generará en la central a través de un transformador reductor centralizado o varios transformadores reductores distribuidos en cada estación o edificio de inversores. En el caso de que en la planta disponga de una línea de suministro eléctrico externa dedicada a suministrar el suministro de servicios eléctricos auxiliares, el propietario decidirá qué opción utilizar.
- b. El contratista proporcionará un cálculo del consumo total de energía y el consumo no cubierto por la autoproducción (consumo nocturno).
- c. La línea de servicios auxiliares (con un sistema de baterías (SAI) y Panel FV para cargas esenciales debidamente dimensionadas, con una duración mínima de 24 horas) para garantizar el suministro eléctrico continuado a todos los auxiliares y también suministrar energía para el consumo interno de la planta solar, incluyendo:
 - 1. El consumo de electricidad en el edificio de control y almacenamiento (incluyendo el sistema eléctrico y de iluminación (interno/externo/emergencia)).
 - 2. Sistema de control y comunicaciones.
 - 3. Sistema de seguridad y alerta.
 - 4. UPS con suficiente capacidad para alimentar todos los componentes del sistema de monitoreo y seguridad por un período no menor de 3 horas. El SAI alimentará todos los componentes de vigilancia, incluyendo, pero no limitándose a registradores, ordenadores industriales, módems/enrutadores, interruptores, convertidores, dispositivos de medición para asegurar que no se pierda ninguna señal vigilada.
- d. La línea de energía auxiliar se colocará bajo tierra, pudiendo el Contratista optar por utilizar la misma zanja que el bucle de transformadores, colocando el conductor de la línea sobre la parte superior del bucle de MT.
- e. La línea auxiliar también suministrará energía a los edificios de control y almacenamiento.
- f. Este es el concepto de base actualmente incluido en el precio del contrato. Cualquier reducción del alcance (a discreción del Propietario) será reembolsada al propietario.

3.10. CABLES DE POTENCIA (BT/MT)

- a. Es obligación por parte del Contratista el uso de conductores que acrediten el cumplimiento de la normativa vigente en el momento de su instalación en la planta solar. Los conductores deben cumplir como mínimo con las versiones vigentes de las siguientes normativas:
 - a. IEC 60331 - Pruebas para cables eléctricos en caso de incendio
 - b. IEC 60332 - Pruebas para cables eléctricos y de fibra óptica en caso de incendio
 - c. IEC 60228 - Conductores de cables aislados
 - d. IEC 60702 - Cables con aislamiento mineral y sus terminaciones de hasta 750 V
 - e. IEC 60502 - Cables de alimentación con aislamiento y sus accesorios desde 1 kV a 30 kV
 - f. IEC 60840 - Cables de alimentación con aislamiento y sus accesorios de 30 kV a 150 kV
 - g. IEC 60754 - Ensayo de los gases desprendidos durante la combustión de materiales procedentes de los cables
 - h. UNE-HD 603-1 - Cables de distribución de tensión asignada 0,6/1kV.
 - i. UNE 21123 - Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV.
 - j. UNE-EN 61727 - Sistemas fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica
- b. Los cables empelados deben tener la sección adecuada de forma puedan funcionar en los siguientes escenarios:
 1. Corriente máxima en servicio continuo. En cualquier caso, los cables deben estar diseñados para una corriente mínima de más del 125 % de la corriente máxima del generador fotovoltaico.
 2. Caída de tensión máxima admisible.
 3. Corriente de cortocircuito durante el período transitorio de actuación de las protecciones.
 4. Las pérdidas de energía se calcularán para verificar las estimadas con PVSyst.
- c. Todos los cables deben tener el nivel de aislamiento de acuerdo con el nivel de tensión de la red local y el sistema de puesta a tierra seleccionado y estar garantizados para la vida útil de diseño de la planta. La resistencia del aislamiento se comprobará después de la instalación.
- d. Los módulos, pertenecientes a la misma cadena, que se interconecten con los cables solares, deben estar en una sola estructura y fila (no se permiten varias estructuras y niveles de fila).
- e. Cables de baja tensión para limitar la pérdida de potencia de la salida del módulo fotovoltaico a la entrada del transformador a no más del 1,2 % de pérdida de corriente y no más del 1,5 % de caída de tensión.
- f. El polo positivo y el negativo de cada serie deben estar debidamente protegidos y conectados por separado a una caja de conexiones situada cerca de la estructura.
- g. Todos los cables de baja tensión enterrados estarán en tubos de plástico (la parte sobre tierra de los tubos de plástico se sellará con espuma resistente a los roedores).

- h. Todos los cables de energía irán enterrados bajo tubo, tanto para el caso de los conductores de corriente alterna como para los de corriente continua.
- i. Los cables de fibra óptica y auxiliares irán enterrados directamente, no obstante, podrá disponerse bajo tubo en fases posteriores si así lo acuerdan el propietario y el contratista.
- j. Todos los cables expuestos directamente al sol deben tener una capa de protección UV.
- k. Todos los cables deben ser certificados, de acuerdo con las leyes nacionales y/o normas internacionales.
- l. Cableado del sistema de corriente continua:
 - 1. Todos los conductores deberán tener un tamaño acorde con los requisitos del código nacional o local, incluyendo la clasificación de la temperatura y la caída de voltaje.
 - 2. La caída de tensión máxima en cualquier tramo del panel al inversor no excederá un máximo previsible del 0,75 % en condiciones de prueba estándar (STC).
 - 3. Todos los conductores instalados por debajo de la elevación del equipo deben estar listados para su uso en lugares húmedos, y ser de un diseño resistente a la corrosión.
 - 4. Todos los cables expuestos deberán ser resistentes a los rayos UV y estar clasificados para uso en exteriores.
 - 5. El tamaño mínimo del conductor de BT ($\leq 1.500V$) debe ser de 4 mm² o mayor.
 - 6. La instalación de todo el cableado debe ser ordenada, como un trabajo manual.
 - 7. Todos los alambres y cables deberán tener etiquetas de identificación impresas en máquina de vinilo envolvente u otro método de etiquetado aprobado que indique la designación y la polaridad.
 - 8. Los conductores tendrán una cinta de color integral o de color en todas las terminaciones para indicar los conductores y equipos de puesta a tierra según los requisitos locales y las normas de la industria.
 - 9. Las conexiones en serie entre los módulos se harán mediante conectores de conexión rápida suministrados de fábrica con los módulos.
 - 10. El cableado de las cadenas de string será de 1,5 kV a 90 °C (húmedo o seco), resistente a los rayos UV, con cable de cobre, según lo establecido en los códigos y normas aplicables.
 - 11. El cableado de las agrupaciones deberá estar apoyado en un sistema de estructuras.
 - 12. El cableado de las agrupaciones entrará en las cajas de conexión a través de conductos, agarraderas de cables u otro método aprobado que selle adecuadamente la penetración y mantenga la clasificación de resistencia a la intemperie de la caja de combinación.
 - 13. Todas las terminaciones de los conductores de energía serán irreversibles, de doble engarce, de barril largo, de dos pernos de compresión con una capacidad nominal de 90°C cuando sea aprobado por el fabricante del equipo. Se utilizarán orejetas bimetalicas cuando se utilicen materiales diferentes para las barras colectoras y los cables.

14. Todos los conductores de control e instrumentación se terminarán siguiendo una práctica industrial prudente.
 15. Todas las orejetas y conectores se enumerarán y designarán para su uso con el material conductor aplicable que se esté conectando a ellos.
 16. No se permitirán los empalmes a menos que el propietario los apruebe específicamente.
- m. Cableado del sistema de corriente alterna:
1. Todos los conductores, terminales y accesorios de los cables deben cumplir con las normas.
 2. Todos los conductores instalados por debajo de la elevación del equipo deben estar listados para su uso en lugares húmedos, y ser de un diseño resistente a la corrosión.
 3. Todos los conductores deberán tener un tamaño de acuerdo con los estándares nacionales y/o requerimientos internacionales, para la caída de voltaje, la reducción de la temperatura, la reducción de la capacidad de llenado de los conductos, etc.
 4. La caída máxima de voltaje en cualquier tramo desde el lado alto del transformador elevador hasta el punto de conexión de la interconexión no deberá exceder un máximo previsible de 5 %.
 5. Las pérdidas de energía se calcularán para verificar las de PVsyst.
 6. La instalación de todos los materiales de cableado se realizará de forma limpia y profesional.
 7. Todos los alambres y cables deberán tener etiquetas de identificación impresas en vinilo laminado envolvente u otro método de etiquetado aprobado que indique la designación, la fase y el voltaje.
 8. Los conductores deberán tener color integral o cinta eléctrica de color en todas las terminaciones para indicar conductores conectados a tierra, conductores de conexión a tierra del equipo y conductores de fase de CA. La codificación de color será según las reglas locales y/o estándares internacionales.
 9. Todos los enchufes y conectores serán listados y designados para su uso con el material conductor aplicable que está siendo conectado a ellos.
 10. Todas las terminaciones de los conductores de energía serán irreversibles, de doble engarce, de barril largo, con dos pernos de compresión de tipo orejetas con capacidad de 90°C aprobados por el fabricante del equipo.
 11. Proporcione un máximo de dos orejetas de compresión apilables cuando sea necesario terminar más de una oreja de compresión en un solo conjunto de agujeros de barra colectora.
 12. Cuando se terminen conductores de aluminio, recúbralos con un prohibidor de óxido. El contratista también debe aplicar cualquier requisito de utilidad para el uso de los conductores de aluminio.
 13. No se permitirán empalmes a menos que el propietario los apruebe específicamente.

- n. Protección de los conductores:
1. Todos los cables de corriente continua de la superficie de los circuitos de salida de la estructura a los inversores deberán estar protegidos en un conducto o fijados adecuadamente y protegidos contra los daños mecánicos y la luz UV.
 2. Se colocará una cinta marcadora detectable a 300 mm bajo el nivel del suelo de forma continua sobre los conductores o conductos.
 3. Se dispondrá de cajas de tracción y de empalme cuando sea necesario para facilitar la instalación del cableado.
 4. Las curvaturas de los conductos entre las cajas de tracción no deberán exceder el límite establecido por el fabricante.
 5. Los conductos que requieran un corte en terreno se cortarán a escuadra y se desenterrarán.
 6. Se proporcionarán campanas o casquillos en los extremos de los conductos para evitar que se dañen los cables.
 7. Los codos de los conductos no deberán dañar los conductos.
 8. El cableado de las comunicaciones se realizará en conductos separados.
 9. El Contratista cumplirá con los reglamentos locales que rigen los requisitos para el diseño de conductos si se requiere que el conductor cruce un terreno designado para una vía pública.
- o. Cableado del sistema de corriente alterna de inversores fotovoltaicos a la red de servicios públicos:
1. El contratista proporcionará todo el cableado de corriente alterna de los inversores fotovoltaicos hasta el punto de interconexión con la empresa de servicios públicos.
 2. Todos los conductores instalados por debajo de la elevación del equipo deben estar listados para su uso en ubicaciones húmedas, y ser de un diseño resistente a la corrosión.
 3. El contratista proporcionará todos los conductos subterráneos, almohadillas para equipos y estructuras relacionadas que requiera la empresa de servicios públicos para la interconexión de acuerdo con las especificaciones y diseños proporcionados por la empresa de servicios públicos.

3.11. EQUIPO DE MEDICIÓN

- a. El Contratista suministrará e instalará un medidor fiscal bidireccional (a menos que lo suministre la empresa de servicios públicos) y todos los transformadores de corriente y accesorios en el punto de interconexión.
- b. Un segundo medidor fiscal bidireccional deberá colocarse muy cerca del anterior y será proporcionado por el propietario y pondrá los datos a disposición del contratista.
- c. Los contadores se colocarán en lugares de fácil acceso para su lectura sin necesidad de entrar en el interior de la valla de la planta solar o en el lugar designado por la empresa y deberán ser

legibles a distancia a través del sistema de vigilancia y control de la planta solar. En todo momento, los contadores del propietario estarán provistos de los transformadores de potencial, transformadores de corriente, células e interruptores necesarios.

- d. Todos los medidores instalados por el contratista tendrán una salida Modbus, estarán conectados directamente al sistema SCADA de monitorización (no a la conexión de impulsos), proporcionarán perfiles de carga y un protocolo para acceder a ellos y almacenarán datos históricos durante al menos 3 meses.
- e. Todos los medidores instalados por el contratista tendrán la posibilidad de descargar los datos directamente de la memoria de los medidores.
- f. Los medidores instalados por el contratista tendrán una incertidumbre máxima de $\pm 0,5 \%$.

3.12. PROTECCIONES

- a. Que el contratista incorpore todos los sistemas de protección necesarios para la planta a fin de evitar daños a los equipos y lesiones al personal, incluidos, entre otros, el sistema de protección de media y baja tensión, fusibles, interruptores, relés, descargadores y protectores contra sobretensiones. La protección debe ser adecuada para cumplir con el código de la red local y suficiente para proteger a la planta de las fallas de la red.
- b. El contratista deberá implementar el acceso de Internet al sistema de protección para tener la posibilidad de encender/apagar la planta a distancia.
- c. Todos los elementos de la cabina y del edificio deben tener un sistema de puesta a tierra que cumpla con las regulaciones locales y las normas del otro propietario.
- d. Todas las tomas de tierra deben cumplir con las regulaciones locales. El contratista tiene que demostrar que los valores de potencial de paso y contacto están por debajo de los valores requeridos por la IEC/IEEE o las normas locales en todas las partes de la planta. El contratista tiene que proponer un método de prueba adecuado.
- e. Además, el sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con los siguientes puntos:
 - 1. Se garantizará la igualdad de potencial de los elementos enterrados del cercado y de la estructura de soporte, si es necesario, para evitar los riesgos de tensión de paso y de contacto entre el cercado y la estructura de soporte.
 - 2. Los paneles, si están enmarcados, se conectarán a tierra de acuerdo con las normas del fabricante de paneles, y el sistema elegido dependerá de las características y el tipo de marco. Deberán especificarse detalladamente los dibujos del sistema de conexión y las conexiones utilizadas para dicho sistema. Aunque los paneles en sí no necesitan ser conectados a tierra, debe haber un bypass a través de las cajas de conexiones instaladas.
 - 3. Se deben unir piezas metálicas separadas para asegurar la conductividad. Cada estructura de rack separada debe tener una varilla de tierra instalada según los requisitos de los ingenieros eléctricos.

4. El equipo del lado de la corriente continua de cada inversor se conectará a tierra siguiendo las instrucciones del proveedor del inversor y del proveedor del panel. Ningún elemento utilizará el conductor neutro de la compañía eléctrica.
5. El sistema garantizará la separación absoluta de los elementos de conexión a tierra de corriente continua y alterna.
6. El contratista cumplirá y seguirá las características del sistema de pararrayos exigidas por la normativa local. El transformador final en cada formación radial o de lazo debe tener pararrayos.
7. Todos los combinadores deben tener una conexión a tierra continua a su respectivo inversor.

3.13. TABLEROS ELÉCTRICOS

- a. El contratista deberá suministrar los tableros de distribución necesarios para la centralización de los medidores, interruptores de protección y control.
- b. Los tableros de distribución protegerán contra la penetración de sólidos y líquidos con los siguientes grados de protección:
 1. Interior: Al menos IP43.
 2. Al aire libre: IP65.
- c. Las cajas de conexiones deben estar preparadas para funcionar en las condiciones climáticas previstas en la ubicación de la instalación, y tener un grado de protección mínimo de IP65.
- d. Las cajas de conexiones deberán ir acompañadas de una protección contra sobretensiones del tipo y las dimensiones adecuadas para las condiciones de funcionamiento previstas, así como de un descargador automático de sobretensiones en el sistema de puesta a tierra.

3.14. PREPARACIÓN DEL TERRENO Y OBRA CIVIL

- a. El contratista debe realizar todas las obras civiles requeridas, el despeje del sitio, el desbroce y la nivelación en la planta, incluyendo, pero no limitado a:
 1. Limpieza superficial. El contratista no debe despejar las áreas identificadas como área de no construcción.
 2. Remoción de todas las estructuras, cimientos e instalaciones subterráneas existentes cuando sea necesario para la construcción de la planta de energía fotovoltaica.
 3. El contratista deberá transportar toda la demás madera y toda la broza, los tocones, las raíces y otros desechos de las actividades de desbroce y arranque al centro de eliminación de desechos del distrito local.
 4. Nivelación cuando sea necesario y esté permitido; y eliminación de la vegetación o los materiales despejados.

5. Todas las obras necesarias para drenar y proporcionar protección contra las inundaciones a las partes pertinentes del emplazamiento donde se realizarán las obras, de modo que, durante las obras, el emplazamiento se mantenga en condiciones de funcionamiento.
 6. Todas las obras deberán ejecutarse de conformidad con la reglamentación nacional o local y la documentación de diseño.
- b. Como mínimo, el contratista deberá realizar las siguientes actividades de movimiento de tierras en el emplazamiento de la obra:
1. Demolición de estructuras subterráneas a una profundidad de, al menos, 1 m bajo el nivel del suelo o del nivel de formación (el que sea más bajo).
 2. Construcción de terraplenes y rellenos mediante el suministro, la colocación, la compactación y la conformación de material adecuado y a las líneas, niveles, grados, dimensiones y secciones transversales que se especifican en la documentación de diseño y sólo si se requiere para la construcción de la instalación y se encuentra dentro de la zona prevista para la misma.
 3. El material inadecuado obtenido de las excavaciones no debe ser eliminado permanentemente en el emplazamiento y debe ser transportado al centro de eliminación del distrito local.
 4. Las áreas de relleno deben formarse con material adecuado excavado de los desmontes adyacentes o de las fosas de préstamo designadas.
- c. Drenaje:
1. La subrasante deberá nivelarse y clasificarse para asegurar que toda el agua de lluvia que caiga dentro de la zona de construcción fluya naturalmente hacia el estanque de retención o fuera del sitio, según el drenaje existente.
 2. El contratista debe proporcionar un sistema de drenaje de conformidad con los reglamentos locales que, como mínimo, debe ser capaz de conducir: la escorrentía de la zona de construcción, así como el drenaje del techo, lejos de la instalación y la escorrentía equivalente a la calculada según las normas nacionales o locales.
 3. El contratista se asegurará de que el movimiento de tierras, los asentamientos, el drenaje o el agua no afecten la estabilidad o la alineación de las estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos durante la vida útil de diseño de la planta solar.
- d. No habrá ninguna zona de la planta solar que quede sin estabilizar después de la fecha de aceptación provisional.

3.15. CAMINOS

- a. El contratista tendrá la discreción de construir caminos internos dentro de la valla de la planta solar para dar servicio a las estructuras en la obra, el edificio de la obra (sala de control), y cada

- cabina del inversor y vivienda del transformador. La construcción de estos caminos se ajustará a los códigos locales.
- b. Todas las carreteras tendrán características adecuadas de drenaje y control de la erosión y serán resistentes a la lluvia con materiales de control del polvo y estabilización de la carretera, para reducir al mínimo la deposición de polvo en la parte superior de los paneles.
 - c. Vías internas: vías de acceso. Ancho mínimo de 4 m. Hecho con 20 más 12 cm de material de cantera de piedra.
 - d. Acceso de vehículos para ser construido y mantenido de acuerdo con la documentación técnica.
 - e. En la zona de entrada a la planta debe crearse un aparcamiento, para un mínimo de 5 plazas de coche.
 - f. Todos los caminos internos deben permitir la circulación y el libre acceso a todos los inversores y transformadores alrededor de la planta, con un camión articulado. Ancho mínimo de 4 m y 12 m de radio de curvatura. Además, deben tener incorporados materiales de control de polvo no corrosivos y de estabilización de carreteras, para minimizar la deposición de polvo en la parte superior de los paneles, debido a los vientos y al tráfico rodado.

3.16. ZANJAS

- a. Zanjas necesarias para la instalación del cableado y el sistema de puesta a tierra que se instalarán de acuerdo con el diseño final y los reglamentos aplicables. Las zanjas no interferirán con las estructuras de soporte de los módulos o la construcción del sitio. Todas las zanjas deberán estar adecuadamente protegidas por seguridad cuando se abran, y luego se rellenarán y compactarán para evitar el asentamiento cuando se completen.
- b. Los reglamentos nacionales/locales y las normas del propietario deben cumplirse en todo momento.
- c. La cinta plástica que indica la presencia de cable eléctrico enterrado se colocará a lo largo de toda la longitud de la zanja, así como la cinta de protección cuando sea necesaria.
- d. En el segmento de la zanja que atraviesa el interior se hará una capa de hormigón adicional o una placa de protección encima de los cables para la protección mecánica de los mismos.
- e. Las zanjas para cables se marcarán con un marcador de ruta de cables, al menos cada 100 m y cada cambio de dirección y cruce de caminos. El marcador de cables debe ser adecuado para la vida útil de la planta. Las coordenadas de las rutas de los cables se marcarán en los planos de construcción.
- f. En las planillas que atraviesan zonas en las que es necesaria una protección adicional, el cableado puede pasar por una tubería corrugada sobre un lecho de hormigón, en el que se colocará suelo natural compactado y cinta indicadora.
- g. El contratista instalará las bocas de acceso eléctrico necesarias para el buen funcionamiento y mantenimiento de la planta solar.

3.17. VALLADO

- a. Contratista para construir una cerca de alambre soldado de acero galvanizado sostenida por postes de acero galvanizado sobre cimientos de cemento. La valla rodeará todo el perímetro de la zona de la planta fotovoltaica.
- b. Cercar para cumplir con todas las regulaciones locales de construcción y ambientales aplicables.
- c. Puertas de entrada de 6 m, de acero galvanizado y dimensionadas para permitir el paso de maquinaria pesada durante la construcción y el mantenimiento.
- d. Todos los estanques de retención estarán provistos de al menos una puerta de acceso.
- e. Se mantendrá un espacio mínimo de 4 metros entre la valla y el sistema de estructura.

3.18. ESTACIONES METEOROLÓGICAS

- a. El Contratista instalará estaciones meteorológicas para vigilar la radiación incidente y las condiciones meteorológicas en la planta solar, que incluirán como mínimo:
 - 1. Piranómetro secundario estándar K&Z SMP 11 o SMP10 colocado a nivel de la llanura horizontal con salida Modbus digital.
 - 2. Célula cristalina calibrada de referencia.
 - 3. Sensores de temperatura conectados a los paneles de la planta.
 - 4. Anemómetro.
 - 5. Sensor de dirección del viento.
 - 6. Higrómetro.
 - 7. Sensor de temperatura ambiente.
 - 8. Barómetro.
 - 9. Sensor de lluvia.
 - 10. Registrador de datos para la adquisición de datos y su transmisión al sistema de vigilancia.
 - 11. Célula PV con batería adecuada para garantizar continuamente la alimentación (suministro eléctrico) de los sensores de irradiación/piranómetros.
- b. El Contratista instalará estaciones meteorológicas adicionales para vigilar la radiación incidente y la temperatura de los paneles en la planta solar, que incluirán como mínimo:
 - 1. Sensores de temperatura del panel
 - 2. Registrador de datos para la adquisición y transmisión de datos al sistema de monitorización.
 - 3. Célula PV con batería adecuada para garantizar continuamente la alimentación (suministro eléctrico) de los sensores de irradiación/piranómetros.

3.19. MONITORIZACIÓN Y CONTROL DEL SISTEMA

- a. El contratista instalará un sistema de red de telemetría para vigilar y, de ser necesario, controlar la planta en el emplazamiento y a distancia.
- b. El contratista configurará el sistema de vigilancia y control instalado para asegurar que todos los datos vigilados se envíen en la resolución temporal especificada a la plataforma central de vigilancia del propietario.
- c. El sistema de monitoreo instalado deberá ser capaz de interactuar con la plataforma central de monitorización del propietario y transferir datos directamente desde el hardware de monitorización del sitio.
- d. El equipo de vigilancia se instalará en cajas especiales en cada cabina de inversor/transformador con protección IPX (dependiendo del diseño de la planta).
- e. El controlador de la planta de energía (si procede) se diseñará, configurará y supervisará en función de los requisitos específicos de la red, si los hubiera. El sistema de supervisión y control será compatible con las características de un DCS/DSM (sistema de control dinámico, también conocido como monitor de sistema dinámico) y se acordará con el propietario un sistema SCADA aprobado. En caso de aplicaciones de control críticas, los sistemas redundantes se discutirán y acordarán con el propietario.
- f. Los protocolos de comunicación deben ser no propietarios. El protocolo de comunicación estándar de todos los dispositivos monitoreados con el sistema de monitoreo y control será MODBUS TCP o RTU y la interfaz estándar será vía ethernet o fibra óptica. Cualquier cambio a lo anterior debe ser aprobado por el propietario con antelación.
- g. El sistema de vigilancia y control incluirá, como mínimo, las siguientes funciones primarias:
 1. Vigilancia del nivel de los strings.
 2. Vigilancia y control del rastreador (si procede).
 3. Adquirir, registrar y almacenar todos los datos de, como mínimo, la:
 - Estación meteorológica.
 - Inversores.
 - Metros.
 - Sistemas de rastreo (si están disponibles).
 - Se dispondrá de interruptores, contactos para registrar los estados de apertura y cierre.
 - Se dispondrá de transformadores y contactos para registrar la apertura y cierre.
 - Sistema de protección, contactos secos para registrar los estados de abierto/cerrado.
 - Sistema de protección y UPS.
 4. Capacidad de recuperar datos históricos de los dispositivos de medición para evitar cualquier pérdida de datos de producción. El sistema deberá ser capaz de almacenar los perfiles de carga de los medidores accediendo a ellos con el DLMS u otro protocolo similar.

5. Adquisición, registro y almacenamiento de datos a intervalos acordados con el propietario, con una frecuencia de muestreo de un máximo de 10 segundos para cualquier señal de irradiación, temperatura, viento y salida eléctrica y de un máximo de 1 minuto para cualquier otra señal. Cualquier promedio se basará en un número dinámico de muestras.
6. Permitir el funcionamiento de la planta a nivel local y a distancia.
7. Garantizar la protección contra las averías eléctricas.
8. Almacenamiento de reserva en la tarjeta de memoria local o en el disco duro y en un sistema de SAI dedicado (con estabilizador de tensión de red integrado).
9. Todos los datos suministrados a la plataforma central de vigilancia de los propietarios estarán en UTC (Tiempo Universal Coordinado). A menos que se acuerde otra cosa con el propietario.
10. Todos los datos se almacenarán localmente durante al menos 3 meses.
11. Todos los datos suministrados no contendrán lagunas y, en caso de que se interrumpa la comunicación, el sistema de vigilancia instalado podrá reabastecer automáticamente los datos a cualquier plataforma central de vigilancia con la que esté en contacto, una vez restablecida la comunicación.
12. Todos los PLC, registradores de datos y equipos de supervisión se sincronizarán utilizando la sincronización de reloj del Protocolo de Tiempo de la Red (NTP).
13. Los niveles mínimos de las señales que se suministrarán a la plataforma central de vigilancia de los propietarios se detallan a continuación:

Monitorización Inversor	
Descripción de la Señal	Unidades
Serial Number	
Current DC Input	A
Current AC Output	A
Current AC Output Phase 1	A
Current AC Output Phase 2	A
Current AC Output Phase 3	A
Voltage DC Input	V
Voltage AC Output	V
Voltage AC Output Phase 12	V
Voltage AC Output Phase 23	V
Voltage AC Output Phase 31	V
Power DC Input	kW
Power AC Output	kW
Power AC Output Phase 1	kW
Power AC Output Phase 2	kW
Power AC Output Phase 3	kW
Cumulative Daily Energy	kWh
Cumulative Total Energy	kWh

Monitorización Inversor	
Descripción de la Señal	Unidades
Insulation resistance -RISO	Ohm
Inverter Temperature	°C
Frequency	Hz
Power Factor	
Inverter Error Codes	
Inverter Status Codes	
Reactive Power	kVar

Monitorización Sensores	
Descripción de la Señal	Unidades
Irradiance	W/m ²
Total Irradiation daily**	kWh/m ²
Horizontal Irradiance	W/m ²
Ambient Temperature	°C
Module Temperature	°C
Wind Speed	m/s
Wind Direction	°
Humidity	%
Atm. Pressure**	Bar

Monitorización UPS	
Descripción de la Señal	Unidades
Percentage of battery level remaining/ available	%
Remaining hours of battery	h
Battery Status	
Battery fault	

Monitorización String	
Descripción de la Señal	Unidades
String serial number	
Total Voltage DC	V
Total Power DC**	P
Current DC	A
Voltage DC	V
Power DC **	W
Temperature**	°C
Status Code**	
Alarm Code**	

Monitorización Contador	
Descripción de la Señal	Unidades
Serial Number**	
Current AC Output	A
Current AC Output Phase 1	A
Current AC Output Phase 2	A
Current AC Output Phase 3	A
Voltage AC Output	V
Voltage AC Output Phase 12	V
Voltage AC Output Phase 23	V
Voltage AC Output Phase 31	V
Power AC Output	kW
Power AC Output Phase 1	kW
Power AC Output Phase 2	kW
Power AC Output Phase 3	kW
Cumulative Daily Energy Exported	kWh
Cumulative Daily Energy Imported	kWh
Cumulative Total Energy Exported	kWh
Cumulative Total Energy Imported	kWh
Frequency	Hz
Power Factor	
Reactive Power	kVar

Monitorización Transformador	
Descripción de la Señal	Unidades
Internal Temperature	°C
Temperature Alarm	
Pressure Alarm	
Oil Level Alarm	
High Temperature Warning	

* En el caso de los inversores con múltiples módulos o unidades de potencia, las señales deben proporcionarse por módulo/unidad de potencia y también deben proporcionarse los totales del inversor.

** Si está disponible.

Señales en caso de Controlador y/o Rastreadores de la Central Eléctrica y/u otros DIs de monitoreo a ser especificados y acordados en base al proyecto.

3.20. INTERFAZ SCADA LOCAL

La interfaz local SCADA, si así lo requiere el propietario, que se acordará en función del proyecto, e incluirá:

- Adquirir, registrar y almacenar datos durante al menos 3 meses para el funcionamiento de la planta, la optimización del rendimiento, el mantenimiento y el análisis.
- Registrar y generar todas las alarmas del sistema.
- Comunicación con las empresas distribuidoras para la lectura de los contadores y la facturación.

- d. Herramienta de visualización y evaluación gráfica que permite al usuario principal crear nuevos datos ("Datos Personalizados") en el Software/Aplicación del Cliente, como fórmulas de los datos de medición en bruto.
- e. Visualización en tiempo real de los datos de medición y los datos personalizados con una resolución temporal de hasta un segundo.
- f. Vistas definidas, personalizadas y configurables con posibilidad de añadir datos de medición y datos personalizados:
 - 1. Exportación de datos a aplicaciones de MS Office en formatos HTML y CSV.
 - 2. Función de impresión en todas las vistas.
 - 3. Vistas de diagrama/tabla.
- g. Posibilidad de crear nuevos usuarios/cuentas.

3.21. COMUNICACIONES INTERNAS Y EXTERNAS DEL SISTEMA

- a. Los datos del sistema de vigilancia y control, los sistemas de seguridad, el sistema de protección o cualquier otro sistema o componente que requiera conexión a Internet, se comunicarán dentro de la planta a través de una red de fibra óptica multimodal de anillo cerrado que se conectará a todas las cabinas donde se instale el equipo de vigilancia.
- b. Transferencia de datos hacia y desde la planta para ser comunicados por transmisión satelital o UMTS/4g o línea hdsl/adsl o WiMax (hdlsl/adsl wifi) u otro sistema confiable con un mínimo garantizado de banda ancha dedicada a Internet de 4 Mbps para la transferencia de la carga, incluyendo una conexión de respaldo a Internet (UMTS, GSM, satélite u otra) para asegurar la comunicación en todo momento. La conexión de reserva a Internet debería activarse automáticamente en caso de pérdida de la comunicación primaria de la planta.
- c. El contratista contratará el servicio de banda ancha de internet que satisfaga las necesidades del sistema de monitorización y seguridad.
- d. El enrutador deberá conectarse al menos a: sistema de seguridad de alarma/acceso centralizado, sistema de monitorización, dvr/codificadores, sistema de protección, y medidores. El contratista debe proporcionar también un cortafuegos para proteger los sistemas de control de la planta.
- e. Todos los dispositivos estarán protegidos por un cortafuegos y el acceso directo desde Internet debe ser restringido. Se realizarán análisis de seguridad cibernética y se tomarán medidas para reducir al mínimo la exposición a los riesgos de seguridad cibernética.

3.22. SEGURIDAD DEL SISTEMA

- a. Videovigilancia: un sistema de reconocimiento de objetos para todo el perímetro:
 - 1. 1 cámara (con lámpara de infrarrojos) por poste de cara a la siguiente.
 - 2. La distancia entre los polos debe ser inferior al 85 % de la recomendación del fabricante.
 - 3. DVR/codificador con disco duro local y remoto para almacenamiento.

4. Las cámaras con infrarrojos estarán ubicadas en la puerta de acceso y en la carretera principal interna para fines de mantenimiento.
 5. Los postes estables incluso en condiciones de viento fuerte.
 6. Para fines de mantenimiento, las cámaras PTZ se ubicarán estratégicamente de acuerdo con el propietario.
- b. Alarmas generadas por todos los sistemas siguientes:
1. Sensores volumétricos y contactos de apertura de puertas en el interior de todas las cabinas.
 2. Sistema anti-corte para todos los cables entre la cabina y las cajas de empalme/combinación.
 3. Sistema de software de video de alarma con sensor de movimiento (cámaras) + secuencia de imágenes/fotografías enviadas a la compañía de vigilancia diseñada.
- c. Acceso al sitio y activación/desactivación del sistema de seguridad:
1. Lector de Teclado Electrónico/Digital para estar presente en la puerta de entrada.
 2. Teclado para cada usuario (nombre y apellido) para monitorear y rastrear el acceso al sitio.
- d. Seguridad centralizada:
1. Accesible remotamente a través de Internet para comprobar los registros de alarmas y el acceso al sitio. Se requiere un buen nivel de memoria (al menos 1.000 eventos).
 2. Capaz de reconocer/recibir la fuente de cada tipo de alarma.
 3. Con posibilidad de interfaz con otra línea central.

3.23. EDIFICIO DEL SITIO

- a. La planta debe incluir un edificio del emplazamiento suficiente para las oficinas del personal y el espacio de almacenamiento y mantenimiento. El diseño del edificio debe estar de acuerdo con los propietarios y los reglamentos nacionales y locales aplicables, incluidos los permisos necesarios.
- b. Las dimensiones del edificio y el número, tamaño y configuración de las salas y accesorios que sean suficientes para el uso previsto del edificio y el número de personal asignado a la fábrica.
- c. Para todos los edificios, las paredes exteriores y el techo deben ser completamente impermeables y estar calculados para una carga uniformemente distribuida.
- d. El edificio de control del emplazamiento y los edificios de los servicios de seguridad estarán equipados con cada uno de los siguientes elementos, según se indique individualmente:
 1. Sistemas de vigilancia, control y seguridad.
 2. Sistemas telefónicos y de telefonía.
 3. Fontanería, alcantarillado e instalaciones sanitarias.
 4. Sistema de agua independiente, instalación de un tanque de reserva y un tanque de aguas residuales.
 5. Sistema de suministro de agua caliente sanitaria (ACS) y calefacción interna.
 6. Sistema de aire acondicionado suficiente para garantizar un entorno de trabajo saludable.

7. Sistema eléctrico y de iluminación (interno/externo/emergencia).
 8. Instalación eléctrica de BT para alimentar todas las necesidades de la oficina, el mantenimiento y las instalaciones de almacenamiento.
 9. Sistemas de puesta a tierra.
 10. Equipo contra incendios.
 11. Señales de salud y seguridad.
 12. Muebles de oficina.
 13. Una cocina y un baño amueblados.
- e. Las instalaciones sanitarias deben ser conformes a las normas sanitarias aplicables, suficientes para el número de empleados asignados a la planta y accesibles a los minusválidos. La iluminación interior de los edificios deberá asegurar al menos 250 lux en las salas de control y de reuniones y 150 lux en las demás. Los edificios estarán equipados, además del sistema de aire acondicionado, con un sistema de ventilación adecuado y un alumbrado de emergencia. No se requiere iluminación exterior.
- f. Todas las salas de los edificios deberán estar:
1. Completamente aisladas y selladas de las influencias atmosféricas.
 2. Tendrán un número adecuado de ventanas para permitir un intercambio de aire suficiente.
 3. Tener pisos, paredes y techos lavables para asegurar condiciones de higiene adecuadas.
- g. La energía de BT se suministrará al edificio a través de la línea auxiliar.
- h. El edificio estará provisto de una cámara de aire entre los cimientos y el suelo como barrera de aislamiento térmico y evitar la humedad.

3.24. PUESTA EN MARCHA

- a. El contratista será responsable de proporcionar todo el equipo y el personal necesario para poner en marcha la planta, realizar las pruebas requeridas y aprobar las garantías de funcionamiento.
- b. El contratista invitará al propietario, con 15 días de antelación, a la puesta en servicio que realizarán en la obra los fabricantes de los componentes principales.
- c. En un plazo de 15 días a partir de la terminación mecánica, el contratista proporcionará al propietario la documentación as-built que satisfaga los siguientes requisitos.
 1. 3 copias en papel (1 para ser guardada en la obra) y 1 copia digital en disco duro.
 2. Todos los archivos de la copia digital se almacenarán en la siguiente estructura de carpetas:
 - i) Proyecto (diseños e informes técnicos).
 - ii) Garantías/garantías de los componentes.
 - iii) Hojas de datos de los componentes.
 - iv) Certificaciones (certificados, pruebas, puesta en servicio).

3.25. MANUALES Y PROCEDIMIENTOS

- a. El contratista realizará, documentará y proporcionará al propietario las siguientes pruebas:
 - 1. Prueba funcional verificando comandos, señalización, alarmas, enclavamientos.
 - 2. Pruebas de aislamiento por Megger para todos los cables de energía.
 - 3. Mediciones de voltaje de circuito abierto, cortocircuito y resistividad a nivel de la cadena.
 - 4. Verificación de la polaridad de todos los cables de corriente continua.
 - 5. Imágenes de termografía para cajas eléctricas o equipos de energía eléctrica.
 - 6. Imágenes de termografía de todos los paneles.
 - 7. Medición de la curva I-V para todas las cuerdas.
 - 8. Pruebas de medición de continuidad y resistencia de la red de puesta a tierra.
 - 9. Verificación de los valores potenciales de paso y de contacto.

3.26. PIEZAS DE REPUESTO

- a. El contratista deberá proporcionar todos los suministros de funcionamiento y puesta en marcha, que sean razonablemente necesarios para el funcionamiento de la planta solar. Los repuestos serán propiedad del propietario.

3.27. MANUAL DE OPERACIONES Y MANTENIMIENTO

- a. El Contratista proporcionará al propietario manuales completos de operaciones y mantenimiento (O&M) de la planta, incluida toda la información necesaria para el funcionamiento seguro y eficiente de la planta. Incluyendo, pero sin limitarse a ello:
 - 1. Información específica del emplazamiento.
 - 2. Seguridad del emplazamiento, incluidas las instrucciones generales de seguridad, los compromisos y la responsabilidad del personal y los visitantes de observar las instrucciones y directrices y normas de seguridad.
 - 3. Componentes clave del complejo y descripción.
 - 4. Modalidades de funcionamiento del servicio.
 - 5. Procedimientos de mantenimiento de rutina y mantenimiento de emergencia.
 - 6. Documentación, descripciones técnicas, planos y diagramas de construcción que expliquen el funcionamiento del equipo; y, cuando proceda, se deben proporcionar manuales de usuario para los diversos componentes de la Instalación.

ANEXO II: ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS

ANEXO II: ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS

ÍNDICE DE ANEXOS

1	-	PLIEGO DE CONDICIONES
2	-	ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS
3	-	ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD
4	-	PLAN DE DESMANTELAMIENTO
5	-	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

ÍNDICE

1.	OBJETO	3
2.	ALCANCE	4
3.	NORMATIVA Y RECOMENDACIONES APLICADAS.....	5
4.	PAUTAS DE SEGREGACIÓN DE RESIDUOS.....	6
5.	INVENTARIO DE RESIDUOS.....	7
6.	ESTIMACIÓN DE RESIDUOS GENERADOS	10
7.	GESTIÓN DE RESIDUOS PELIGROSOS	12
8.	GESTIÓN DE RESIDUOS NO PELIGROSOS.....	15
9.	CONCLUSIONES	16

1. OBJETO

El presente Estudio de Gestión de Residuos expone el plan previsto para la gestión de los residuos derivados de la ejecución de la instalación *Moreiras Solar* de 4,913 MWp que se pretende desarrollar en Islas Baleares sobre terrenos en propiedad.

El propósito de este documento es cumplir el Real Decreto 105/2008, del 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición. Este estudio servirá como base al Plan de Gestión de Residuos que deberá desarrollar el Constructor, que se complementará con el documento actual.

2. ALCANCE

Las medidas contempladas en este estudio alcanzan a todos los trabajos a realizar en el presente Proyecto, y aplica la obligación de su cumplimiento a todas las personas pertenecientes a la obra a que intervengan en la ejecución de estos.

3. NORMATIVA Y RECOMENDACIONES APLICADAS

Para realizar el presente estudio de gestión de residuos, se ha tenido en cuenta la siguiente normativa:

- Decisión de la Comisión, de 18 de diciembre de 2014, por la que se modifica la Decisión 2000/532/CE, sobre la lista de residuos, de conformidad con la Directiva 2008/98/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.
- Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados, publicada en BOE número 181 de 29 de julio de 2011.
- Real Decreto 656/2017, de 23 de junio, por el que se aprueba el Reglamento de Almacenamiento de Productos Químicos y sus Instrucciones Técnicas Complementarias MIE APQ 0 a 10.
- Real Decreto 180/2015, de 13 de marzo, por el que se regula el traslado de residuos en el interior del territorio del Estado, publicado en BOE número 83 de 7 de abril de 2015.
- Real Decreto 367/2010, de 26 de marzo, de modificación de diversos reglamentos del área de medio ambiente para su adaptación a la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y a la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley de libre acceso a actividades de servicios y su ejercicio, publicada en BOE número 75, de 27 de marzo de 2010.
- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición, publicado en BOE número 38, de 13 de febrero de 2008.
- Real Decreto 952/1997, de 20 de junio, por el que se modifica el Reglamento para la ejecución de la Ley 20/1986, publicado en BOE número 160 de 5 de julio de 1997.
- Real Decreto 833/1988, 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento para la ejecución de la Ley 20/1986, Básica de Residuos Tóxicos y Peligrosos, publicada en BOE número 192, de 30 de julio de 1988.
- Resolución de 16 de noviembre de 2015, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 6 de noviembre de 2015, por el que se aprueba el Plan Estatal Marco de Gestión de Residuos (PEMAR) 2016-2022, publicado en BOE número 297 de 12 de diciembre de 2015.
- Resolución de enero de 2009, de la Secretaría de Estado de Cambio Climático, donde se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros donde se aprueba el Plan Nacional Integrado de Residuos (PNIR) para el periodo 2008-2015, publicado en BOE número 49 de 26 de febrero de 2009.
- Orden MAM/304/2002, por la que se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y la lista europea de residuos, publicada en BOE número 43 de 19 de febrero de 2002.
- Corrección de errores de la Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero, por la que se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y lista europea de residuos, publicada en BOE número 61 de 12 de marzo de 2002.

4. PAUTAS DE SEGREGACIÓN DE RESIDUOS

En función de su naturaleza y forma de gestión, todo el personal de las respectivas constructoras y subcontratas, separará selectivamente los desechos generados durante el desarrollo de su actividad. Esto garantiza la separación selectiva tanto de los desechos que requieren un tratamiento o depósito especial como de los desechos recuperables y de los desechos que no son peligrosos.

Como mínimo, se realizará la siguiente segregación en las obras:

- Residuos Peligrosos (separados en función de sus características y forma de gestión).
- Residuos no Peligrosos (separados en función de sus características y especialmente los Residuos de Construcción Inertes).

La identificación y adecuación de un Punto Limpio (como se muestra en la Figura 1) facilitará la separación selectiva. Este Punto Limpio estará acondicionado con áreas y envases de contención (como contenedores, bolsas de gran tamaño, bidones, etc.) y/o zonas de depósito con los diferentes tipos de desechos producidos, identificados o etiquetados adecuadamente. El jefe de Obra y el Técnico de Vigilancia Ambiental serán los encargados de asegurar la disposición e identificación de dichas zonas de ubicación de residuos.

Estos responsables controlarán la correcta segregación de los residuos por parte del personal de obra, registrando los resultados derivados en los Programas de Puntos de Inspección Ambiental asociados a la obra.

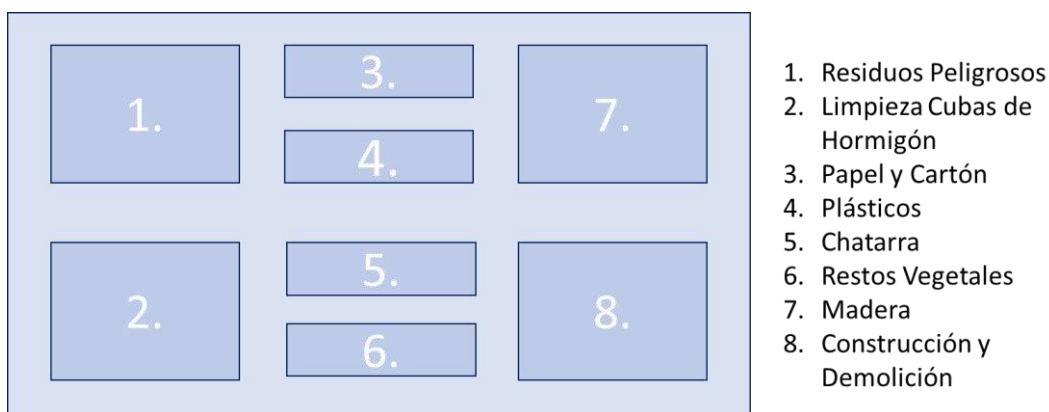


Figura 1. Relación de zonas de segregación de residuos dentro del punto limpio.

5. INVENTARIO DE RESIDUOS

Se llevará a cabo una identificación continua de los diferentes residuos producidos como consecuencia del desarrollo de las actividades llevadas a cabo en las Obras, anotando la siguiente información:

- Tipo de Residuo:
 - a. R.S.U.: Residuo Sólido Urbano.
 - b. R.C.D.: Residuo de Construcción y Demolición.
 - c. R.P: Residuo Peligroso.
 - d. R.V: Residuos vegetales.
 - e. Otros Residuos no contemplados en las categorías anteriores. (RAEE)
- Denominación del residuo: Indicación clara del nombre del residuo. En el caso de aquellos residuos asociados a documentos de aceptación emitidos por gestores autorizados, esta denominación deberá coincidir con la dada por el gestor en dichos documentos.
- Código LER: Indicación del código del residuo, atendiendo al Listado Europeo de Residuos aprobado por la legislación vigente. (El LER sustituyó al CER en el año 2002).
- Código de Identificación: Sólo para los residuos peligrosos, se seguirá lo establecido en la legislación vigente de residuos de referencia.
- Indicación de la Naturaleza y Riesgo: Sólo para los residuos peligrosos, según lo dispuesto en la normativa vigente de referencia. (Vendrá identificada por el código H dado al residuo en el documento de aceptación del gestor, esto es: Explosivo, Comburente, Fácilmente inflamable, Inflamable, Irritante, Nocivo, Tóxico, Carcinógeno, Corrosivo, Infeccioso, Tóxico para la reproducción, Mutagénico, Emisor de gases tóxicos, Peligroso para el medio ambiente).
- Destino Final: Se señalará si la cesión de los residuos va encaminada a su Reutilización (Rt), Reciclado (Rc), Valorización (V) ó Eliminación (E).
- Nº del Documento de Aceptación emitido por gestor autorizado: Únicamente para el caso de los residuos peligrosos o no peligrosos e inertes con destino a gestor y vertedero autorizados.
- Gestor Autorizado o Empresa recicladora / recogedora.
- Transportista: Se detallará el nombre de la empresa encargada del transporte del residuo al centro gestor.

Tanto el responsable de Calidad, Medio Ambiente y Prevención como el Jefe de Obra, velarán por que los registros sean convenientemente actualizados, anotando en los mismos, todos aquellos datos relativos a nuevos residuos que se puedan generar durante el desarrollo de las diferentes actividades.

A continuación, se expone la relación de residuos de acuerdo con la descripción y listado Europeo de Residuos (LER) y la estimación de las cantidades producidas:

5.1. CONTENEDORES MÍNIMOS DE RESIDUOS PELIGROSOS A CONTENER EN LA OBRA

Tabla 1. Relación de residuos peligrosos que se ha previsto se puedan generar durante las obras de construcción.

RESIDUOS PELIGROSOS	CÓDIGO LER
Trapos impregnados	150202*
Tierras contaminadas	170503*
Envases que han contenido sustancias peligrosas	150110*/150111*
Aceite usado hidráulico	13 01 10*
Aerosoles	16 05 04*
Lodos fosas sépticas	20 03 04*

Si se producen residuos adicionales, como Tubos fluorescentes y/o lámparas de mercurio, equipos eléctricos y/o electrónicos, etc. el gestor será responsable de supervisarlos de acuerdo con el Real Decreto de RAEEs, así como en la gestión o reparación de las placas solares fotovoltaicas.

5.2. CONTENEDORES MÍNIMOS DE RESIDUOS NO PELIGROSOS

Tabla 2. Relación de residuos no peligrosos que se ha previsto se puedan generar durante la construcción.

RESIDUOS NO PELIGROSOS	CÓDIGO LER
Excedentes de excavación	170504
Restos de hormigón	170101
Papel y cartón	200101
Maderas	170201
Plásticos (envases y embalajes)	170203
Restos asimilables a urbanos	200301
Residuos vegetales (podas y talas)	200201
Chatarras metálicas	170405/170407/170401/170402

La localización de todos estos residuos tendrá cabida dentro del Punto Limpio, menos los RSU que se almacenarán en los contenedores situados en las proximidades de las casetas de obra.

5.3. RESIDUOS CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN

En cumplimiento del Real Decreto 105/2008, emitido el 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición (RCD), se ha elaborado un listado de residuos que deberán ser gestionados durante los trabajos de construcción del proyecto fotovoltaico, e instalaciones auxiliares:

Tabla 3. Cuadro resumen del tipo de residuos que se ha previsto gestionar en la construcción del campo solar.

CÓDIGO LER	DESCRIPCIÓN	GESTIÓN
17 01 01	Hormigón	Entrega a gestor autorizado
17 01 03	Tejas y materiales cerámicos	Entrega a gestor autorizado
17 02 01	Madera	Entrega a gestor autorizado
17 02 02	Vidrio	Entrega a gestor autorizado
17 02 03	Plástico	Entrega a gestor autorizado
17 04 07	Metales mezclados	Entrega a gestor autorizado
17 05 04	Tierra y piedras distintas de las especificadas en el código 17 05 03	Reutilización en la obra
17 08 02	Materiales de construcción a base de yeso distintos de los especificados en el código 17 08 01	Entrega a gestor autorizado
17 09 04	Residuos mezclados de construcción y demolición distintos de los especificados en los códigos 17 09 01, 17 09 02 y 17 09 03	Reutilización en la obra
20 02 02	Tierra y piedras	Reutilización en la obra

Para la gestión de estos residuos, se procurará, en los casos que sean posible, la reutilización de las tierras procedentes de la excavación: tierras y piedras no contaminadas por sustancias peligrosas reutilizadas en la misma obra, en una obra distinta o en una actividad de restauración, acondicionamiento o relleno, siempre y cuando pueda acreditarse de manera fehaciente su destino a reutilización.

5.4. RESIDUOS APARATOS ELÉCTRICOS Y ELECTRÓNICOS

Durante los trabajos de instalación de los paneles solares, es probable que se genere un excedente de estos, por avería, rotura o defecto de fabricado. Este material se deberá gestionar como un Residuo de Aparatos Eléctricos y Electrónicos (RAEE). Por este motivo se deberá habilitar un área de almacenamiento de placas solares rotas o defectuosas.

Y en cumplimiento con el Real Decreto 110/2015 sobre residuos de aparatos eléctricos y electrónicos, las placas solares de silicio se gestionarán como RAEE (código LER 1602214-71, como paneles solares grandes de silicio). Y, por lo tanto, deberán retirados, transportados y retirados por empresa gestora autorizada.

6. ESTIMACIÓN DE RESIDUOS GENERADOS

Antes del inicio de las obras de construcción de los proyectos solares, se realizó la previsión de producción de RCD. El origen de estos se corresponde con los trabajos de demolición de las construcciones existentes en las áreas de implantación:

Tabla 4. Cuadro resumen con el volumen de residuos No Peligrosos que se ha previsto gestionar por la construcción del campo solar.

CÓDIGO LER	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (Toneladas)	Precio unitario (€/u)	Coste estimado gestión (€)
Residuos No Peligrosos				
17 01 01	Hormigón	0,40	64,72	25,84 €
20.01.01	Papel y cartón	5,52	62,94	347,48 €
17 02 01	Madera	29,28	43,13	1.262,78 €
17 02 03	Plásticos	1,50	204,51	306,70 €
17 04 07	Metales mezclados	1,33	124,67	165,60 €
17 05 04	Tierra y piedras distintas de las especificadas en el código 17 05 03	0,00	0,00	- €
20 03 01	Restos residuos asimilables a urbanos	1,00	265,44	265,38 €
17 09 04	Residuos mezclados de construcción y demolición distintos de los especificados en los códigos 17 09 01, 17 09 02 y 17 09 03	0,00	0,00	- €
20 02 02	Tierra y piedras	0,00	0,00	- €
TOTAL RESIDUOS NO PELIGROSOS				2.373,78 €

Tabla 5. Cuadro resumen con el volumen de residuos Peligrosos que se ha previsto gestionar por la construcción del campo solar.

CÓDIGO LER	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (Toneladas)	Precio unitario (€/u)	Coste estimado gestión (€)
RESIDUOS PELIGROSOS				
15 01 10	Envases sustancias peligrosas	0,00	64,72	0,08 €
15 01 11		0,00		
15 02 02	Trapos impregnados	0,03	484,72	13,65 €
15 05 03	Tierras contaminadas	0,09	307,40	26,73 €
13 02 05	Residuos de combustibles y aceites	0,01	138,50	1,81 €
15 01 10	Aerosoles contaminados	0,00	133.472,00	29,37 €
-	Gestión residuos peligrosos	-	-	1.582,97 €
TOTAL RESIDUOS PELIGROSOS				1.654,61 €

Esta cantidad de Residuos generados son estimados a partir de los datos de proyecto técnico para una planta fotovoltaica de esta entidad (4,913 MWp), así como los precios son aproximados y podrán variar en función del desarrollo de la obra y el precio del mercado.

El presupuesto total del proyecto en materia de gestión de residuos es **CUATRO MIL VEINTIOCHO EUROS CON TREINTA Y NUEVE CÉNTIMOS (4.028,39 €)**

7. GESTIÓN DE RESIDUOS PELIGROSOS

Las contratas serán responsables de los desechos peligrosos producidos durante el trabajo, y se reservarán las áreas de almacenamiento ubicadas en los puntos limpios. La zona de almacenamiento se dividirá en varios depósitos y/o bidones, separados según sus características y formas de gestión, para garantizar el aislamiento, techado y seguridad requeridos por la normativa (ver figura 2).

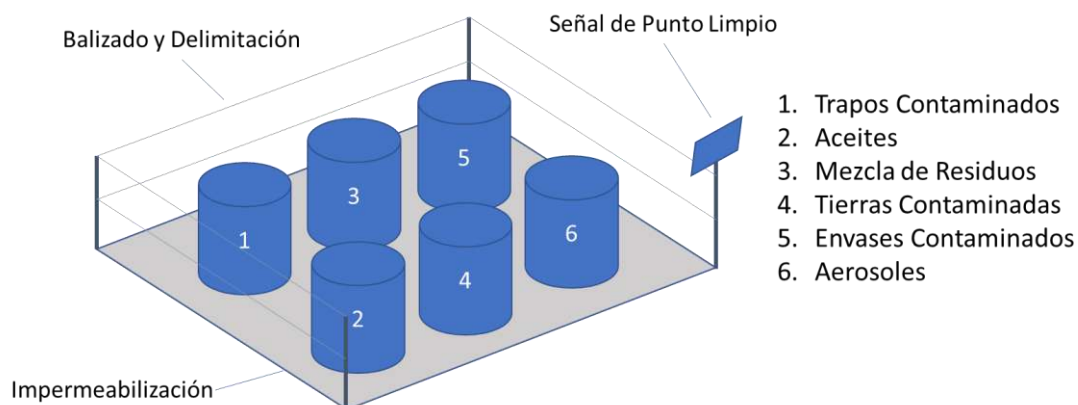


Figura 2: Condiciones almacenamiento de residuos peligrosos dentro de un punto limpio.

Este almacenamiento también se puede llevar a cabo dentro de un contenedor cerrado, que se adapta a las condiciones de almacenamiento de este tipo de desechos.

Los recipientes o envases que contengan este tipo de desechos se etiquetarán de manera clara, legible e indeleble, en base a las normas de la legislación vigente, utilizando etiquetas que incluyan los siguientes campos:

- Nombre del residuo, del que se trate, este nombre deberá coincidir con la denominación que el gestor le haya dado en el documento de aceptación.
- Código de identificación del residuo que contiene el envase, según el sistema especificado en la legislación vigente.
- Nombre, dirección y teléfono del titular de los residuos.
- Fechas de envasado: Se indicará la fecha de inicio del almacenamiento.
- La naturaleza de los riesgos que presentan los residuos: Deberán usarse los pictogramas presentes en la legislación vigente.

En el caso de que se asigne a un residuo envasado más de un indicador de riesgo, se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

- La obligación de poner el indicador de riesgo de residuo tóxico hace que sea facultativa la inclusión del indicador de riesgo de residuo nocivo y corrosivo.
- La obligación de poner el indicador de riesgo de residuo explosivo hace que sea facultativa la inclusión del indicador de riesgo de residuo inflamable y comburente.
- La etiqueta, de tamaño 10x10 cm como mínimo, se fijará firmemente sobre el envase, debiendo anularse, si fuera necesario, etiquetas anteriores de forma que no induzcan a error.
- Los residuos peligrosos se ubicarán en un almacén sito en la zona dispuesta en obra para tal fin correctamente señalizada.

Previamente a la entrega de estos residuos se deberá cursar al gestor autorizado pertinente, homologado previamente, una Solicitud de Aceptación para los mismos, que contendrá datos, tales como: Identificación del residuo acorde a la legislación, Propiedades Físico-Químicas, Composición química, Volumen, Peso y Plazo de recogida estimado.

Será condición indispensable, el disponer de las copias de las autorizaciones de los gestores y de los transportistas de los residuos peligrosos que van a retirar de las obras desarrolladas. En la autorización del gestor, deberán constar los residuos objeto del contrato y en la del transportista las matrículas de los vehículos autorizados para realizar el transporte. El Responsable de Calidad y Medio Ambiente se encargará de controlar la vigencia de dichas autorizaciones y el Jefe de Obra se responsabilizará de verificar que los vehículos que recogen los residuos peligrosos están incluidos dentro del listado contenido en la autorización.

Como condición previa a la entrega de los residuos es indispensable la posesión de los Contratos de Trámite de residuos emitidos por el gestor de estos residuos peligrosos, así como las copias de las autorizaciones de gestor de residuos peligrosos en las que consten aquellos residuos que se retiran en la obra.

Con el objeto de controlar que los períodos de almacenamiento de los residuos peligrosos no excedan de seis meses a partir de la fecha de la última recogida de los mismos por parte de gestor, el Jefe de Obra, contando con la colaboración del Responsable de Calidad y Medio Ambiente, debe llevar un registro de la generación y gestión de estos residuos, que conste de los siguientes campos:

- Denominación del residuo: Se empleará el mismo nombre que el otorgado por el gestor en el documento de aceptación.
- Origen: Indicando la actividad generadora de los mismos.
- Cantidad: Indicando la cantidad aproximada.
- Naturaleza: Datos más relevantes de su naturaleza y peligrosidad y/o características.
- Código: Según lo dispuesto en el Anexo I del R.D. 833/88 y R.D. 952/97.

- LER: Listado Europeo de Residuos.
- Almacenamiento: Indicación de la fecha de inicio y fin del almacenamiento.
- Frecuencia de recogida prevista.
- Destino y Medio de Transporte: Nombre del gestor y de la Empresa encargada del transporte.
- Nº Documento de Control y Seguimiento.

El Jefe de Obra se responsabilizará de revisar las fechas de envasado indicadas en las etiquetas de identificación de los depósitos de contención de los residuos, con objeto de controlar los períodos de almacenamiento de estos. Si detectara que este período está próximo a cumplir los 6 meses, procederá a contactar con el gestor de estos para iniciar la operación de traslado.

La operación de traslado se inicia con el envío al Organismo Medioambiental pertinente de una Notificación de Traslado de los residuos peligrosos con una antelación de 10 días a la recogida de estos por parte del gestor.

Se facilitará, por parte de las constructoras los nombres de las empresas gestoras de los Residuos Peligrosos, así como los transportistas.

8. GESTIÓN DE RESIDUOS NO PELIGROSOS

En esta categoría se incluyen los Residuos de Construcción y Demolición como escombros, restos de obra, excedentes, etc., así como los Residuos de podas, desbroces, etc. Estos residuos, junto con la chatarra, plásticos y papel, serán ubicados directamente en el Punto Limpio de la obra a la espera de su recogida, su gestión se llevará a cabo atendiendo en todo momento a la legislación de aplicación atendiendo en todo momento los requisitos legales de aplicación.

La constructora indicará las empresas encargadas de la gestión de los excedentes de excavación y restos procedentes de las demoliciones. Los restantes residuos No Peligrosos serán gestionados por la constructora dentro de los puntos limpios habilitados y contenedores de RSU, siendo responsable de su depósito en los mismos. Asimismo, la constructora comunicará el encargado de la gestión y transportista autorizado de los lodos de los baños químicos y el destino de estos.

Cada contrata retirará los RSUs de la obra, y los depositará en los contenedores habilitados por la constructora en la zona de casetas, respetando la segregación indicada para cada RSU.

En los casos en los que sea posible se procederá a la reutilización de este tipo de residuos, (tierra y rocas), para la ejecución de rellenos en las zonas ocupadas por la obra desarrollada. En los casos en los que los residuos de construcción se destinen al acondicionamiento de terrenos, no es posible utilizar los excedentes de excavación fuera de las parcelas objeto de proyecto, teniendo sólo dos opciones, o llevarlos a vertedero autorizado o reutilizarlos en la misma obra.

En cualquier caso, se seguirán los requisitos legales que al respecto estén establecidos en las zonas en las que se van a desarrollar las obras.

Los residuos de demolición de las casas a derribar serán gestionados como RCDs, trasladando a vertedero autorizado los elementos no reutilizables, los aprovechables serán triturados in-situ y reutilizados, siempre y cuando no porten otros elementos exógenos de otra naturaleza (cristales, metales, fibrocemento, etc.). En cualquier caso, se deberá recoger en el informe de demolición a presentar, el cual formará parte de la documentación ambiental de la obra.

En el caso de que se produzcan otro tipo de residuos no contemplados en las categorías anteriores, como consecuencia del desarrollo de las actividades se seguirán, las pautas de segregación, envasado y etiquetado dictadas, y se gestionarán, atendiendo a la legislación vigente relativa a los mismos. El responsable de Calidad, Medio Ambiente y Prevención, será el encargado de archivar las evidencias de la correcta gestión de este tipo de residuos.

9. CONCLUSIONES

Con lo expuesto en el presente anexo, se considera suficientemente explicada la gestión de los residuos objeto de este estudio.

ANEXO III: ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

ANEXO III: ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

ÍNDICE DE ANEXOS

- | | | |
|----------|---|-------------------------------------|
| 1 | - | PLIEGO DE CONDICIONES |
| 2 | - | ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS |
| 3 | - | ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD |
| 4 | - | PLAN DE DESMANTELAMIENTO |
| 5 | - | OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE |

ÍNDICE

1.	JUSTIFICACIÓN Y OBJETO DEL ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD	4
2.	METODOLOGÍA EMPLEADA.....	5
3.	TITULAR DE LA INSTALACIÓN	6
3.1.	Titular de la instalación	6
3.2.	Ingeniería desarrolladora	6
4.	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	7
4.1.	Características generales de la instalación.....	7
5.	IDENTIFICACIÓN DE TAREAS DE RIESGO	9
5.1.	Línea subterránea de media tensión.....	10
5.2.	Centros de transformación	13
5.3.	Planta solar fotovoltaica.....	15
5.4.	Identificación de los riesgos en herramientas	20
5.5.	Identificación de los riesgos en maquinaria.....	22
6.	SEÑALIZACIÓN Y SERVICIOS	26
6.1.	Señalización.....	26
6.2.	Servicios sanitarios	26
6.3.	Servicios higiénicos.....	27
7.	CONDICIONES DE SEGURIDAD Y SALUD	28
7.1.	Preinscripciones de utilización y mantenimiento de los equipos	28
7.2.	Empleo y conservación del material de seguridad	28
7.3.	Consulta y participación de los trabajadores	29
7.4.	Control de los trabajos	29
7.5.	Plan de seguridad y salud en el trabajo	30
7.6.	Obligaciones de contratista y subcontratista.....	31
7.7.	Obligaciones de los trabajadores autónomos.....	32
7.8.	Libro de incidencias.....	32
7.9.	Paralización de los trabajos.....	33
7.10.	Derechos de los trabajadores.....	33
8.	PRESUPUESTO	34
8.1.	Protecciones colectivas	34
8.2.	Protecciones personales	34
8.3.	Formación y medicina preventiva	34

8.4.	Control de la seguridad	35
8.5.	Total.....	35
9.	CONCLUSIONES	35

1. JUSTIFICACIÓN Y OBJETO DEL ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

De acuerdo con el artículo 4 del Real Decreto 1627/97, que establece las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, se establece que es obligatorio realizar un Estudio de Seguridad y Salud en los proyectos que incluyan alguno de los siguientes supuestos:

- Que se establezca un presupuesto de ejecución por contrata de como mínimo 450.000 €.
- Que tenga una duración estimada superior a 30 días laborables y emplee a más de 20 trabajadores al mismo tiempo en algún momento.
- Que el volumen de mano de obra estimada, que es la suma de los días de trabajo de todos los trabajadores en la empresa, supere los 500.
- Los túneles, las galerías, las conducciones subterráneas y las presas se construyeron.

De acuerdo con el Real Decreto 337/2010 del 19 de marzo, el objetivo del presente Estudio Básico de Seguridad es establecer las regulaciones de seguridad y salud que serán aplicables a las obras contempladas en el proyecto actual.

Este estudio tiene como objetivo proporcionar una base para que el Técnico designado por la empresa adjudicataria de la obra pueda elaborar el Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo. Este plan analizará, estudiará, desarrollará y completará las previsiones contenidas en este estudio, en función de su propio sistema de ejecución de la obra, así como la propuesta de medidas alternativas de prevención, con la correspondiente justificación técnica y sin que ello implique disminución de los niveles de protección previstos y ajustándose en todo caso a lo indicado al respecto en el R.D. 337/2010 sobre disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.

2. METODOLOGÍA EMPLEADA

Se llevará a cabo una identificación exhaustiva de los riesgos laborales que se puedan prevenir, indicando las medidas técnicas necesarias para lograrlo. De manera similar, se presentará una lista de riesgos laborales que no pueden ser eliminados y se detallarán las medidas preventivas y protecciones técnicas destinadas a controlar y disminuir estos riesgos. Estos riesgos se agruparán por “Factores de Riesgo” asociados a las distancias operaciones a realizar durante la ejecución de la obra.

3. TITULAR DE LA INSTALACIÓN

3.1. TITULAR DE LA INSTALACIÓN

El promotor y titular de la instalación es:

- Nombre: Escuela Técnica Superior de Ingeniería, ICAI
- CIF: R2800035D
- Domicilio: Calle Alberto Aguilera, 23, 28015, Madrid, Madrid
- Teléfono: +34 915 226 280

3.2. INGENIERÍA DESARROLLADORA

La ingeniería que lleva a cabo el desarrollo del proyecto es OSPREL RENOVABLES S.L.

- Nombre: OSPREL RENOVABLES S.L.
- CIF: B-04964433
- Domicilio social: Avda. de Manoteras Nº38, oficina A-406. CP:28050, Madrid, Madrid
- Domicilio: Avda. de Manoteras Nº38, oficina A-406. CP:28050, Madrid, Madrid
- Persona de contacto: Adriana Moreiras Blanco
- Teléfono: +34 637 70 74 50
- Correo electrónico: amoreirasblanco@alu.comillas.edu / adriana.moreiras@osprel.com

4. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

Como se ha detallado a lo largo de la memoria, la parcela en la que se llevará a cabo el proyecto se ubica en la localidad de Sencelles, Mallorca, comunidad de las Islas Baleares en terreno calificado como No Urbanizable.

La planta tiene facilidad de acceso desde la carretera MA-3011, que conecta el término municipal de Sencelles, mediante caminos ya existentes debido a la actividad agrícola desarrollada en las inmediaciones, facilita el acceso por lo que no será necesaria la creación de nuevos viales para el paso de la maquinaria de construcción hasta el área de implantación, pudiendo requerir la adecuación de los viales existentes.

DATOS DE LA UBICACIÓN		
UTM HUSO 31	GPS	ALTUTUD
X: 491.556,19	LONGITUD: 2,902 °	Z: 120 m
Y: 4.385.436,19	LATITUD: 39,619 °	

4.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA INSTALACIÓN

A continuación, se resumen las principales características de la instalación.

DATOS GENERALES		
Ubicación		Sencelles, Mallorca
Superficie vallada	[ha]	11,94
Potencia pico	[MWp]	4,913
Potencia de inversores	[MWn]	4,480
Potencia nominal en POI	[MWn]	4,094
Producción	[kWh]	1.561

MÓDULO SOLAR		
Número de módulos		7.500
Potencia unitaria	[W]	655
Fabricante		Canadian Solar
Modelo		BiHiKu7 CS7N-655B-AG
Nº módulos/string		30
Nº strings		250

INVERSOR		
Número de inversores		14
Potencia unitaria	[kVA]	352 @ 30 °C
Fabricante		Sungrow
Modelo		SG350HX

DATOS GENERALES		
ESTRUCTURA		
Tecnología		Estructura fija
Fabricante		Reneergy
Modelo		MPH-2PV (30°) / 60P
Nº strings/mesa		2
Distancia entre estructuras (pitch distance)	[m]	13

TRANSFORMADORES DE POTENCIA		
Nº transformadores		1
Potencia @ 30 °C	[kVA]	4.000
Potencia @ 40 °C	[kVA]	4.000
Tensión primaria	[V]	800
Tensión secundaria	[kV]	15

5. IDENTIFICACIÓN DE TAREAS DE RIESGO

Es necesario tomar medidas preventivas ante los diversos riesgos que se presentan durante la ejecución de una obra. En un proyecto de instalación fotovoltaica, la ejecución de la obra se puede dividir en los siguientes apartados: una infraestructura de evacuación subterránea en Media Tensión, un centro de transformación y medida, protección de los edificios prefabricados y la instalación solar fotovoltaica propiamente dicha. Los factores de riesgo de cada componente son:

Línea de evacuación subterránea en Media Tensión:

- Cercanía a otras líneas de Media Tensión.
- Transporte de materiales.
- Apertura de zanjas.
- Canalización de la línea.
- Trabajos en tensión.
- Puesta en servicio en tensión y en frío.

Centro de Transformación y Medida:

- Manipulación y transporte de materiales.
- Operaciones y trabajos en altura.
- Trabajos en el interior del centro de transformación.
- Puesta en servicio en frío.

Planta solar fotovoltaica:

- Organización de la parcela.
- Movimiento de tierras, saneamiento del terreno y abastecimiento.
- Realización de cimentaciones.
- Trabajos de albañilería.
- Trabajos de carpintería metálica.
- Trabajos de pintura.
- Trabajos con y sin tensión.

5.1. LÍNEA SUBTERRÁNEA DE MEDIA TENSIÓN

5.1.1. CERCANÍA A INSTALACIONES DE MEDIA TENSIÓN

Son los riesgos derivados de las líneas de MT para las personas cuando se encuentran en proximidad de las instalaciones.

Riesgos asociados	Medidas preventivas
Contactos eléctricos Arco eléctrico Explosiones Incendios	En la proximidad de líneas aéreas, no superar las distancias de seguridad: - Colocación de barreras y dispositivos de balizamiento - Zona de evolución de la maquinaria delimitada y señalizada - Estimación de distancias por exceso y distancias específicas para personal no facultado a trabajar en instalaciones eléctricas Cumplimiento de las disposiciones legales existentes Puestas a tierra en buen estado: - Apoyos con interruptores, seccionadores conexión y partes metálicas de los mismos - Tratamiento químico del terreno si hay que reducir la resistencia de la toma de tierra Protección frente a sobretensiones: pararrayos y autoválvulas Notificación de anomalías en las instalaciones siempre que se detecten Solicitar el permiso de trabajos con riesgos especiales

Equipos de protección individual: guantes, cascos y botas de seguridad.

Equipos de protección colectivos: circuito de puesta a tierra, protección contra sobreintensidades, protección contra sobretensiones (pararrayos), señalización y delimitación.

5.1.2. TRANSPORTE DE MATERIALES

Son los riesgos derivados del transporte de los materiales en el lugar de ejecución de la obra.

Riesgos asociados	Medidas preventivas
Caída de personas al mismo nivel	Inspección del estado del terreno
Cortes	Utilizar los pasos y vías existentes
Caídas de objetos	Limitar la velocidad de los vehículos
Desprendimientos, desplomes y derrumbes	Delimitación de puntos peligrosos (zanjas, pozos, etc)
Atrapamientos	Respetar zonas señalizadas y delimitadas
Vuelco de vehículos	Exigir y mantener orden
Sobreesfuerzos	Precaución en transporte de materiales

Equipos de protección individual: guantes de protección, cascos de seguridad y botas de seguridad.

Equipos de protección colectivos: señalización y vallado.

5.1.3. APERTURA DE ZANJAS

Son los riesgos de la apertura de zanjas para líneas de MT tanto para las personas que están llevando a cabo la operación, como para las que se encuentran en las proximidades se muestran a continuación:

Riesgos asociados	Medidas preventivas
Caída de personas al mismo nivel	Conocimiento de las instalaciones mediante planos
Caída de personas a distinto nivel	
Caída de objetos	Notificación a todo el personal de la obra de los cruzamientos y paralelismos con otras líneas eléctricas de alta, media y baja tensión, así como canalizaciones de aguas, gas y líquidos inflamables
Desprendimientos, desplomes y derrumbes	
Choques, cortes y golpes	Hacer uso correcto de las herramientas necesarias para la apertura de la zanja
Proyecciones	Delimitar y señalizar la zona de trabajo
Electrocución	Se debe entibar la zanja siempre que el terreno sea blando o se trabaje a más de 1,5 m de profundidad, comprobando el estado del terreno y entibado después de fuertes lluvias y cada vez que se reinicia el trabajo
Sobrecarga física	
Confinamiento y atrapamiento	

Equipos de protección individual: cascos, botas y guantes de seguridad y gafas contra impactos.

Equipos de protección colectivos: materiales de señalización, delimitación y las propias de los trabajos a realizar y de las herramientas a emplear.

5.1.4. CANALIZACIÓN DE LA LÍNEA

Son los riesgos derivados de la canalización de una línea de MT tanto para las personas que la llevan a cabo como para aquellas otras que se encuentran en las proximidades.

Riesgos asociados	Medidas preventivas
Caída de personas al mismo o distinto nivel	Delimitar y señalizar la zona de trabajo, con especial precaución en las vías públicas, sus accesos y proximidades
Caída de objetos	Precaución en el manejo de bobinas y los conductores
Desprendimientos, desplomes y derrumbes	Prevención de explosiones y efecto látigo con el cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y la fijación de los cables mediante abrazaderas
Choques, cortes y golpes	En caso de hormigonado, señalizar y delimitar la zona de trabajo

Equipos de protección individual: cascos, botas y guantes de seguridad, y gafas contra impactos.

Equipos de protección colectivos: material de señalización y delimitación y las propias de los trabajos a realizar y de las herramientas a emplear.

5.1.5. TRABAJOS EN TENSIÓN

Son los riesgos derivados de aquellos trabajos que se realizan en tensión.

Riesgos asociados	Medidas preventivas
Contactos eléctricos	En proximidad de líneas aéreas, no superar las distancias de seguridad: - Colocación de barreras y dispositivos de balizamiento - Estimación de distancias por exceso - Distancias específicas para personal no facultado a trabajar en instalaciones eléctricas
	Cumplimientos de las disposiciones legales existentes
	Protección frente a sobretensiones: pararrayos y autoválvulas
	Notificación de anomalías en las instalaciones siempre que se detecten
Arco eléctrico	En la fecha de inicio de los trabajos: - Supresión de los reenganches automáticos y prohibición de la puesta en servicio de la instalación, sin la previa conformidad del jefe de trabajo - Establecimiento de una comunicación con el lugar de trabajo o sitio próximo a él (radio, teléfono, etc) que permita cualquier maniobra de urgencia que sea necesaria
Electrocución	Antes de comenzar a reanudar los trabajos: - Exposición, por parte del jefe de trabajo, a los operarios del procedimiento de ejecución, cerciorándose de la perfecta comprensión de este - Se comprobará que todos los equipos y herramientas que sean necesarias existen y se encuentran en perfecto estado y se verificará visualmente el estado de la instalación Durante la realización del trabajo: - El jefe de trabajo dirigirá y controlará los trabajos, siendo responsable de las medidas de cualquier orden que afecten a la seguridad de los mismo - Si la naturaleza o amplitud de los trabajos no le permiten asegurar personalmente su vigilancia, debe asignar, para secundarle, a uno o más operarios habilitados Al finalizar los trabajos: - El jefe de trabajo se asegurará de su buena ejecución y comunicará al jefe de explotación el fin de estos - El jefe de explotación tomará las medidas necesarias para dejar la instalación en las condiciones normales de explotación

Equipos de protección individual: cinturón de seguridad, guantes de protección frente a riesgos mecánicos, botas de seguridad o de trabajo, cascos de barbuquejo, banqueta o alfombra aislante, pértiga y guantes aislantes.

Equipos de protección colectivos: material de señalización y delimitación y las propias de los trabajos a realizar. Bolsa portaherramientas y cuerda de servicio.

5.2. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

5.2.1. MANIPULACIÓN Y TRANSPORTE DE MATERIALES

Análogo al apartado de la línea evacuación en media tensión.

5.2.2. OPERACIONES Y TRABAJOS EN ALTURA

Son los riesgos derivados de la ejecución de trabajos de obra civil para la construcción del centros de transformación en edificio no prefabricado.

Riesgos asociados	Medidas preventivas
Caída de personas a distinto nivel Caída de objetos Desplomes Cortes Sobrecarga física	Inspección del estado del terreno: - Ascenso y descenso con medios y métodos seguros (escaleras adecuadas y sujetas por su parte superior) - Evitar posturas inestables con calzado y medios de trabajo adecuados - Cuerdas y poleas (si fuera necesario) para subir y bajar materiales - Evitar zona de posible caída de objetos Usar casco de seguridad

Equipos de protección individual: cinturón, botas de seguridad, guantes de seguridad, y cascos de barbuquejo.

Equipos de protección colectivos: material de señalización y delimitación, bolsa portaherramientas, cuerda de servicio y las propias de los trabajos a realizar.

5.2.3. TRABAJOS EN CENTROS INVERSORES Y CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Son los riesgos derivados de los centros de transformación para las personas cuando se encuentran en proximidad o en el interior de los mismo. Estos riesgos se deben a motivos de actividad laboral en el centro de transformación o a personas que se encuentren en las proximidades del mismo.

Riesgos asociados	Medidas preventivas
	Respetar la señalización y delimitación Mantener las distancias de seguridad Apantallar todas las partes con tensión cuando se deba acceder a distancias inferiores a las de seguridad No almacenar objetos en el interior Manipular y transportar los objetos alargados entre dos personas Cumplimiento de las disposiciones legales existentes: Mantenimiento de distancias en las instalaciones: entre elementos en tensión, estructuras metálicas, etc. Puesta a tierra en buen estado
Caída de personas al mismo nivel	Existencia de protección ante incendios: fosos de recogida de aceites, muros cortafuegos, paredes, tabiques, etc.
Caída de objetos	Prevención del riesgo de caídas
Choques y golpes	Evitar derrames, suelos húmedos o resbaladizos (canalizaciones, desagües o pozos de evacuación)
Proyecciones	Mantener el centro ordenado y limpio
Contactos eléctricos	Utilizar calzado antideslizante en caso de suelos resbaladizos
Arco eléctrico	Tapas de canaletas en buen estado y colocación
Explosiones	Señalización y delimitación de trampillas abiertas
Incendios	Iluminación apropiada:
Ventilación	- Alumbrado artificial obligatorio de incandescencia - Focos luminosos correctamente colocados - Interruptores próximos a las puertas de acceso Ventilación adecuada: - Entradas de aire por la parte inferior y salidas en la superior - Huecos de ventilación protegidos - Salidas de ventilación que no molesten a los usuarios Señalización: - Puertas con rótulos indicativos - Máquinas, celdas, paneles de cuadros y circuitos diferenciados y señalizados - Carteles de advertencia de peligro en caso necesario - Indicadores de gálidos y cargas máximas en zonas de transporte - Esquemas unifilares actualizados e instrucciones generales de servicio - Carteles normalizados Notificación de anomalías en las instalaciones siempre que se detecten

Equipos de protección individual: colocarse sobre objetos aislantes (alfombra, banqueta, madera seca, etc.), utilizar casco, guantes aislantes para B.T. y herramientas aisladas, gafas de protección cuando exista riesgo particular de accidente ocular, utilizar ropas secas, llevar ropa de lluvia en caso de lluvia (la ropa no debe tener partes conductoras y cubrirán totalmente los brazos y las piernas).

Equipos de protección colectivos: circuito de puesta a tierra, protección contra sobreintensidades (cortacircuitos, fusibles e interruptores automáticos), protección contra sobretensiones (pararrayos y autoválvulas), protección frente a incendios (extintores, instalaciones fijas, paredes incombustibles, fosos y muros cortafuegos), protección frente a contactos eléctricos (pantallas macizas, enrejados y barreras), sistemas de ventilación (natural o forzada), señalización y delimitación.

5.3. PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

5.3.1. ORGANIZACIÓN DE LA PARCELA

Son los riesgos derivados de los trabajos relativos a la preparación de la parcela como zona de trabajo.

Riesgos asociados	Medidas preventivas
Choques y atropellos causados por maquinaria (retroexcavación)	Nombramiento del encargado y de la cuadrilla de seguridad de la obra
Golpes y heridas con herramientas	Revisar el archivo documental de la obra
Inhalación de polvo	Utilización de la maquinaria y vehículos por personal competente y autorizado
Caídas al mismo nivel	El coordinador de seguridad o, en su ausencia, el encargado de seguridad de la obra vigilará que los trabajadores adoptan las medidas preventivas concretadas
Sobreesfuerzos	
Contactos eléctricos con herramientas mal aisladas o cables a ras de suelo	Al descubrir tipo de conducción subterránea, se paralizarán los trabajos avisando a la dirección de obra para que dicte las acciones de seguridad a seguir

Equipos de protección individual: casco de seguridad, guantes de loneta para la manutención de herramientas y útiles, botas antideslizantes homologadas con puntera metálica, cinturón lumbar contra sobreesfuerzos y ropa de trabajo (mono o pantalón y chaquetilla)

Equipos de protección colectiva: vallado del solar, instalación eléctrica de obra con protección diferencial de media sensibilidad (300 mA) y toma de tierra.

5.3.2. MOVIMIENTO DE TIERRAS

Son los riesgos derivados de los trabajos relativos a la realización de zanjas y vaciado del terreno.

Riesgos asociados	Medidas preventivas
Caídas desde el mismo nivel (resbalones)	Conocimiento de las instalaciones mediante planos
Inhalación de polvo	Notificación a todo el personal de la obra, de los cruzamientos y paralelismos con otras líneas eléctricas de alta, media y baja tensión, así como canalizaciones de agua, gas y líquidos inflamables
Ruidos	Hacer uso correcto de las herramientas necesarias para la apertura de la zanja, tanto si son:
Golpes, atrapamientos	- Manuales (picos, patas, etc.)
Caídas de personas a distinto nivel	- Mecánicas (perforador neumático)
Caídas de maquinaria a distinto nivel	- Motorizadas (vehículos)
Exposición a rigor climático	Delimitar y señalizar la zona de trabajo
Sobreesfuerzos	Se debe entibar la zanja siempre que el terreno sea blando o se trabaje a más de 1,5 m de profundidad comprobando el estado del terreno y entibando después de fuertes lluvias y cada vez que se reinicia el trabajo
Pisadas sobre objetos punzantes	Utilizar los equipos de protección individual preceptivos de esta fase
Caída de objetos	Los acopios estarán a más de 2 m del borde de las zanjas
Desprendimientos, desplomes y derrumbes	Utilización de la maquinaria de excavación y del camión basculante por personal válido y autorizado
Proyecciones	Señalización de las zanjas mediante cinta plástica (roja y blanca)
Explosiones	La coronación de taludes permanentes a las que deban acceder personas se protegerá mediante una barandilla de 90 cm de altura con listón intermedio y rodapié y situada al menos a 2 m del borde del talud
Electrocución	

Equipos de protección individual: casco de seguridad, calzado antideslizante homologado, guantes para el trabajo con hormigón, guantes de cuero para manipulación de ferralla, mono de trabajo y mascarilla filtrante contra el polvo (filtro mecánico).

5.3.3. TRANSPORTE DE MATERIALES

Análogo al apartado de la línea evacuación en media tensión.

5.3.4. CANALIZACIÓN DE LA LÍNEA DE BT

Análogo al apartado de la línea evacuación en media tensión.

5.3.5. CIMENTACIÓN

Son los riesgos derivados de los trabajos de cimentación que se deben llevar a cabo en la obra. La descripción de estos trabajos es:

- El hormigón se verterá mediante una tolva desde grúa o canaleta o con camión bomba.
- Las paredes laterales de los muros se construirán con encofrado a dos caras soportado por codales metálicos. La autogrúa manejará las piezas y el encofrado se colocará desde borriquetas.

- Para la recuperación de material deben respetarse los plazos anteriormente indicados.
- Los trabajos de izado y colocación se realizarán con camión-grúa. Los trabajos de soldadura se realizarán a pie de obra con soldadura manual con electrodo revestido y equipo transformador autónomo.

Riesgos asociados	Medidas preventivas
Caídas a distinto nivel	No circular bajo cargas izadas Utilizar los equipos de protección individual preceptivos No realizar o suspender trabajos en altura con vientos superiores a 50 km/h o racheados, lluvia, nieve o cualquier otra situación climatología adversa No circular (camiones, grúas o plataformas) sobre cables eléctricos
Caídas al mismo nivel por falta de orden y limpieza	Se entregará a los maquinistas las normas y exigencias de seguridad que les afecten específicamente El maquinista será persona autorizada y capacitada para el desarrollo de las tareas que se le encomiendan
Proyección violenta de partículas (sierras disco)	Se prohíbe desplazar el camión durante las operaciones o movimientos de su brazo, con o sin carga
Sobreesfuerzos por posturas obligadas	Antes de realizar cualquier operación, se extenderán los 4 apoyos de los que ha de estar dotado para asegurar su estabilidad
Pisadas sobre objetos punzantes	Se revisará el estado de sus elementos fundamentales: movimientos y funcionamiento de su brazo, estado de conservación de los ganchos de fijación, observancia de éstos respecto a la normativa vigente
Atrapamiento en el manejo de puntales	Se prohíbe realizar esfuerzos por encima del límite de carga útil del camión
Caída de objetos sobre las personas	Se seguirán estrictamente las prescripciones de utilización, en especial, sobre cargas máximas que el fabricante del camión haya dispuesto Se prohíbe estacionar a una distancia inferior a 3 metros del borde de las zanjas Se prohíbe acceder a la máquina utilizando vestimenta sin ceñir y/o joyas, que puedan engancharse en los salientes y controles Las plataformas de trabajo que ofrezcan peligro de caída desde más de dos metros estarán protegidas en todo su contorno por barandillas y plintos

Equipos de protección individual: casco de seguridad, guantes de cuero para manejo y transporte de tableros, vigas, trácteles, ferralla, etc., guantes de goma para manejo de hormigón, botas de seguridad homologadas con suela antideslizante y puntera metálica, ropa de trabajo (mono) y cinturón de seguridad con dispositivo anticaídas.

5.3.6. PINTURA

Son los riesgos derivados de los trabajos de pintura. La descripción de estos trabajos es: Preparación, lijado y pintado con una mano de minio de plomo electrolítico y dos manos de esmalte graso en perfilería metálica.

Riesgos asociados	Medidas preventivas
Quemaduras	Ventilación adecuada de los lugares donde se realicen trabajos
Salpicaduras a la cara	Los recipientes estarán alejados del calor y cerrados
Caídas al mismo o distinto nivel por mal uso de medios auxiliares	Prohibido fumar en las zonas de trabajo
Golpes por desprendimiento de materiales caídos desde andamios	Orden y limpieza de la zona de trabajo
Irritación ocular por hipersensibilidad	Disponer en la zona de trabajo del material mínimo necesario para realizar los trabajos
Eccemas y eritemas en la piel por contacto con pinturas y/o alergia a algún componente	Procurar disponer de suficiente luz

Equipos de protección individual: guantes de goma, calzado antideslizante, mono de trabajo, mascarilla protectora contra emanaciones de gases.

5.3.7. LÍNEAS DE BAJA TENSIÓN

Son los riesgos derivados de los trabajos con líneas de baja tensión. La descripción de estos trabajos es:

- Acometida e instalación del cuadro general de distribución (se incluyen interruptores magnetotérmicos, interruptor general y demás aparataje).
- Cuadros de distribución secundarios.
- Tendido de las líneas principales y de las líneas interiores.
- Ejecución de conexiones.
- Tendido de cables.
- Empalmes y derivaciones.
- Bases de enchufes.
- Colocación de luminarias.
- Puesta a tierra.

Riesgos asociados	Medidas preventivas
Contactos directos por aproximación a instalaciones en tensión, produciendo cebado de arco eléctrico	Utilización de máquinas-herramientas con doble aislamiento Se colocará la señalización oportuna previo al comienzo de los trabajos Orden y limpieza en cada uno de los tajos, manteniendo libres de obstáculos las superficies de tránsito

Riesgos asociados	Medidas preventivas
Sobreesfuerzos en manipulación de cargas	Una línea eléctrica no podrá ser considerada sin tensión si no ha sido señalada como tal y se ha verificado
Atropello por maquinaria de la obra	Prohibido manipular puntos en tensión sin guantes y herramientas aisladas
Caída de personas al mismo nivel	Se suspenderán los trabajos cuando haya tormentas próximas
Caída de objetos	Para efectuar trabajos en altura se utilizará tanto el casco protector con barboquejo, como amarres y cinturones de seguridad, si es preciso
Contactos eléctricos	Evitar el uso innecesario de objetos metálicos y se llevarán las herramientas en canana
Arco eléctrico	Poner a tierra y en cortocircuito todas las posibles fuentes de tensión
Electrocución	Comprobación y medición de la resistencia de la puesta a tierra
	En proximidad de líneas subterráneas:
	- Solicitar el descargo de la línea en trabajos con herramientas y útiles manuales (distancia inferior a 0,5 m) o en operaciones con útiles mecánicos (distancia inferior a 1 m) - Si no es posible el descargo, eliminar los reenganches - Manipulaciones de cables: con descargo solicitado y usando elementos aislantes adecuados al nivel de tensión - Usar medios de protección adecuados (alfombras y guantes aislantes) - Medidas preventivas a adoptar por el Jefe de Trabajos: conocimiento de las instalaciones mediante planos, notificación de la proximidad de conductores en tensión, señalización de los cables, designación de vigilante de los trabajos y aislamiento selectivo de cables
	Utilizar casco, guantes aislantes para BT y herramientas aisladoras
	A nivel del suelo, colocarse sobre objetos aislantes
	Aislar, siempre que sea posible, los conductores o partes conductoras desnudas que estén en tensión, próximos al lugar de trabajo, incluido el neutro. El aislamiento se efectuará mediante fundas, telas aislantes, capuchones, etc.
	Comprobación y medición de la resistencia de la puesta a tierra
	No se restablecerá el servicio hasta finalizar completamente los trabajos y nunca hasta comprobar que no existe peligro alguno

Equipos de protección individual: ropa de trabajo en materiales no sintéticos, lana, algodón, gafas y/o pantallas faciales según MT-16, casco de seguridad, cascos de seguridad dieléctrico clase E-AT para trabajos en alta tensión, cinturones de seguridad para trabajos en altura, calzado de seguridad aislante, guantes para trabajos eléctricos (aislantes), según MT-4.

Equipos de protección colectiva: protección frente a contactos eléctricos (aislamientos, puestas a tierra, dispositivos de corte por intensidad o tensión de defecto), protección contra sobreintensidades (fusibles e interruptores automáticos), protección contra sobretensiones (descargadores a tierra), señalización y delimitación, taburetes y alfombrillas aislantes, capuchones, vainas y pantallas de seguridad.

5.4. IDENTIFICACIÓN DE LOS RIESGOS EN HERRAMIENTAS

Son las diferentes herramientas a utilizar durante la ejecución de una obra llevan asociados una serie de riesgos ante los cuales deberán adoptarse unas medidas preventivas.

5.4.1. SIERRA RADIAL

Son los riesgos derivados de la sierra radial.

Riesgos asociados	Medidas preventivas
Cortes y amputaciones en extremidades.	Comprobación de las operaciones de utilización por personal autorizado y cualificado
Contactos eléctricos	Doble aislamiento eléctrico y toma de tierra incluida en el mismo cable de alimentación
Sobreesfuerzos	Disco protegido mediante carcasa antiproyecciones
Proyección de partículas	Controlar los dientes del disco para evitar que se produzca una fuerza de atracción hacia el disco
Inhalación de polvo	Deberá existir un interruptor cerca de la zona de mando
Rotura del disco	Prohibido realizar reparaciones con la máquina en marcha
Incendio	Prohibido dejar la máquina-herramienta en el suelo
Ruido	La zona de trabajo deberá estar limpia de serrín y virutas para evitar incendios
Contacto térmico	En caso de utilizarse para cortar madera, esta estará desprovista de clavos
Abrasiones	Trabajar con el disco abrasivo, preferentemente húmedo o con instalación de extracción de polvo. Utilizar, si es preciso, prendas de protección individual (adaptador facial y filtro mecánico)

Equipos de protección individual: cascos y gafas de seguridad, mono de trabajo (suficientemente ceñido para evitar atrapamientos), mascarilla, protectores auditivos, botas de seguridad homologadas con suela antideslizante, plantilla anticlavos y puntera metálica.

5.4.2. TALADRO

Son los riesgos derivados del taladro.

Riesgos asociados	Medidas preventivas
Proyección de partículas	Comprobación de las operaciones de utilización por personal autorizado y cualificado
Heridas y atrapamientos por utilización incorrecta	Doble aislamiento eléctrico
Inhalación de polvo	Motor protegido por carcasa
Contacto térmico	Prohibido realizar reparaciones con la máquina en marcha
Contacto eléctrico	Revisar periódicamente su estado de conservación, así como el de la boca
Rotura de la broca	Revisar el cableado para evitar electrocución
	Desconectar el taladro para realizar el cambio de broca
	Apretar suficientemente la broca
	Uso de la broca adecuada
	Enfriar la broca a intervalos regulares si su uso es prolongado
	Oscilatorios para aumentar el orificio
	No utilizar vestimentas holgadas, para evitar atrapamientos

Equipos de protección individual: casco de seguridad, mono de trabajo (suficientemente ceñido para evitar atrapamientos), gafas de seguridad, mascarilla, protectores auditivos, botas de seguridad homologadas con suela antideslizante, plantilla anticlavos y puntera metálica.

5.4.3. HERRAMIENTAS MANUALES PROPIAS DE OBRAS

Son los riesgos derivados de las operaciones con herramientas manuales propias de las obras, en este apartado se incluyen el resto de las herramientas propias de las obras de construcción: martillo, llana, alicates, llave inglesa, cince, paleta, azada, pistola clavadora, etc.

Riesgos asociados	Medidas preventivas
Inhalación de polvo	Utilizar los equipos de protección individual necesarios para cada operación
Golpes, cortes y atrapamientos	Utilizar la herramienta propia para cada actividad
	Mantener el lugar de trabajo limpio y ordenado, evitando dejar la herramienta en lugares de tránsito, especialmente plataformas de andamios, cubierta, retejado, etc

Equipos de protección individual: cascos de seguridad, mono de trabajo (suficientemente ceñido para evitar atrapamientos), botas de seguridad homologadas con suela antideslizante, plantilla anticlavos y puntera metálica.

5.5. IDENTIFICACIÓN DE LOS RIESGOS EN MAQUINARIA

La diferente maquinaria involucrada en las diferentes tareas de la obra lleva asociada una serie de riesgos ante los cuales deberán adoptarse unas medidas preventivas. En una obra relativa a un proyecto de instalaciones fotovoltaicas, la maquinaria para llevar a cabo las tareas asignadas en este tipo de obra conlleva los factores de riesgos que se describen a continuación.

5.5.1. CAMIÓN DE TRANSPORTE DE MATERIALES

Son los riesgos derivados de las operaciones con camiones. Descripción de los trabajos:

- Transporte de materiales hasta pie de obra (zona de acopio).
- Transporte de materiales desde obra.

Riesgos asociados	Medidas preventivas
Choques al entrar y salir de la obra por maniobras en retroceso, falta de visibilidad, ausencia de señalista, ausencia de señalización	Revisión periódica de frenos y neumáticos
Vuelco del camión por superar obstáculos, fuertes pendientes, medias laderas, desplazamiento de la carga	Previo a comenzar sus tareas, se revisará el estado de sus elementos fundamentales
Caídas desde la caja al suelo por caminar sobre la carga, subir y bajar por lugares no previstos para ello	Respetará todas las normas del Código de la Circulación. Las maniobras serán dirigidas por un señalista
Proyección de partículas por viento o movimiento de la carga	Será manejado por personal autorizado y competente
Atrapamiento entre objetos por permanecer entre la carga en los desplazamientos del camión	El personal de obra se encontrará fuera del radio de acción de la máquina
Atrapamientos en las labores de mantenimiento	Se entregará a los maquinistas las normas y exigencias de seguridad que les afecten específicamente
	Se prohíbe acceder a la máquina utilizando vestimenta sin ceñir y/o joyas que puedan engancharse en los salientes y controles

5.5.2. MOTONIVELADORA

Son los riesgos derivados de las operaciones motoniveladora. Descripción de los trabajos:

- Nivelación y explanación del terreno (añadir zorra) a la cota deseada para su posterior compactación con rodillo autopropulsado

Riesgos asociados	Medidas preventivas
Vuelco de la máquina, resaltos en el terreno, sobrepasar obstáculos, pendientes superiores a las admisibles, velocidad inadecuada	Será manejado por personal autorizado y competente
Choque entre máquinas.	El personal de obra se encontrará fuera del radio de acción de la máquina
Atoramiento en barrizales.	Se entregará a los maquinistas las normas y exigencias de seguridad que les afecten específicamente
Incendio por almacenar combustibles sobre la máquina.	Previo a comenzar sus tareas, se revisará el estado de sus elementos fundamentales
Quemaduras en trabajos de mantenimiento por impericia.	Se prohíbe acceder a la máquina utilizando vestimenta sin ceñir y/o joyas que puedan engancharse en los salientes y controles
Caídas de personas desde la máquina.	
Proyección violenta de objetos (fragmentos de roca o tierra).	
Ruido propio o ambiental.	
Vibraciones (puesto de mando sin aislar)	

5.5.3. RETROEXCAVADORA Y PALA EXCAVADORA

Son los riesgos derivados de las operaciones con retroexcavadora y pala excavadora. Consiste en: Excavación de zanjas de cimentación y apertura de las zanjas correspondientes a las distintas redes

Riesgos asociados	Medidas preventivas
Contactos eléctricos	Utilización por personal capacitado y autorizado
Atropellos	Al circular lo hará con la cuchara plegada
Caída y vuelco en zanjas	El personal de obra se encontrará fuera del radio de acción de la máquina
	No circular a velocidad excesiva ni realizar maniobras bruscas

5.5.4. CAMIÓN O GRÚA

Es el riesgo derivado de las operaciones con camión pluma o pluma grúa. Consiste en el izado de cargas (pilares y vigas de estructura metálica, placas para cubierta, armaduras, zapata, etc.).

Riesgos asociados	Medidas preventivas
Caídas al subir o bajar a la zona de mandos por lugares imprevistos	Antes de comenzar cualquier operación se entregará a los maquinistas las normas y exigencias de seguridad que les afecten específicamente. El maquinista será persona autorizada y capacitada para el desarrollo de las tareas que se le encomiendan.
Vuelco del vehículo (exceso de carga, falta de sustentación, caída en huecos horizontales)	Se prohíbe desplazar el camión durante las operaciones o movimientos de su brazo, con o sin carga.
Niveles sonoros altos (ruido motor en izado de cargas)	Antes de realizar cualquier operación se extenderán los 4 apoyos de los que ha de estar dotado para asegurar su estabilidad. No izar cargas a granel.
Golpeo de la carga o de los elementos de la grúa con el andamiaje o con las construcciones adyacentes	Se revisará diariamente el estado de sus elementos fundamentales: movimiento y funcionamiento de su brazo, estado de conservación de los ganchos de fijación y cables, eslingas y observancia de éstos respecto a la normativa vigente.
Desprendimiento de la carga por eslingado peligroso	Se prohíbe realizar esfuerzos por encima del límite de carga útil del camión.
Golpes de la carga a paramentos verticales u horizontales durante las maniobras de servicio	Se seguirán estrictamente las prescripciones de utilización y cargas máximas que el fabricante del camión haya dispuesto.
Contactos eléctricos con líneas de alta tensión o cableado	Se prohíbe estacionar a distancias inferiores a 2 metros del borde de las zanjas.
Aplastamiento por caída de carga	Se prohíbe terminantemente su utilización en condiciones de vientos superiores a 50 km/h o racheados.
Atropello	Se prohíbe la estancia del personal bajo las cargas. Se prohíbe sobrepasar los límites de carga durante su ejecución.

Equipos de protección individual: cascos de seguridad, ropa de trabajo (mono o pantalón y chaqueta), botas de seguridad homologadas con suela antideslizante y puntera metálica.

5.5.5. CAMIÓN HORMIGONERA

Son los riesgos derivados de las operaciones con el camión hormigonera. Influye en todas las operaciones que requieran hormigonado: forjado, relleno de zanjas, solados, etc.

Riesgos asociados	Medidas preventivas
Contactos eléctricos directos Dermatitis por contacto con el hormigón Caída a distinto nivel por superficie de tránsito peligrosa, empuje de la canaleta por movimientos fuera de control de camión hormigonera en movimiento Atrapamiento de miembros en el montaje y desmontaje de la canaleta	Antes de comenzar cualquier operación se entregará a los maquinistas las normas y exigencias de seguridad que les afecten específicamente El maquinista será persona autorizada y capacitada para el desarrollo de las tareas que se le encomiendan Se revisará diariamente el estado de sus elementos fundamentales: movimientos y funcionamiento de su brazo, estado de conservación de los ganchos de fijación y cables, observancia de estos respecto a la normativa vigente

6. SEÑALIZACIÓN Y SERVICIOS

6.1. SEÑALIZACIÓN

Según el Real Decreto 485/07 sobre Señalización de Seguridad y Salud en el Trabajo, la señalización en materia de seguridad, que se colocará en sitio visible, será de la siguiente manera:

- Señales de prohibición (redonda con dibujo en fondo blanco; borde y banda rojos).
 - o Prohibido el paso: a personas ajenas a la obra.
 - o Prohibido estacionar: en la puerta de acceso de vehículos.
 - o Prohibido fumar: en las proximidades de utilización de equipos de soldadura.
- Señales de advertencia (triangular con dibujo negro sobre fondo amarillo).
 - o Caída a distinto nivel: riesgo que se manifiesta al trabajar en altura.
 - o Materias inflamables: riesgo en los equipos de soldadura oxiacetilénica.
 - o Materias suspendidas: riesgo en los materiales izados por el camión-grúa.
- Señales de obligación (redonda con dibujo blanco sobre fondo azul).
 - o Protección obligatoria de la cabeza.
 - o Protección obligatoria de los pies.
 - o Protección obligatoria de las manos (trabajo con hormigón, redondos de acero, elementos punzantes, manutención de perfil).
- Señales relativas a los equipos contra incendios (rectangular, dibujo blanco sobre fondo azul).
 - o Extintor.
 - o Dirección localización del equipo de extinción.
- Señales relativas a los equipos de primeros auxilios (rectangular blanco sobre fondo verde).
 - o Localización del botiquín.
 - o Dirección localización del botiquín.

6.2. SERVICIOS SANITARIOS

Según lo expuesto en el R.D. 486/1997, de 14 de abril sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo, se debe tener al menos un botiquín portátil que contenga gasas estériles, desinfectantes y antisépticos autorizados, venda, esparadrapo, apósitos adhesivos, tijeras, pinzas y guantes desechables. Este material será revisado periódicamente y se repondrá tan pronto como caduque o sea utilizado.

Asimismo, en el Centro de Trabajo, se colocará una lista con los teléfonos y la dirección del centro médico más cercano.

6.3. SERVICIOS HIGIÉNICOS

Las instalaciones deberán cumplir con los requisitos establecidos en el R.D. 486/1997, de 14 de abril, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo y como mínimo deberán contar con los elementos siguientes:

6.3.1. COMEDOR

Es necesario disponer de un microondas para calentar las comidas, mesas y asientos con respaldo, pila de agua caliente y fría, calefacción y un cubo para desechos.

6.3.2. VESTUARIOS

Es necesario que los vestuarios cuenten con asientos, una taquilla con cerradura por trabajador y una ducha y lavabo con agua caliente y fría por cada diez trabajadores, con calefacción.

6.3.3. SERVICIOS

Es necesario disponer de un retrete por cada 25 trabajadores.

7. CONDICIONES DE SEGURIDAD Y SALUD

7.1. PREINSCRIPCIONES DE UTILIZACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS

Todas las máquinas y equipos que se vayan a utilizar deberán tener marcado CE. Únicamente se admitirán aquellos que no lo tengan en caso de que se haya realizado una evaluación de riesgos de este y se hayan instalado todas aquellas medidas preventivas que garanticen la seguridad del operario que lo utilice. Las máquinas y equipos se utilizarán únicamente cuando se encuentren adecuadamente instalados, y en lugares que no generen nuevos riesgos a sus operarios.

El mantenimiento de máquinas y equipos deben realizarlo solamente personal acreditado, y siguiendo las indicaciones del fabricante.

Las máquinas y equipos deben ser utilizados únicamente por personal que haya sido previamente instruido en su uso, y conozcan perfectamente los riesgos que pueden generar.

7.2. EMPLEO Y CONSERVACIÓN DEL MATERIAL DE SEGURIDAD

7.2.1. PROTECCIONES COLECTIVAS

7.2.1.1. VALLAS DE PROTECCIÓN

En todas las áreas donde se llevan a cabo excavaciones se colocarán vallas de seguridad para evitar que cualquier persona ajena a la obra o trabajador de la misma pueda acceder a la excavación sin autorización previa.

7.2.2. PROTECCIONES PERSONALES

Todos los equipos de protección personal deben tener la marca CE y cumplir con el RD 773/1997, de 30 de mayo, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

Por lo tanto, todos los empleados deberán tener equipos de protección personal generales, además de los específicos para cada función, incluyendo los siguientes:

- Cascos de seguridad.
- Calzado de seguridad con puntera y suela reforzada.
- Ropa de protección para inclemencias del tiempo.
- Guantes.

Todas las protecciones personales tendrán un periodo de vida útil y se desecharán a su finalización. Si hay un deterioro más rápido debido a las circunstancias del trabajo, se recuperará, sin importar la duración prevista.

Todo elemento de protección personal que haya sufrido un trato límite, es decir, el máximo para el que fue concebido debe ser desechado de inmediato.

7.3. CONSULTA Y PARTICIPACIÓN DE LOS TRABAJADORES

7.3.1. DELEGACIÓN DE PREVENCIÓN

En aplicación de la Ley 31/1.995, la representación de los trabajadores en materia de prevención de riesgos en el trabajo corresponde a los Delegados de prevención, que serán designados por y entre los representantes del personal, de acuerdo a lo expuesto en los puntos 2, 3 y 4 del Artículo 35 de la citada Ley.

Las competencias y facultades de dichos Delegados de prevención, así como las garantías y sigilo profesional se encuentran recogidas en los Artículos 36 y 37 de la Ley 31/1.995.

7.3.2. COMITÉ DE SEGURIDAD Y SALUD

El Comité de Seguridad y Salud es el órgano paritario y colegiado de participación destinado a la consulta regular y periódica de las actuaciones de la empresa en materia de prevención de riesgos, debiéndose constituir en todas aquellas empresas con más de 50 trabajadores. La constitución de dicho comité queda regulada en el Artículo 38 de la Ley 31/1.995.

Las competencias y facultades del Comité de Seguridad y Salud se recogen en los apartados 1 y 2 del Artículo 39 de la ya citada Ley.

7.4. CONTROL DE LOS TRABAJOS

7.4.1. ÍNDICES DE CONTROL

Para poder hacer un seguimiento de la efectividad de las medidas preventivas implementadas, el empresario elaborará un gráfico mensual en el que se reflejen los valores de los índices siguientes tanto por meses como por acumulados desde el inicio de los trabajos:

- Índice de frecuencia

$$I_r = \frac{N^{\circ} \text{ de accidentes con baja}}{N^{\circ} \text{ de horas trabajadas}} \cdot 10^6$$

Para su cálculo hay que contabilizar solamente los accidentes ocurridos mientras existe exposición al riesgo estrictamente laboral. Así mismo las horas trabajadas serán las de exposición al riesgo, por lo que deben excluirse las de vacaciones, enfermedades, etc.

- Índice de gravedad

$$I_g = \frac{N^{\circ} \text{ total de jornadas perdidas}}{N^{\circ} \text{ de horas trabajadas}} \cdot 10^3$$

Para su cálculo se considerarán las jornadas laborales perdidas, no los días naturales. Estas se obtienen como suma de las correspondientes a incapacidades temporales y permanentes, obteniéndose estas segundas mediante baremo. Los accidentes sin bajas se consideran como dos horas perdidas, por lo que cuatro implican una jornada perdida.

- Índice de incidencia

$$I_I = \frac{N^{\circ} \text{ de accidentes con baja}}{N^{\circ} \text{ de horas trabajadas}} \cdot 100$$

- Índice de duración media

$$I_I = \frac{N^{\circ} \text{ total de jornadas perdidas}}{N^{\circ} \text{ de accidentes con baja}}$$

7.4.2. PARTES DE ACCIDENTES Y DEFICIENCIAS

En aplicación a la O.M. de 16 de Diciembre de 1987 (B.O.E. de 29 de diciembre de 1987), es obligación del empresario la realización de los siguientes partes de accidentes de trabajo:

- Parte de accidente de trabajo.
- Relación de accidentes de trabajo ocurridos sin baja médica.
- Relación de altas o fallecimientos de accidentados.

En caso de que se produzca un accidente, que provoque el fallecimiento de un trabajador, que sea considerado como grave o muy grave, o que afecte a más de cuatro trabajadores, el empresario además de cumplimentar el correspondiente parte de accidente, comunicará en el plazo de 24 horas este hecho por telegrama o método análogo a la autoridad laboral de la provincia donde haya ocurrido el accidente.

Con independencia de los partes de accidente exigidos por la Orden Ministerial ya citada, el empresario estará obligado a la realización de un parte para todos los accidentes o incidentes (accidentes sin daños) que se produzcan, para posteriormente realizar una investigación del mismo y subsanar aquellas deficiencias que pudieran haberse producido en la aplicación de medidas preventivas.

7.5. PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO

En aplicación al Artículo 7 del R.D. 1627/1.997 corresponde al contratista de las obras la elaboración de un Plan de Seguridad y Salud en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en el Estudio básico de Seguridad, en función de su propio sistema de ejecución de la obra. En dicho Plan se incluirán, en su caso, las propuestas de medidas alternativas de prevención que el contratista proponga con la correspondiente justificación técnica, que no podrán implicar disminución de los niveles de protección previstos en el Estudio básico.

El Plan de Seguridad, deberá ser firmado, antes del comienzo de las obras, por el Coordinador de Seguridad y Salud en fase de ejecución y estará en la obra a disposición permanente de la dirección facultativa.

7.6. OBLIGACIONES DE CONTRATISTA Y SUBCONTRATISTA

El contratista y subcontratistas estarán obligados a:

- Aplicar los principios de acción preventiva que se recogen en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos laborales y en particular:
- El mantenimiento de la obra en buen estado de limpieza.
- La elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso y la determinación de las vías o zonas de desplazamiento o circulación.
- La manipulación de distintos materiales y la utilización de medios auxiliares.
- El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de las obras, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- La delimitación y acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de materiales, en particular si se trata de materias peligrosas.
- El almacenamiento y evacuación de residuos y escombros.
- La recogida de materiales peligrosos utilizados.
- La adaptación del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
- La cooperación entre todos los intervinientes en la obra.
- Las interacciones o incompatibilidades con cualquier otro trabajo o actividad.
- Cumplir y hacer cumplir a su personal lo establecido en el Plan de Seguridad y Salud.
- Cumplir la normativa en materia de prevención de riesgos laborales, teniendo en cuenta las obligaciones sobre coordinación de las actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, así como cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IV del Real Decreto 1627/1.997.
- Informar y proporcionar las instrucciones adecuadas a los trabajadores autónomos sobre todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiera a seguridad y salud.
- Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del Coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra.

Serán responsables de la ejecución correcta de las medidas preventivas fijadas en el Plan y en lo relativo a las obligaciones que le correspondan directamente o, en su caso, a los trabajos autónomos por ellos

contratados. Además, responderán solidariamente de las consecuencias que se deriven del incumplimiento de las medidas previstas en el Plan.

Las responsabilidades del Coordinador, Dirección Facultativa y el Promotor no eximirán de sus responsabilidades a los contratistas y a los subcontratistas.

7.7. OBLIGACIONES DE LOS TRABAJADORES AUTÓNOMOS

Los trabajadores autónomos están obligados a:

- Aplicar los principios de la acción preventiva que se recoge en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, y en particular:
- El mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.
- El almacenamiento y evacuación de residuos y escombros.
- La recogida de materiales peligrosos utilizados.
- La adaptación del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
- La cooperación entre todos los intervinientes en la obra.
- Las interacciones o incompatibilidades con cualquier otro trabajo o actividad.
- Cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IV del Real Decreto 1627/1.997.
- Ajustar su actuación conforme a los deberes sobre coordinación de las actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, participando en particular en cualquier medida de su actuación coordinada que se hubiera establecido.
- Cumplir con las obligaciones establecidas para los trabajadores en el Artículo 29, apartados 1 y 2 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
- Utilizar equipos de trabajo que se ajusten a lo dispuesto en el Real Decreto 1215/ 1.997.
- Elegir y utilizar equipos de protección individual en los términos previstos en el Real Decreto 773/1.997.
- Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del Coordinador en materia de seguridad y salud.

Los trabajadores autónomos deberán cumplir lo establecido en el Plan de Seguridad y Salud.

7.8. LIBRO DE INCIDENCIAS

Será necesario contar con un libro de incidencias habilitado y con hojas duplicadas para supervisar y hacer un seguimiento del Plan de Seguridad en el lugar de trabajo. El Coordinador supervisará la seguridad y asegurará que el Libro de Incidencias esté siempre en funcionamiento.

El Artículo 13 del RD 1627/1.995 establece las normas para el libro de incidencias.

7.9. PARALIZACIÓN DE LOS TRABAJOS

Si el Coordinador detecta un incumplimiento de las medidas de seguridad y salud durante la ejecución de las obras, informará al contratista y registrará el incumplimiento en el Libro de Incidencias. En caso de un riesgo grave e inminente para la seguridad y salud de los trabajadores, el Coordinador tiene la autoridad para detener los trabajos o incluso la totalidad de la obra.

Se informará a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la región donde se lleva a cabo el trabajo a los efectos correspondientes. De igual manera, informará al contratista, así como a los subcontratistas, autónomos y trabajadores afectados de la suspensión.

7.10. DERECHOS DE LOS TRABAJADORES

Los contratistas y subcontratistas deben asegurarse de que los empleados reciban información precisa y comprensible sobre todas las medidas necesarias para proteger su seguridad y salud en el lugar de trabajo.

El contratista proporcionará a los representantes de los trabajadores en el centro de trabajo una copia del Plan de Seguridad y Salud y sus posibles modificaciones para su conocimiento y seguimiento.

8. PRESUPUESTO

8.1. PROTECCIONES COLECTIVAS

Material de asignación colectiva					
Nº de orden	Concepto	Dotación anual	Total unidades equivalentes	Precio Ud. (€)	Coste total (€)
1	Botiquín primeros auxilios	1	2	18	36,00 €
2	Camilla evacuación accidentados	1	2	253,8	507,60 €
3	Extintores	1	2	30,8	61,60 €
				Coste Parcial	605,20 €

8.2. PROTECCIONES PERSONALES

Material de asignación personal					
Nº de orden	Concepto	Dotación anual por operario	Total unidades equivalentes	Precio Ud. (€)	Coste total (€)
1	Casco de protección con barboquejo	0	4	42,3	169,20 €
2	Gafas de protección antiimpactos	0	9	4,8	43,20 €
3	Arnés de seguridad homologado	0	2	146,1	292,20 €
4	Guantes de montador	2	22	4,4	96,80 €
5	Botas de seguridad	0	11	46,6	512,60 €
6	Ropa de trabajo	0	11	69,2	761,20 €
7	Trajes impermeables	0	4	28,3	113,20 €
				Coste Parcial	1.988,40 €

8.3. FORMACIÓN Y MEDICINA PREVENTIVA

Formación y Medicina preventiva				
Nº de orden	Concepto	Unidades	Precio Ud. (€)	Coste total (€)
1	Charla informativa seguridad y primeros auxilios (hora)	22	34	748,00 €
2	Reconocimientos médicos	4	30,6	122,40 €
			Coste Parcial	870,40 €

8.4. CONTROL DE LA SEGURIDAD

Control de la Seguridad				
Nº de orden	Concepto	Unidades	Precio Ud. (€)	Coste total (€)
1	Vigilante de seguridad (7 horas diarias)	420	34	14.280,00 €
2	Reuniones Comisión Seguridad (horas de Obra)	56	34	1.904,00 €
			Coste Parcial	16.184,00 €

8.5. TOTAL

El presupuesto total del proyecto en materia de seguridad y salud es **DIECINUEVE MIL SEISCIENTOS CUARENTA Y OCHO EUROS CON CERO CÉNTIMOS (19.648,00 €)**.

9. CONCLUSIONES

Las normas generales de seguridad y salud aplicables al proyecto de la planta *Moreiras Solar* se especifican en el presente Estudio Básico de Seguridad y Salud. Identifica los riesgos asociados con la ejecución de estas y considera las previsiones básicas e información útil para realizar las obras mencionadas en condiciones de seguridad y salud.

ANEXO IV: PLAN DE DESMANTELAMIENTO

ANEXO IV: PLAN DE DESMANTELAMIENTO

ÍNDICE DE ANEXOS

- | | | |
|----------|---|------------------------------------|
| 1 | - | PLIEGO DE CONDICIONES |
| 2 | - | ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS |
| 3 | - | ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD |
| 4 | - | PLAN DE DESMANTELAMIENTO |
| 5 | - | OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE |

ÍNDICE

1.	OBJETO	3
2.	DESMANTELAMIENTO DE LA INSTALACIÓN	4
2.1.	Desmontaje de módulos fotovoltaicos	4
2.2.	Desmontaje de estructuras soporte	5
2.3.	Desmontaje de los circuitos eléctricos e interconexión	5
2.4.	Desmontaje del inversor	5
2.5.	Eliminación de infraestructuras y cimentaciones	5
2.6.	Viales de acceso	6
2.7.	Desmontaje del cerramiento perimetral	6
2.8.	Desmontaje del centro de transformación	6
3.	TRATAMIENTO DE LAS SUPERFICIES ALTERADAS	7
3.1.	Técnicas y especies.....	7
3.2.	Actuaciones de mantenimiento	7
4.	PLAZO DE EJECUCIÓN DE LOS TRABAJOS DE DESMANTELAMIENTO	8
5.	VALORACIÓN ECONÓMICA DE LA RESTITUCIÓN.....	8

1. OBJETO

Finalizada la actividad de la planta *Moreiras Solar*, se retirarán todas las instalaciones y se entregarán todos los restos de material, desechos o tierras sobrantes a gestores autorizados según la naturaleza de cada desecho. Finalmente, se restaurarán los terrenos ocupados a su estado original, dejando el área de actuación en perfecto estado de limpieza en el plazo máximo de un año tras la finalización de la actividad.

El propósito de este documento es establecer las normas para la restauración posterior al desmantelamiento, dividiendo el Plan de Restauración Ambiental en dos partes.

- Tratamiento de superficies alteradas.
- Aprovechamiento agrícola.

Se prevé que al final la vida operativa de la planta solar, tras un periodo de tiempo de al menos 30 años, los terrenos de la planta solar presenten un desarrollo vegetal apto, es decir, se habrá desarrollado una cobertura herbácea suficiente.

Por otro lado, durante el funcionamiento de la planta, los caminos deben mantenerse en perfecto estado porque se consideran esenciales para las operaciones de explotación. De esta manera, se espera que, durante el desmantelamiento de la red de caminos, las condiciones sean adecuadas para el paso de la maquinaria requerida (grúas, camiones con remolque, etc.) o se realicen algunas mejoras menores.

En base a lo anterior, la remoción y restitución de los terrenos comprenderá las siguientes actuaciones:

- Retirada de las estructuras fijas (vallado, seguidores, cableados, cajas de registro, perfiles, etc.) evitando dejar cualquier elemento perteneciente a la instalación en el medio.
- Reutilización/reciclado de los componentes que han sido retirados y transferirlos a Gestores Autorizados para que éstos intenten maximizar su valorización.
- Restauración/recuperación ambiental de las superficies afectadas tras el desmantelamiento.
- Establecer métodos que fomenten la colonización rápida de la fauna en la zona.

2. DESMANTELAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Desde el punto de vista del desmantelamiento, esta instalación se compone de los siguientes elementos:

- Estructuras metálicas fijadas mediante hincado para la colocación de los paneles y los propios módulos fotovoltaicos.
- Instalación eléctrica subterránea canalizada.
- Equipos electrónicos para la conversión de CC a CA.
- Equipos eléctricos de medida y protección.
- Casetas prefabricadas para albergar los equipos de transformación. Vallado perimetral.
- Sistema de seguridad.
- Centro de transformación.

Para ejecutar el desmantelamiento de la instalación conectada a red, se deben ejecutar las siguientes obras:

- Desmontaje y retirada de los módulos fotovoltaicos.
- Desmontaje y retirada de las estructuras metálicas de apoyo de dichos módulos.
- Retirada de los circuitos eléctricos e interconexión.
- Desmontaje del sistema de inversión.
- Desinstalación de los sistemas de seguridad, vigilancia, control, medida y alumbrado.
- Demolición de las infraestructuras y cimentaciones.
- Retirada del cerramiento perimetral.
- Retirada de la infraestructura de evacuación.

2.1. DESMONTAJE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Los módulos fotovoltaicos serán desmontados de las estructuras soporte a las que están sujetos. Estos módulos están conectados por tornillos de seguridad en las cuatro esquinas de su marco, así como por pinzas de sujeción. Una vez cortados los tornillos, se abrirán las sujeciones y se extraerá el panel.

Después de ser desmontados, se examinará su estado de funcionamiento porque su estado, generalmente, se deteriora en torno a un 20%. Pueden ser reutilizados en instalaciones rurales donde los requerimientos y pérdidas de energía son menores que en plantas de generación centralizada. Si no se pueden reutilizar, serán enviados a la planta de reciclaje autorizada más cercana para crear nuevos módulos.

2.2. DESMONTAJE DE ESTRUCTURAS SOPORTE

Se desmontará primero la parrilla de aluminio galvanizado que sostiene los paneles. Una vez que esté en el suelo, se desmontará la parrilla. Después de eso, el fuste de acero galvanizado se extraerá con herramientas mecánicas.

Los materiales metálicos resultantes se recopilarán y cargarán en un camión con la ayuda de una carretilla elevadora y/o una grúa. Luego, serán transportados a la gestora de residuos metálicos más cercana.

2.3. DESMONTAJE DE LOS CIRCUITOS ELÉCTRICOS E INTERCONEXIÓN

Los tramos de interconexión entre módulos, que van desde las estructuras hasta el inversor, desde el inversor al centro de protección y medida y, por último, a la línea de evacuación de la red, son considerados en la instalación eléctrica.

Por lo tanto, primero se desconectará el cableado de interconexión de los módulos fotovoltaicos, que ya se habrá realizado con el desmantelamiento de los módulos. Los cables se retirarán de la estructura soporte y se almacenarán en zona segura para su traslado.

Una vez completado, se excavarán zanjas para eliminar los segmentos enterrados, luego se extraerán los cables de su interior y se almacenarán de la misma manera. Paralelamente, se recuperarán registros, arquetas, y elementos auxiliares de las canalizaciones. Los conductores se entregarán a un gestor autorizado de residuos eléctricos y electrónicos y el aluminio y cobre será tratado como corresponde a cada residuo según su clasificación.

Finalmente, será necesario restaurar las áreas afectadas del suelo, abertura de arquetas y zanjas de tuberías mediante el relleno con tierra natural.

2.4. DESMONTAJE DE LOS INVERSORES

Para empezar, el inversor se desconectará de las cajas de conexiones a las que está conectado. Después se aislarán eléctricamente el transformador eléctrico y, junto a los inversores, serán trasladados para su posterior utilización y, si ésta no es posible, se llevarán a vertedero autorizado.

2.5. ELIMINACIÓN DE INFRAESTRUCTURAS Y CIMENTACIONES

Después de desmontar las instalaciones y eliminar los equipos que puedan ser reutilizados, se procederá a eliminar las losas de cimentación, las cuales se demolerán con martillo neumático hasta que se conviertan en escombros.

Los elementos metálicos serán depositados en plantas de reciclaje y los escombros generados serán trasladados a la planta de reciclado de escombros y restos de obra. Las arquetas también se añadirán a los residuos metálicos férricos.

Respecto a los caminos interiores ejecutados para la circulación por el interior de la finca se retirarán las capas de zahorra o capas de firme utilizadas y se llevarán a un vertedero autorizado para dichos residuos inertes.

Finalmente, los huecos resultantes de la retirada de las cimentaciones serán rellenados con tierra vegetal.

2.6. VIALES DE ACCESO

La planta fotovoltaica no requerirá el desmantelamiento de la infraestructura viaria existente en la zona. Los caminos de acceso existentes serán acondicionados mediante la aportación de tierra o zahorra natural y su posterior compactación.

2.7. DESMONTAJE DEL VALLADO PERIMETRAL

El vallado perimetral se desmantelará retirando postes y vallas metálicas. Los postes se demolerán mediante martillo neumático en los dados de cimentación.

Solo se eliminarán los escombros y los ferrocarriles de las cimentaciones, los cuales serán tratados de la misma manera que los restos del desmantelamiento de la instalación.

2.8. DESMONTAJE DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

El centro de transformación 15/0,8 kV de la instalación se desmantelará y se retirará por completo, esto incluye su red de tierras, circuitos de servicios auxiliares, etc.

3. TRATAMIENTO DE LAS SUPERFICIES ALTERADAS

Los pasos a seguir para la adecuación de los terrenos que ha albergado la planta solar serán los siguientes:

- Cuando sea necesario, se deberá proceder a la descompactación mediante medios mecánicos (subsoladores, rejonas, etc.). Se preparará el terreno mediante pases de reja para mullir el terreno, evitar la formación de regueros o cárcavas, así como para eliminar las costras de compactación, dejando el suelo con un buen tempero.
- Se evaluará el volumen de tierras necesarias para la cubrición total de las superficies alteradas por las labores de desmantelamiento, así como para la restauración de las áreas que albergaban distintas infraestructuras.
- Se procederá a acondicionar y regularizar los perfiles existentes en los terrenos afectados, para conseguir así pendientes suaves y moderadas, así como perfiles redondeados, no agudos y no discordantes con la topografía reinante en el área.
- Se identificarán las superficies o áreas de extracción de tierras vegetales, y éstas deberán contar con los permisos medioambientales correspondientes. Las características agrológicas deberán ser similares a los suelos afectados (igual textura, color, permeabilidad, etc.).

3.1. TÉCNICAS Y ESPECIES

Después de que se haya extendido y reperfilado de tierra vegetal las superficies de actuación, se efectuará, por parte de la Asistencia Ambiental de Obras y Restauración, un inventario y medición de todas las superficies. Dado que el uso decidido es el preexistente, el agrícola, se procederá a preparar los terrenos para este uso. Si el propietario lo considera adecuado, se llevará a cabo una siembra hidrológica en las áreas exteriores de la parcela que se restaure, así como en las áreas que serán renaturalizadas para permitir la libre evolución.

3.2. ACTUACIONES DE MANTENIMIENTO

El Programa de Vigilancia Ambiental, durante la Fase de Funcionamiento, determinará el mantenimiento necesario para la restitución de las actuaciones. Durante esta fase, se monitorizará la consecución de los objetivos perseguidos.

El mantenimiento de las plantaciones será verificado con hojas de campo donde se indicará el día en que se realiza, anotándose cualquier alteración o necesidad que se puedan observar, las cuales serán comprobadas por la dirección de obra.

4. PLAZO DE EJECUCIÓN DE LOS TRABAJOS DE DESMANTELAMIENTO

El plazo estimado de ejecución de los trabajos de desmantelamiento es de tres meses después del cese de la actividad de la instalación.

5. VALORACIÓN ECONÓMICA DE LA RESTITUCIÓN

La evaluación económica de las operaciones de remoción y restitución no incluyen las operaciones de desmantelamiento de las instalaciones ni del centro de transformación, de cuyos materiales se espera se generen unos ingresos económicos para cubrir los costes asociados al desmantelamiento.

En el presupuesto que se presenta a continuación, se contempla el desmantelamiento de la Planta Solar Fotovoltaica Moreiras Solar.

Unidad	Descripción	Cantidad	Precio Unitario (€/ud)	Importe (€)
ha	Grado de roturación 1 ha, doble pase, pendiente <15%	7,17	136,75	979,84
m ²	Extendido mecánico de tierra vegetal cribada/sin cribar e. medio	84049,95	0,02	1.681,00
m ²	m ² de extendido y volteado con motocultor, para su incorporación al terreno hasta una profundidad de 15 cm de una capa de estiércol (dosificación 0,04 kg/m ²). Inclusión de herramientas y medios auxiliares.	84049,95	0,02	1.681,00
	Retirada de equipos principales de la instalación	-	-	64.210,20
TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL				68.552,03
%	Otros gastos generales	13%	-	8.911,76
%	Beneficio industrial	6%	-	4.113,12
TOTAL PRESUPUESTO SIN IVA				81.576,92
%	IVA	21%		17.131,15
TOTAL PRESUPUESTO				
TOTAL PRESUPUESTO DESMANTELAMIENTO				98.708,07

El presupuesto total de ejecución del desmantelamiento de la Planta Solar Fotovoltaica Moreiras Solar situada en el término municipal de Sencelles (Mallorca, Islas Baleares), asciende a la cantidad de **NOVENTA Y OCHO MIL SETECIENTOS OCHO EUROS CON SIETE CÉNTIMOS (98.708,07 €)**

ANEXO V: OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

ANEXO V: OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

ÍNDICE DE ANEXOS

1	-	PLIEGO DE CONDICIONES
2	-	ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS
3	-	ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD
4	-	PLAN DE DESMANTELAMIENTO
5	-	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

ÍNDICE

1. OBJETO3

Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante 3

Objetivo 9: Industria, innovación e infraestructuras..... 3

Objetivo 13: Acción por el clima 3

Objetivo 12: Producción y consumo responsables..... 4

Objetivo 15: Vida de ecosistemas terrestres..... 4

1. OBJETO

El desarrollo de este Proyecto de Fin de Máster está fuertemente ligado con los objetivos establecidos por la Unión Europea para el año 2030, así como con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (en adelante ODS) establecidos por la Organización de las Naciones Unidas (ONU). En concreto, se enfoca principalmente en los siguientes objetivos:

OBJETIVO 7: ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE

Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna. Energía asequible y no contaminante: Es el ODS más acorde con proyectos de esta índole. El papel de las energías renovables en el sector eléctrico es fundamental para conseguir una energía más sostenible y accesible a nivel mundial. Asimismo, la planta fotovoltaica “Moreiras Solar” promueve una mejora continua de la eficiencia energética desarrollando un servicio moderno, así como una energía limpia y segura.



Figura 1. Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna.

OBJETIVO 9: INDUSTRIA, INNOVACIÓN E INFRAESTRUCTURAS

Objetivo 9: Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación: Este proyecto supone un avance en el progreso tecnológico que se alinea con el objetivo número 9 para el descubrimiento de soluciones medioambientales y desafíos económicos.



Figura 2. Objetivo 9: Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación

OBJETIVO 13: ACCIÓN POR EL CLIMA

Objetivo 13: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos. Acción por el clima: Este ODS está directamente relacionado con la elaboración de este proyecto, ya que todas las fuentes de energía son renovables y limpias, lo que ayuda a la reducción de las emisiones de CO₂ y combatir de este modo el cambio climático. Asimismo, el aprovechamiento de la energía procedente del sol se traduce en un menor consumo de energías primarias y por tanto, menos emisiones.

Aunque, en menor medida que los anteriores, caben destacar otros objetivos con los que contribuiría el proyecto como son:

OBJETIVO 12: PRODUCCIÓN Y CONSUMO RESPONSABLES

Objetivo 12: Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles:

Se alinea con este objetivo por llevar a cabo el proyecto en una zona no protegida ni dañina para el medioambiente. Como generación de energía eléctrica contribuye a la descarbonización del sector eléctrico.



Figura 3. Objetivo 12: Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles.

OBJETIVO 15: VIDA DE ECOSISTEMAS TERRESTRES

Objetivo 15: Gestionar sosteniblemente los bosques, luchar contra la desertificación, detener e invertir la degradación de las tierras, detener la pérdida de biodiversidad:

Este proyecto de generación renovable se alinea con el objetivo 12 gracias a la no emisión de gases de efecto invernadero.



Figura 4. Objetivo 15: Gestionar sosteniblemente los bosques, luchar contra la desertificación, detener e invertir la degradación de las tierras, detener la pérdida de biodiversidad.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] E. y. T. Ministerio de Industria, "Real Decreto 413/2014, de 6 de junio del 2014," [Online]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2014-6123>.
- [2] C. M. Rasero, "Energía solar fotovoltaica, situación actual," *Energía solar fotovoltaica*, vol. 4, 2011.
- [3] J. L. A. Ruiz, "Fotoelectricidad y semiconductores," pp. 1-6, 1963.
- [4] D. a. J. J. Pilco, "Sistemas fotovoltaicos para iluminación: paneles fotovoltaicos," Univ. Técnica Part. Loja, 2008.
- [5] NREL, "NREL Transforming Energy," [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>.
- [6] REE, "REE," [Online]. Available: www.ree.es.
- [7] E. Commission, "Nature and biodiversity: Natura 2000," [Online]. Available: https://ec.europa.eu/environment/nature/natura2000/index_en.htm.
- [8] "Google Earth," [Online]. Available: <https://www.google.com/intl/es/earth/>.
- [9] I. G. Nacional, "Mapas y cartografía," [Online]. Available: <http://www.ign.es/web/ign/portal>.
- [10] ADRASE, "Acceso a Datos de Radiación Solar de España," [Online]. Available: <http://www.adrase.com/>.
- [11] G. d. España, "Sede Electrónica del Catastro," [Online]. Available: <https://www.sedecatastro.gob.es>.
- [12] C. Solar, «Canadian Solar,» [En línea]. Available: <https://www.canadiansolar.com>.
- [13] Reneergy, "Reneergy," [Online]. Available: <https://asturmadireneergy.com>.
- [14] Sungrow, "Sungrow," [Online]. Available: <https://spa.sungrowpower.com>.

- [15] P. Club, "Catálogo de cables y accesorios para baja tensión," [Online]. Available: https://www.prysmianclub.es/sdm_downloads/catalogo-de-cables-y-accesorios-para-baja-tension/.
- [16] PVSyst, "PVSyst Photovoltaic Software," [Online]. Available: <https://www.pvsyst.com/>.
- [17] E. Commission, "PVGIS," junio 2023. [Online]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/.
- [18] E. E. O. O. A. D.-G. J. C. J. M. A. O. M. & G. M. A. Granda-Gutiérrez, "Modelado y simulación de celdas y paneles solares," *Congreso Internacional de Ingeniería Electrónica*, vol. 35, pp. 17-22, October 2013.
- [19] A. VR, "Inter row spacing rooftop solar," [Online]. Available: <https://thesolarlabs.com/ros/inter-row-spacing-rooftop-solar/>.
- [20] AEMET, «AEMET,» Junio 2023. [En línea]. Available: <https://www.aemet.es/es/portada>.
- [21] «Concentrating Solar Power Technology,» 12 02 2023. [En línea]. Available: [https://energypedia.info/wiki/Concentrating_Solar_Power_\(CSP\)_-_Technology](https://energypedia.info/wiki/Concentrating_Solar_Power_(CSP)_-_Technology).
- [22] J. M. A. Márquez, "Sistema para la generación automática de curvas IV, PV y monitorización de módulos fotovoltaicos," *XXV Jornadas de Automática*, 2004.
- [23] Energypedia, "https://energypedia.info/Concentrating_Solar_Power_(CSP)_-_Technology," 10 02 2023. [Online]. Available: [https://energypedia.info/wiki/Concentrating_Solar_Power_\(CSP\)_-_Technology](https://energypedia.info/wiki/Concentrating_Solar_Power_(CSP)_-_Technology).

ÍNDICE DE DOCUMENTOS

1	-	MEMORIA
2	-	CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS
3	-	ESTUDIO ECONÓMICO
4	-	FICHAS TÉCNICAS
5	-	PLANOS

DOCUMENTO Nº2: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

ÍNDICE

1.	OBJETO	6
1.1.	Datos meteorológicos	7
2.	ESTUDIO DE PRODUCCIÓN	9
2.1.	Producción de la implantación 3D	9
3.	CÁLCULO DE LA TEMPERATURA DEL MÓDULO.....	18
4.	CÁLCULO DEL GENERADOR – DIMENSIONAMIENTO STRINGS.....	20
4.1.	Resultados del cálculo	22
5.	CÁLCULO DEL GENERADOR – DIMENSIONAMIENTO INVERSORES.....	24
5.1.	Dimensionado de strings por inversor	24
5.2.	Dimensionado del número total de inversores.....	25
5.2.1.	En función del número de strings	25
5.2.2.	Cumplimiento del código de red	25
6.	DIMENSIONAMIENTO DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.....	27
7.	CÁLCULO DE CABLEADO – CORRIENTE CONTINUA – BAJA TENSIÓN.....	28
7.1.	Método de cálculo.....	28
7.1.1.	Criterio de intensidad admisible	28
7.1.2.	Criterio de caída de tensión	29
7.1.3.	Método de instalación y agrupamiento	30
7.2.	Resultados	31
8.	CÁLCULO DE CABLEADO – CORRIENTE ALTERNA – BAJA TENSIÓN	32
8.1.	Método de cálculo.....	32
8.1.1.	Criterio de intensidad admisible	32
8.1.2.	Criterio de intensidad de cortocircuito	33
8.1.3.	Criterio de caída de tensión	34
8.1.4.	Método de instalación y agrupamiento	35
8.2.	Resultados	37
9.	CÁLCULO DE CABLEADO – CORRIENTE ALTERNA – MEDIA TENSIÓN.....	38
9.1.	Método de cálculo.....	38
9.2.	Método de instalación y agrupamiento	39
9.3.	Características de la línea.....	40

9.3.1	Características generales	40
9.3.2	Características de los materiales	41
9.4.	Resultados	41
10.	CALCULO DE CIMENTACIONES.....	42
10.1.	Método de cálculo.....	42
11.	CÁLCULO DE PUESTAS A TIERRA	44
11.1.	Campo fotovoltaico	45
11.2.	Inversores.....	46
11.3.	Centro de transformación	46
11.4.	CCTV y vallado	46
11.5.	Pararrayos y estación meteorológica.....	46
12.	PARARRAYOS	47
12.1.	Método de cálculo.....	47
12.2.	Toma de tierra del pararrayos.....	48
13.	CÁLCULOS ELECTROMAGNÉTICOS	49
13.1.	Normativa y Límites admisibles	49
13.1.1.	Consideraciones de cálculo	49
13.1.2.	Resultados	50
14.	CONCLUSIONES	51
	Bibliografía documento cálculos.....	52
	ANEXO I: ESTUDIO DE PRODUCCIÓN – PVSYS.....	53
	ANEXO II: CABLEADO CORRIENTE CONTINUA BAJA TENSIÓN	54
	ANEXO III: CABLEADO CORRIENTE ALTERNA BAJA TENSIÓN	55

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Modelo tridimensional de la instalación Moreiras Solar. Fuente: Simulación de PVsyst [3]	9
Figura 2. Producciones normalizadas por kWp instalado. Fuente: Simulación de PVsyst [3]	16
Figura 3. Proporción de rendimiento (Performance ratio). Fuente: Simulación de PVsyst [3]	16
Figura 4. Distribución de probabilidad de producción del sistema. Fuente: Simulación de PVsyst [3].....	17
Figura 5. Esquema genérico línea eléctrica. Fuente: OSPREL.....	34
Figura 6. Diagrama fasorial de las caídas de tensión. Fuente: OSPREL	34
Figura 7. Esquema básico de puesta a tierra. Fuente: OSPREL.	46

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos generales de la instalación Moreiras Solar. Fuente: Elaboración propia.	6
Tabla 2. Datos meteorológicos mensuales. Fuente: [1].	8
Tabla 3. Balances y resultados principales. Fuente: Simulación de PVsyst [3].	16
Tabla 4. Resultados cálculo temperatura del módulo. Fuente: [4]	19
Tabla 5. Resultado cálculo módulos/string. Fuente: Elaboración propia.	22
Tabla 6. Corrientes máximas admisibles por el inversor. Fuente: Elaboración propia.	25
Tabla 7. Potencias inyectadas en el punto de conexión a la red. Fuente: Elaboración propia.	26
Tabla 8. Resumen dimensionamiento. Fuente: Elaboración propia.....	27
Tabla 9. Intensidades admisibles del cableado de CC y BT. Fuente: [6]	29
Tabla 10. ITC-BT-19 - Factor de reducción en función del número de conductores. Fuente: [6].....	30
Tabla 11. ITC-BT-19 - Factor de reducción por número de capas en la misma zanja. Fuente: [6]	30
Tabla 12. Factor de corrección tipo de aislamiento del conductor. Fuente: [6]	31
Tabla 13. Factor de reducción en función de la resistividad térmica del terreno. Fuente: [6]	31
Tabla 14. Resultados cálculo cableado de BT en CC. Fuente: Elaboración propia.	31
Tabla 15. Intensidades admisibles conductores enterrados. Fuente: [6].....	33
Tabla 16. Densidad de cortocircuito en función de la duración. Fuente: Prysmian Group.....	33
Tabla 17. ITC-BT-19 - Coeficiente de reducción en función de la distancia entre cables. Fuente: [6]	35

Tabla 18. ITC-BT-19 Factor de reducción adicional por número de capas. Fuente: [6].....	36
Tabla 19. Factor de corrección por tipo de aislamiento del conductor. Fuente: [6].....	36
Tabla 20. Tabla B.52.16 – Resistividad térmica del terreno. Fuente: [8].....	37
Tabla 21. Resultados cálculo cableado de BT en CA. Fuente: Elaboración propia.	37
Tabla 22. Datos característicos por sección. Fuente: Prysmian.	39
Tabla 23. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares. Fuente: [6].....	40
Tabla 24. Resultados cableado de MT en CA. Fuente: Elaboración propia.	41
Tabla 25. Resultados caída de tensión y pérdidas en cableado de MT. Fuente: Elaboración propia.....	41
Tabla 26. Coeficientes de compresibilidad del terreno. Fuente: [6]	43
Tabla 27. Resistividad en función de la naturaleza del terreno. Fuente: [6].....	44
Tabla 28. Nivel de protección en función de la eficacia. Fuente: CTE-DB-SUA	48
Tabla 29. Valores por exposición a campos electromagnéticos variables en el tiempo en zonas de acceso público. Fuente: ICNIRP.	49
Tabla 30. Resultados cálculos electromagnéticos del transformador. Fuente: Elaboración propia.	50
Tabla 31. Resultados cálculos electromagnéticos de la línea. Fuente: Elaboración propia.	51

1. OBJETO

El objeto de este segundo documento es redactar los cálculos detallados del diseño de la planta solar fotovoltaica *Moreiras Solar*, un sistema de energía solar conectado a la red de transporte.

Se recuerda que las principales características de la instalación ya descritas a lo largo de la memoria son:

Tabla 1. Datos generales de la instalación Moreiras Solar. Fuente: Elaboración propia.

DATOS GENERALES		
Potencia pico	[MWp]	4,913
Potencia de inversores	[MWn]	4,480
Potencia nominal POI	[MWn]	4,094
Tensión de conexión a la RdT	[kV]	15
Frecuencia	[Hz]	50
Potencia unitaria módulo	[W]	655
Nº módulos		7.500
Nº strings		250
Nº módulos/string		30
Tensión máxima circuito CC - BT	[V]	1.500
Potencia unitaria inversores	[kVA]	320 @40 °C
Nº inversores		14
Nº string /inversor		entre canay 18
Nº máximo strings/inversor		18
Tensión circuito CA - BT	[V]	800
Potencia unitaria CT @ 40 °C	[kVA]	4.000
Nº CT		1
Nº inverores/CT		14
Tecnología		Estructura fija
Fabricante		Reneergy
Modelo		MPH-2PV (30°) / 60P
Nº strings/mesa		2
Distancia estructuras (Pitch distance)	[m]	12
Tensión circuito CA - AT	[kV]	15

1.1. DATOS METEOROLÓGICOS

Este primer apartado consiste en generar una base de datos de radiación solar horaria sobre una superficie horizontal, a partir de los valores diarios medios mensuales procedentes de la base de datos de del TMY¹ de la base de datos SARA2 de PVGIS [1] en función de la ubicación.

- **Meteonorm [2]**

Meteonorm es una base de datos meteorológicos que almacena datos climatológicos completos para aplicaciones de ingeniería solar en cualquier lugar del mundo. Los resultados son generados mediante modelos probabilísticos utilizando los promedios mensuales a largo plazo y extrapolándolos para crear un año típico. Dichos resultados representan un año medio del período de tiempo climatológico seleccionado en función de la configuración del usuario. En consecuencia, los resultados no representan un año histórico real, sino un año hipotético que representa estadísticamente las condiciones típicas del lugar seleccionado.

Meteonorm, desarrollada por Meteotest, es una fuente de datos de radiación solar que goza de un amplio uso en la industria de la energía solar. Con más de tres décadas de experiencia (lanzada por primera vez en 1985), se ha convertido en la base de datos meteorológicos estándar para las simulaciones de energía solar. Además, es la base de datos meteorológicos predeterminada en programas de diseño fotovoltaico populares, como PVSyst o PVSOL.

De este modo, la herramienta de estandarización ofrece a los desarrolladores y usuarios de programas de diseño de ingeniería el acceso a una base de datos meteorológicos completa y uniforme. Estos datos permiten calcular la generación de energía fotovoltaica en cualquier ubicación, permitiendo al usuario conocer las ventajas o desventajas que tendría instalar un equipo fotovoltaico en una zona geográfica. Asimismo, la base de datos sirve como punto de referencia meteorológica para la investigación medioambiental, la agricultura o la silvicultura.

La plataforma de Meteonorm no sólo se incluye una amplia gama de bases de datos de todo el mundo, sino también cuenta con una variedad de modelos computacionales desarrollados en programas de investigación a nivel internacional. El método de cálculo empleado varía en función de los requisitos del usuario y puede emplear hasta cuatro modelos distintos.

¹ Año meteorológico típico (TMY) por sus siglas en inglés *Typical Meteorological Year*.

- DATOS METEOROLÓGICOS**

A continuación, se muestran los resultados de la radiación solar media mensual en una superficie horizontal, extraídas de la base de datos PVGIS SARA2 del último periodo disponible (año 2020):

Tabla 2. Datos meteorológicos mensuales. Fuente: [1].

Mes	GHI ² (kWh/m ²)	DHI (kWh/m ²)	Temp (°C)
Enero	70,37	46,01	12,30
Febrero	104,13	48,24	13,20
Marzo	126,32	57,46	13,70
Abril	165,88	62,21	16,30
Mayo	218,52	67,65	20,70
Junio	215,24	69,69	23,10
Julio	222,23	69,73	26,50
Agosto	193,53	65,95	26,80
Septiembre	146,24	58,20	23,10
Octubre	112,93	56,11	18,40
Noviembre	76,50	46,46	16,50
Diciembre	64,55	43,80	12,20
Anual	1716,44	691,50	18,57

Serán de especial interés dos parámetros: por un lado, la Irradiancia Horizontal Global que mide la cantidad total de luz recibida por un metro cuadrado en el suelo e incluye tanto la irradiación normal directa (DNI³) como la irradiación horizontal difusa (DHI⁴).

Por otro lado, la irradiación horizontal difusa es la cantidad de radiación recibida por unidad de área por una superficie (no sujeta a ninguna sombra) que no llega en una trayectoria directa desde el sol, sino que ha sido dispersada por las moléculas y partículas de la atmósfera y llega por igual desde todas las direcciones.

Se estima una irradiación global horizontal de **1.716,44 kWh/m²** de los cuales **691,50 kWh/m²** corresponden a irradiación solar que incide directamente sobre las células.

² De sus siglas en inglés *Global Horizontal Irradiation*.

³ De sus siglas en inglés *Direct Normal Irradiation*.

⁴ De sus siglas en inglés *Difuse Horizontal Irradiation*

2. ESTUDIO DE PRODUCCIÓN

Para determinar la energía que puede producir la planta, se ha empleado el software de simulación PVSyst ya que cuenta con una amplia base de datos. En este estudio de producción, se ha empleado la simulación en 3D (Figura 1), teniendo en cuenta los principales elementos que producen sombras en la planta, e importando el layout realizado en PVCase.

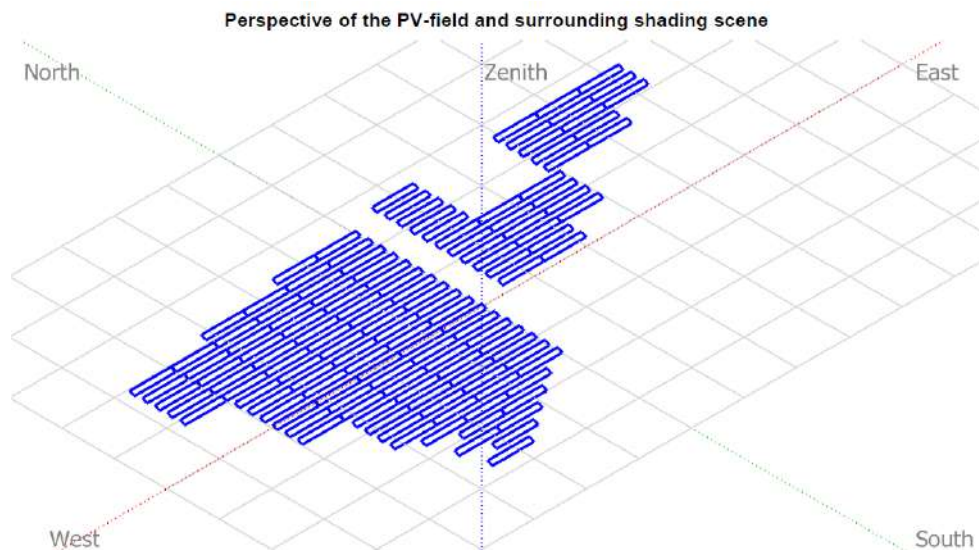


Figura 1. Modelo tridimensional de la instalación Moreiras Solar. Fuente: Simulación de PVSyst [3]

2.1. PRODUCCIÓN DE LA IMPLANTACIÓN 3D

La metodología utilizada para la estimación de producción de energía está basada en un año meteorológico tipo. De manera resumida, estas son sus etapas:

- Proceso de simulación con el software PVSyst: Cálculo de la energía incidente efectiva, transformación de la irradiación en el plano colector y cálculo de energía en el inversor a punto de máxima potencia (MPP).
- Pérdidas en el sistema y ajuste de la relación de rendimiento (Performance Ratio)
- Cálculo de la producción de energía en el año cero (Resultados)

A continuación, se explica el proceso de cálculo para determinar la cantidad de energía generada en el punto de conexión para el año cero de operación de la instalación solar, así como la distribución mensual típica para la previsión de producción de energía anual. El informe de resultados de PVSyst se adjunta al documento en el ANEXO I: ESTUDIO DE PRODUCCIÓN – PVSYST

CÁLCULO DE LA ENERGÍA EFECTIVA

Utilizando los datos de irradiancia global horizontal, temperatura y radiación difusa se lleva a cabo el cálculo de radiación global y difusa en el plano fotovoltaico para la instalación simulada. Este cálculo toma en consideración la trayectoria del sol en la ubicación del proyecto y se aplica el factor de corrección por inclinación de los módulos en cada momento. Este factor de corrección representa la pérdida de captación de radiación que sufre el módulo cuando no está totalmente perpendicular a la radiación solar.

El resultado de este cálculo es la "Energía real incidente", que representa la radiación que alcanza efectivamente la superficie de la célula fotovoltaica.

Para determinar la relación entre la irradiancia en el plano del módulo y la irradiancia horizontal se calcula el factor de transposición (TF) para cada componente de la irradiancia. Para ello, PVSyst ofrece dos modelos de ejecución:

- El modelo Hay: es un modelo clásico y confiable que muestra buenos resultados incluso cuando no se disponen de datos detallados de la radiación difusa.
- El modelo Pérez (Pérez, Ineichen et al.): es el modelo más sofisticado y requiere datos precisos de radiación horizontal para obtener resultados precisos.

El tratamiento de la componente difusa es diferente en cada uno de los dos modelos:

- En el **modelo Hay**, la radiación difusa se divide en contribución isotrópico y "circunsolar" proporcional a la componente del haz. Por la transposición, la porción media esfera isotrópico se reduce de acuerdo con el ángulo sólido de la bóveda celeste "visto" por el plano (es decir, la fracción $(1 + \cos i) / 2$, donde "i" es el ángulo de inclinación). El circunsolar se transpone geométricamente como el haz componente.
- El **modelo de Pérez-Ineichen** introduce la "banda horizonte" como una tercera componente difusa. Se divide el cielo en sectores, y parametriza la transformación de la banda circunsolar y el horizonte de acuerdo con correlaciones establecidas en la base de datos de varias mediciones locales distribuidas en todo el mundo.

El componente de albedo se evalúa de la misma manera en ambos modelos como una fracción dada (relación de albedo) del total, ponderado por la fracción de "rodaja de naranja" definida entre la horizontal y la extensión del plano inclinado, que es una fracción $(1 - \cos i) / 2$ de media esfera. Para la simulación se estima un valor de albedo de 0,2 como se explicará en los siguientes apartados.

El resultado de los cálculos del presente informe se basa en el modelo Pérez.

ENERGÍA "VIRTUAL" DE MPP

El software realiza el cálculo de la temperatura de los módulos teniendo en cuenta el equilibrio entre la energía absorbida y las pérdidas de calor. Además, determina la potencia disponible en el punto de máxima potencia MPP (energía "virtual", funcionamiento perfecto, disponible en bornas del inversor).

ENERGÍA DEL SISTEMA, PÉRDIDAS Y PR

Para realizar un análisis completo y preciso de la previsión energética, es necesario definir las pérdidas del sistema fotovoltaico. Las pérdidas consideradas en este estudio se aplicarían sobre la Producción Anual de Referencia, Y_r (Reference Yield) calculada utilizando la siguiente fórmula:

$$Y_r = P_{STC} \cdot \frac{IGI}{G_{STC}}$$

Dónde:

- P_{STC} : suma de la potencia nominal de los módulos en condiciones STC.
- IGI : irradiación global en el plano inclinado (plano de los módulos) sin contar pérdidas por sombras.
- G_{STC} : irradiancia en condiciones STC (1000 W/m²).

La producción anual de referencia equivale a la producción de energía de un sistema fotovoltaico con PR (Performance Ratio) de 100 %. La pérdida total calcula a partir de la siguiente relación:

$$\text{Producción de energía certificada} = Y_r \cdot (1 - \text{Total de pérdidas})$$

Los factores de pérdida utilizados para calcular la producción de energía certificada se describen en los siguientes apartados.

- **TRAYECTORIA SOLAR Y HORIZONTE**

La radiación recibida por los módulos estará directamente influenciada por la trayectoria solar y el perfil del horizonte del emplazamiento. En las horas en las que el sol está por debajo del perfil del horizonte, proyectará su sombra sobre la instalación, lo que significa que no se sentirá ninguna radiación directa. Este sombreado se le denomina sombreado lejano.

- **PÉRDIDAS POR NIVEL DE RADIACIÓN**

Cuando la intensidad de la luz que reciben los módulos de silicio cristalino disminuye, su eficiencia suele disminuir. Es decir, cuando la radiación es inferior a 1000 W/m², la eficiencia del módulo se reduce de acuerdo con los valores de la hoja de datos del módulo. Las pérdidas se calculan en PVSyst utilizando el archivo.pan del módulo utilizado.

- **ALBEDO**

El albedo es la cantidad de radiación que la superficie refleja en comparación con la radiación incidente, y se expresa en forma de porcentaje. Las superficies con mayores valores de albedo son claras y brillantes mientras que las superficies oscuras y mates tienen menor albedo, cercanos al 4 %. La simulación se ha llevado a cabo suponiendo un valor de albedo del 20 %⁵. Esto significa que aproximadamente el 20% de la radiación se refleja desde la superficie, mientras que el 80% restante es absorbido a través del material.

- **PÉRDIDAS POR SUCIEDAD**

La suciedad acumulada en la superficie de los módulos tiene un impacto negativo en su producción de energía, al bloquear parte de la radiación incidente. El factor de suciedad depende de diversos factores, como la suciedad depositada por lluvia o la acumulación de polvo.

Para mejorar el rendimiento de la instalación, se debe contar con un riguroso proceso de limpieza. Teniendo en cuenta la ubicación del proyecto y los métodos de limpieza previstos, se ha adoptado para esta simulación un factor de pérdidas por suciedad del 2%.

- **PÉRDIDAS DEL MÓDULO: SOMBREADOS CERCANOS (PÉRDIDA POR IRRADIACIÓN)**

El término “sombreado cercano” son los sombreados por elementos cercanos al campo solar. El hecho de sombrear un solo módulo influye negativamente en el rendimiento de todo ese string ya que se modifica el punto de funcionamiento dentro de la curva I-V, alejándolo del punto de máxima potencia (MPP).

Estos sombreados pueden estar generados por elementos ajenos a la propia instalación como vegetación, arbolado o edificios cercanos, así como por elementos propios de la instalación. El principal elemento de sombreado son los propios módulos. Los módulos de la fila n producirán un sombreado sobre las filas adyacentes (n+1 y n-1) dependiendo de la altura del sol, y estas sombras serán más pronunciadas cuando el sol esté más bajo en el horizonte. Para minimizar el sombreado entre módulos, los seguidores deben instalarse a una distancia mínima de separación (pitch distance).

- **PÉRDIDAS DEL MÓDULO: ÁNGULO DE REFLEXIÓN Y PÉRDIDAS ESPECTRALES**

La propia superficie de los módulos produce reflexiones que causan pérdidas. Esta pérdida aumenta acorde al ángulo de incidencia. Los módulos cuentan con cristales antirreflejo aumentando así la cantidad de luz absorbida y mejorando de este modo su rendimiento.

⁵ Un albedo del 20 % es correspondiente al valor típico para suelos terrestres sin vegetación.

- **PÉRDIDAS DEL MÓDULO: TEMPERATURA**

La temperatura de la célula tiene un efecto lineal sobre los parámetros de funcionamiento del módulo. Este incrementará su intensidad mientras que su tensión y potencia se verá reducida a medida que la temperatura de célula supera los 25 °C, temperatura en STC, lo que implica una pérdida de energía debido a las altas temperaturas. Para determinar la temperatura real de los módulos en cada momento, PVSyst utiliza dos parámetros térmicos: U_c y U_v que representan los factores de pérdida constante y pérdida del viento, respectivamente. Los valores de referencia utilizados son $U_c = 29 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ y $U_v = 0 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$, ya que no se han realizado pruebas de viento en el lugar específico de la instalación.

- **PÉRDIDAS DEL MÓDULO: CALIDAD DE LOS MÓDULOS**

Los módulos fotovoltaicos tienen tolerancias en su fabricación, por ejemplo, la potencia nominal en STC tiene cierta dispersión, por lo general de tipo Gauss. La tolerancia garantizada por los fabricantes en cuanto a la potencia pico del módulo es del 0-15 % con respecto a lo indicado en la ficha técnica, es decir, en condiciones STC el módulo siempre tendrá la potencia declarada o una superior.

- **PÉRDIDAS DEL MÓDULO: MISMATCH**

Las pérdidas por mismatch están relacionadas con las diferencias entre los módulos que componen los strings. El inversor opera con una tensión e intensidad determinadas, es decir, existe una única intensidad que circula por cada string. Dichas condiciones vendrán marcadas por los parámetros más desfavorables del módulo más desfavorable del string. La diferencia entre la suma de las potencias los módulos con respecto a la potencia individual de los módulos en MPP se conoce como la pérdida por mismatch.

A su vez, puede haber módulos cuya curva I-V se vea seriamente comprometida. Esto puede estar producido por el sombreado de alguno de los módulos, de modo que la corriente del string viene determinada por la corriente del módulo más crítico. Estas pérdidas se modelan siguiendo una distribución de Gauss considerando una pérdida de mismatch media del 0,4 %.

- **PÉRDIDAS DEL MÓDULO: LID (DEGRADACIÓN INDUCIDA POR LA LUZ)**

La pérdida por LID⁶ es una pérdida irrecuperable de rendimiento que experimenta el módulo durante las primeras horas de exposición al sol de los módulos cristalinos. Esta puede afectar al rendimiento real del módulo.

⁶ De sus siglas en inglés *Light Induced Degradation*.

- **PÉRDIDAS DEL MÓDULO: ESTIMACIÓN DE LA DEGRADACIÓN**

La garantía del fabricante del módulo indica una degradación lineal anual. Para el año 0, en la simulación, se toma un valor de degradación del 1,5 %, mientras que, para los años siguientes de operación del parque, el valor de la degradación disminuiría a un 0,45% por año.

- **PÉRDIDAS EN EL CABLEADO DE BAJA TENSIÓN EN CC Y CA.**

Las pérdidas eléctricas por el cableado de BT en corriente continua (CC) y corriente alterna (CA) se han calculado teniendo en cuenta la sección del cableado, su longitud, la intensidad que transporta y la configuración de este. Los criterios de selección de cableado deben cumplir entre otros, el criterio de pérdidas máximas en condiciones STC del 0,75 %.

- **PÉRDIDAS EN LOS CABLEADOS EN MT Y CA**

El cableado de media tensión se utiliza para evacuar la potencia recogida en el CT hasta las celdas de entrada del centro de seccionamiento. Los criterios de selección de cableado deben cumplir entre otros, el criterio de pérdidas máximas en condiciones STC del 5,0 %. Las pérdidas medias anuales asumidas de la instalación son del 0,6% de acuerdo con las estimaciones basadas en instalaciones solares similares.

- **PÉRDIDAS EN EL INVERSOR**

Una vez determinada la irradiación global efectiva incidente, se estudia el comportamiento del inversor:

- Si la tensión de las cadenas no alcanza el límite inferior de funcionamiento del inversor, el inversor considera que el string tiene un circuito abierto ($I = 0$ y $V = V_{oc}$).
- Si la potencia del inversor a la entrada es superior a su potencia nominal de salida, su comportamiento puede ser de dos tipos (de acuerdo con sus especificaciones técnicas):
 - Limitante: en donde disminuye la corriente de funcionamiento.
 - De corte: en donde la potencia es igual a cero.
- En funcionamiento normal, el inversor trabaja en el MPP por lo que su potencia de entrada es E_{ArrMPP} y la potencia de salida se calculan de acuerdo con su curva de eficiencia.

Las siguientes pérdidas tienen que ser consideradas en relación con el funcionamiento de los inversores y dependerán del dimensionamiento de strings e inversores, así como de las condiciones meteorológicas:

- Pérdidas debidas a la superación de la potencia nominal del inversor.
- Pérdidas debidas al umbral de potencia.
- Pérdidas debidas a la superación de la tensión nominal del inversor.
- Pérdidas debidas al umbral de tensión.
- Pérdidas por conversión eléctrica DC/AC.
- Pérdidas por consumos del propio inversor.

- **PÉRDIDAS EN LOS TRANSFORMADORES**

Las pérdidas en el centro de transformación se modelan según el número de transformadores, en este caso uno, y sus pérdidas: pérdidas constantes (“de hierro”) y pérdidas resistivas.

- **CONSUMOS AUXILIARES**

La instalación solar incorpora transformadores para abastecer los diferentes consumos auxiliares, aunque también podrían ser abastecidos mediante la conexión a la red de distribución circundante. Entre otros, se destaca el consumo del sistema de seguridad y vigilancia.

- **INDISPONIBILIDAD**

Se trata de un factor (factor de indisponibilidad) que cuantifica los periodos en los que la planta no está en funcionamiento y, consecuentemente, su producción es nula. Estas indisponibilidades son debidas a labores de operación y mantenimiento o por fallos y averías. Se puede establecer una tasa de indisponibilidad en porcentaje o en días/año, o se pueden programar periodos de indisponibilidad si se conocen. En el proyecto se considera una indisponibilidad anual del 2%.

Todos los valores de pérdidas considerados se pueden consultar dentro del diagrama de Sankey expuesto en el ANEXO I: ESTUDIO DE PRODUCCIÓN – PVSYST.

RESULTADOS PRODUCCIÓN

La configuración de planta y parametrización de pérdidas están hechas para obtener la estimación de producción específica y PR (Performance Ratio). En la simulación se han tenido en cuenta todas las pérdidas anteriormente señaladas. Además, se ha utilizado como fuente de radiación el año típico meteorológico (TMY) de PVGIS para el emplazamiento. Los resultados obtenidos son los siguientes:

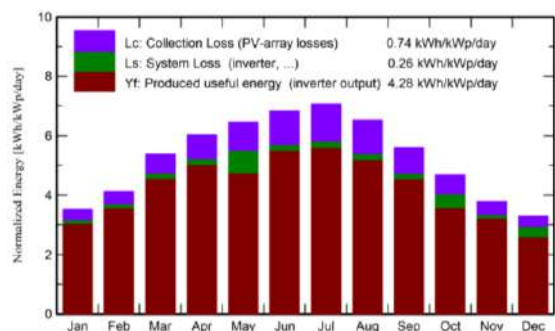
- Producción anual: **7.670 MWh/año**
- Producción específica: **1.561 kWh/kWp/año**
- PR (Performance Ratio): **81,05 %**

La Tabla 3 se muestran los datos de irradiación recibida, la energía proporcionada por el conjunto y la energía que recibe la red para el año cero calculada tras la simulación:

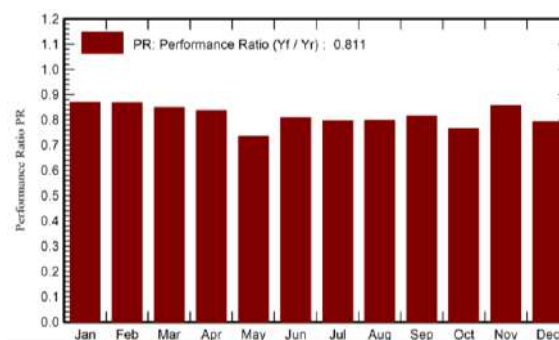
Tabla 3. Balances y resultados principales. Fuente: Simulación de PVsyst [3].

Mes	Glob _{hor} [kWh/m ²]	Dif _{hor} [kWh/m ²]	T _{amb} [°C]	Glob _{inc} [kWh/m ²]	Glob _{eff} [kWh/m ²]	E _{array} [MWh]	E _{grid} [MWh]	PR ratio
Enero	67,70	28,49	8,27	108,8	104,30	482,50	464,20	0,87
Febrero	82,10	38,15	9,00	115,5	110,70	510,50	491,90	0,87
Marzo	133,80	55,61	12,17	166,9	160,40	723,40	696,30	0,85
Abril	165,90	65,59	14,87	181	173,40	771,80	743,00	0,84
Mayo	202,20	76,51	19,16	200,4	191,80	839,00	723,30	0,74
Junio	215,40	83,41	23,55	204,6	195,70	843,10	812,00	0,81
Julio	225,70	73,18	26,31	218,8	209,70	889,40	855,80	0,80
Agosto	1911,00	74,33	26,11	202,2	193,80	823,70	792,50	0,80
Septiembre	142,30	54,06	21,63	167,8	161,10	698,60	672,20	0,82
Octubre	107,90	44,28	18,49	145,2	139,50	616,30	545,70	0,77
Noviembre	72,50	31,89	12,94	113,1	108,20	494,10	476,20	0,86
Diciembre	60,40	26,69	9,49	102	96,60	448,10	397,00	0,79
Anual	1667,00	652,21	16,88	1926,40	1845,20	8140,50	7670,00	0,811

Haciendo hincapié en los índices energéticos, se muestran los valores mensuales de las producciones normalizadas (Figura 2) y la proporción de rendimiento, PR (Figura 3)



*Figura 2. Producciones normalizadas por kWp instalado.
Fuente: Simulación de PVsyst [3]*



*Figura 3. Proporción de rendimiento (Performance ratio).
Fuente: Simulación de PVsyst [3]*

En la figura de la izquierda se muestran las producciones normalizadas en forma de gráfico de barras. Cada barra total del mes se trata de toda la energía que se podría haber obtenido teóricamente, donde, las franjas moradas y verdes representan las pérdidas y la barra restante marrón es la energía útil producida cada mes. Por otro lado, la figura de la derecha representa la proporción de rendimiento (Performance ratio) de cada mes.

Se pueden extraer los siguientes resultados:

- La mayor producción se obtiene en los meses de verano, puesto que son los meses en los que la radiación solar incidente es mayor.
- Los meses en los que hay mayores pérdidas también corresponden a verano (mayo, junio, julio y agosto). Esto se debe a que las temperaturas de trabajo alcanzadas en el módulo son mayores y, por tanto, la tensión de trabajo disminuye, haciendo que la operación no sea óptima.
- Relacionado con lo anterior, se observa que el rendimiento de la producción es mayor en los meses fríos, donde se alcanzan valores del 87%. Sin embargo, en el mes de mayo desciende hasta el 72%, siendo la media anual de 81,1%.

La distribución de probabilidad de producción de la planta solar fotovoltaica de forma gráfica es la siguiente:

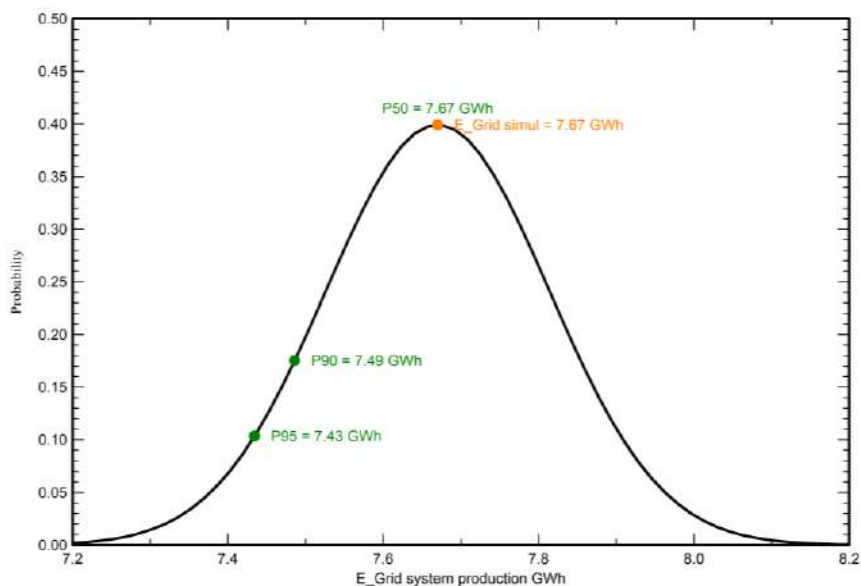


Figura 4. Distribución de probabilidad de producción del sistema. Fuente: Simulación de PVsyst [3].

Este enfoque probabilístico estima la producción anual esperada del sistema con una probabilidad del 50%, (P50), del 90% (P90) y del 95% (P95). En la situación óptima, en P50, se obtendría una producción máxima anual de **7,67 GWh** teniendo en cuenta posibles pérdidas del sistema.

3. CÁLCULO DE LA TEMPERATURA DEL MÓDULO

Para el dimensionamiento de los strings y los inversores es preciso conocer las condiciones meteorológicas locales, ya que, la potencia generada, la tensión y la corriente dependen de la temperatura de las células solares.

La información climática necesaria se obtiene de la base de datos *NASA POWER Database* [4] que, basándose en registros meteorológicos, ofrece datos horarios de temperatura con horizonte temporal de 20 años. Esta base de datos especialmente útil en casos similares al proyecto que se desarrolla, debido a la ausencia de estaciones meteorológicas cercanas al emplazamiento con registros meteorológicos históricos.

FUENTE METEOROLÓGICA	
Fuente	NASA/POWER CERES/MERRA2 Native Resolution Hourly Data
Variable obtenida	T2M - MERRA-2 Temperature at 2 Meters (C)
Resolución	Horaria
Latitud	39,619
Longitud	2,902
Altitud	120 m
Fecha inicio de datos	01/01/2012
Fecha fin de datos	01/01/2021

Los datos de T2M⁷ se obtienen con resolución horaria por lo que es necesario realizar un filtrado de los datos. Por ello, se analiza la temperatura ambiente durante las horas de operación (de 9:00 a 18:00 horas) de la instalación siguiendo la simulación realizada en PVSyst, detectando los valores de temperatura máxima y mínima del emplazamiento en horas efectivas.

- Temperatura máxima: 43,87 °C
- Temperatura mínima: 0,74 °C

La temperatura del módulo depende principalmente de dos factores: de la temperatura ambiente y de la cantidad de radiación solar que recibe. La temperatura del módulo aumenta cuanto mayor sea la temperatura ambiente y el nivel de radiación.

Esta relación se puede describir mediante la siguiente ecuación:

$$T_{mód} = T_{amb} + \frac{NOCT - 20^{\circ}C}{800} \cdot G$$

⁷ T2M es la temperatura a 2 metros del suelo.

Siendo:

- T_{amb} : la temperatura ambiente exterior en °C.
- 20 °C: la temperatura de célula en condiciones nominales de funcionamiento NOTC⁸.
- STC : la temperatura en condiciones estándar de la célula en °C.
- G : la irradiancia solar en condiciones de cálculo, siendo las condiciones estándar STC 1000 W/m², una temperatura de célula de 25 °C y un valor espectral de 1,5 AM.

Con los datos obtenidos en la simulación en PVSyst se puede comprobar que las temperaturas máximas se dan en los momentos de máxima radiación, aproximadamente 1000 W/m², mientras que las temperaturas mínimas se dan en las horas de amanecer y atardecer, con valores de radiación inferiores a 300 W/m². Por ello, la temperatura máxima del módulo será calculada para condiciones de temperatura máxima ambiente y 1000 W/m² de radiación, mientras que la temperatura mínima del módulo será calculada para condiciones de temperatura mínima ambiente y 300 W/m² de radiación.

Mediante el cálculo anteriormente descrito se obtienen las temperaturas máximas y mínimas de célula para el proyecto. En la Tabla 4 se muestran los resultados obtenidos:

Tabla 4. Resultados cálculo temperatura del módulo. Fuente: [4]

TEMPERATURAS DE MÓDULO		
Temperatura máxima módulo (1000 W/m ²)	[°C]	70,12
Temperatura máxima ambiente	[°C]	43,87
Temperatura mínima módulo (300 W/m ²)	[°C]	7,38
Temperatura mínima ambiente	[°C]	-0,5

⁸ De sus siglas en inglés “Nominal Operating Cell Temperature”

4. CÁLCULO DEL GENERADOR – DIMENSIONAMIENTO STRINGS

Un “string” se define como la cantidad de módulos fotovoltaicos conectados en serie. Con ello, se obtiene un rango de tensión de salida apto para el inversor y el circuito de distribución interna de la instalación fotovoltaica. Para asegurar el correcto dimensionamiento de los strings es importante conocer los parámetros de funcionamiento del módulo y el inversor empleado. Conociendo estos parámetros eléctricos, se puede determinar la configuración óptima de los strings para aprovechar al máximo la energía producida.

Los parámetros de funcionamiento del módulo y el inversor son los siguientes:

CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO		
Potencia unitaria	[W]	655
Tensión en punto de máxima potencia - V_{MPP}	[V]	38,10
Corriente en el punto de máxima potencia - I_{MPP}	[A]	17,20
Tensión en circuito abierto - V_{OC}	[V]	45,20
Corriente de cortocircuito - I_{SC}	[A]	18,43
Tensión máxima del sistema	[V]	1.500
Tensión mínima de funcionamiento a potencia nominal	[V]	860
Tensión máxima de funcionamiento a potencia nominal	[V]	1.300
Coeficiente de temperatura de la potencia máxima	[%/°C]	-0,34
Coeficiente de temperatura de VOC	[%/°C]	-0,26
Coeficiente de temperatura de ISC	[%/°C]	0,05
Temperatura nominal de operación	[°C]	41 ± 3

CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR - INPUT		
Tensión máxima de entrada	[V]	1.500
Intensidad máxima por MPPT	[A]	40
Intensidad máxima de cortocircuito por MPPT	[A]	60
Tensión mínima de arranque	[V]	550
Rango MPPT	[V]	500-1.500
Tensión nominal de entrada	[V]	1.080
Nº de MPPT		2
Nº de entradas		12

El dimensionado del string se basa en el estudio de las tensiones e intensidades para las diferentes condiciones atmosféricas en las que operará la planta. Los coeficientes de temperatura reflejan como la temperatura afecta de manera lineal a los parámetros de producción. Los datos nominales de los módulos se establecen en condiciones STC, lo que significa que se toma una temperatura de módulo de 25 °C como referencia.

Teniendo en consideración lo expuesto, las ecuaciones que rigen el comportamiento térmico del módulo son las siguientes:

- Tensión del módulo en su punto de máxima potencia:

$$V_{MPP} = V_{MPP\ STC} \cdot [1 + \beta \cdot (T_{mód} - 25\ ^\circ C)]$$

- Intensidad del módulo su punto de máxima potencia:

$$I_{MPP} = I_{MPP\ STC} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_{mód} - 25\ ^\circ C)]$$

- Tensión del módulo en circuito abierto:

$$V_{OC} = V_{OC\ -\ STC} \cdot [1 + \beta \cdot (T_{mód} - 25\ ^\circ C)]$$

- Intensidad del módulo en circuito abierto:

$$I_{SC} = I_{SC\ -\ STC} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_{mód} - 25\ ^\circ C)]$$

Siendo:

- $V_{MPP-STC}$: Tensión del módulo en el punto de máxima potencia en condiciones estándar.
- $I_{MPP-STC}$: Intensidad en el punto de máxima potencia en condiciones estándar.
- V_{OC-STC} : Tensión del módulo en circuito abierto en condiciones estándar.
- I_{SC-STC} : Intensidad del módulo en cortocircuito en condiciones estándar.
- T_{MOD} : Temperatura del módulo, que se evalúa utilizando la temperatura nominal de operación de la célula y viene determinado por el fabricante
- α/β : Coeficiente de variación de la tensión/intensidad en circuito abierto/ cortocircuito frente a un cambio de temperatura de célula con respecto a la temperatura STC, 25 °C.

Las restricciones del string vienen impuestas por las necesidades del sistema y el inversor, no pudiéndose superar las tensiones máximas de 1.500 V y 1.300 V, ni las mínimas de 550 V y 860 V. Además, la tensión en condiciones de operación normales debe ser superior a la tensión de arranque para cualquier temperatura y la intensidad no debe superar la intensidad máxima admisible por input. Se realiza el estudio de tensión máxima y mínima de los strings en función del número de módulos en serie que lo formen. Para ello se analizan cuatro casos discriminados en dos condiciones de operación:

1. La tensión en el punto de máxima potencia MPP a la temperatura máxima $V_{MPPT} (T_{MAX})$ debe ser menor que la tensión máxima de funcionamiento a potencia nominal del inversor.
2. La tensión en el punto de máxima potencia a la temperatura mínima $V_{MPPT} (T_{MIN})$ debe ser mayor que la tensión mínima de funcionamiento a potencia nominal del inversor.
3. La tensión en circuito abierto a la máxima temperatura $V_{OC} (T_{MAX})$, debe ser superior a la tensión mínima de arranque del inversor.
4. La tensión en circuito abierto a la mínima temperatura $V_{OC} (T_{MIN})$, debe ser inferior a la tensión máxima de entrada del inversor.

Teniendo en cuenta que la conexión serie mantiene la intensidad de sus elementos y suma sus tensiones se determina el número de módulos a conectar en serie en el denominado string.

4.1. RESULTADOS DEL CÁLCULO

Tabla 5. Resultado cálculo módulos/string. Fuente: Elaboración propia.

ELECCIÓN MÓDULOS/STRING				
Ns	V MIN	V MAX	V MAX	V MAX
	V MPPT (T MAX)	V MPPT (T MIN)	V OC (T MIN I)	V OC (T MIN II)
1	31,23	38,17	44,42	45,29
...	...	...	...	...
5	156,14	190,87	222,10	226,43
6	187,36	229,04	266,52	271,72
7	218,59	267,21	310,94	317,01
8	249,82	305,39	355,36	362,30
9	281,04	343,56	399,78	407,58
10	312,27	381,73	444,20	452,87
11	343,50	419,91	488,62	498,16
12	374,73	458,08	533,04	543,44
13	405,95	496,25	577,46	588,73
14	437,18	534,43	621,88	634,02
15	468,41	572,60	666,30	679,30
16	499,64	610,77	710,72	724,59
17	530,86	648,95	755,14	769,88
18	562,09	687,12	799,56	815,17
19	593,32	725,29	843,98	860,45
20	624,54	763,47	888,41	905,74
21	655,77	801,64	932,83	951,03
22	687,00	839,81	977,25	996,31
23	718,23	877,99	1021,67	1041,60
24	749,45	916,16	1066,09	1086,89
25	780,68	954,33	1110,51	1132,17
26	811,91	992,51	1154,93	1177,46
27	843,13	1030,68	1199,35	1222,75
28	874,36	1068,85	1243,77	1268,04
29	905,59	1107,03	1288,19	1313,32
30	936,82	1145,20	1332,61	1358,61
31	968,04	1183,37	1377,03	1403,90
32	999,27	1221,55	1421,45	1449,18
33	1030,50	1259,72	1465,87	1494,47
34	1061,73	1297,89	1510,29	1539,76
35	1092,95	1336,07	1554,71	1585,04
36	1124,18	1374,24	1599,13	1630,33
37	1155,41	1412,41	1643,55	1675,62
38	1186,63	1450,59	1687,97	1720,90
39	1217,86	1488,76	1732,39	1766,19
40	1249,09	1526,93	1776,81	1811,48

Tal y como se observa en la Tabla 5, se puede comprobar que por encima de 28 módulos en serie se cumple la tensión de arranque mínima requerida por el inversor ($V_{\text{MÍN MPP}} = 860 \text{ V}$) mientras que el número máximo de módulos a conectar en serie es 33 ($V_{\text{MÁX MPP}} = 1.300 \text{ V}$) por limitaciones en condiciones de circuito abierto y temperatura mínima.

Para el proyecto de la Planta Fotovoltaica Moreiras Solar, se han seleccionado **30 módulos en serie** con un total de 250 cadenas de módulos. De esta manera se garantiza el correcto funcionamiento de los strings y los inversores en su conjunto.

5. CÁLCULO DEL GENERADOR – DIMENSIONAMIENTO INVERSORES

5.1. DIMENSIONADO DE STRINGS POR INVERSOR

El número de strings que puede recoger cada inversor está definido según la intensidad admisible del inversor. Los inversores seleccionados tienen una intensidad máxima de entrada la cual no podrá superarse.

De forma similar al dimensionamiento del string, se ha de considerar el caso más desfavorable, es decir las condiciones en las que se produzca la máxima intensidad por los string. Hay dos casos que se deben considerar: la intensidad en operación y la intensidad de cortocircuito. En ambos se debe aplicar una corrección por temperatura, siendo el caso más desfavorable aquel en el que la temperatura es máxima.

- Intensidad en el punto de máxima potencia:

$$I_{MPP} = I_{MPP\ STC} \cdot [1 + \beta \cdot (T_{mód} - 25^{\circ}C)]$$

- Intensidad de cortocircuito:

$$I_{SC} = I_{SC-STC} \cdot [1 + \beta \cdot (T_{módulo} - 25^{\circ}C)]$$

Siendo:

- $I_{MPP-STC}$ la intensidad en el punto de máxima potencia en condiciones estándar.
- I_{SC-STC} la intensidad en cortocircuito en condiciones estándar.
- β el coeficiente de la variación de la intensidad de cortocircuito frente a un cambio de temperatura de célula con respecto a la temperatura STC, 25 °C.

La conexión en el inversor es una conexión en paralelo entre todas las cadenas de módulos en serie. La tensión de operación es constante e independiente del número de strings conectados, mientras que la intensidad es directamente proporcional al número de strings. Según la ficha técnica del fabricante se cuenta con 12 entradas con seguimiento en el punto de máxima potencia (MPPT) y pudiendo conectar a cada una de ellas 2 cadenas, sumando un total de 24 cadenas de módulos en serie.

Conociendo el número de strings máximos recomendables por MPPT, se procede al cálculo de la corriente máxima y de cortocircuito del inversor en su totalidad ya que, en la ficha técnica, se especifica en función del número de MPPT siendo la corriente en el punto de máxima potencia admisible por MPPT, $I_{MP}/MPPT$, 40 A y la corriente de cortocircuito admisible por MPPT, $I_{SC}/MPPT$, de 60 A.

Cada string cuenta con las corrientes que recoge el fabricante, Canadian Solar, I_{MP} de 17,20 A e I_{SC} de 18,43 A. Estos valores son para condiciones estándar de operación, por ello deben ser corregidas según el coeficiente de variación que establece el fabricante de 0,05 %/°C.

Con ello, y aplicando las ecuaciones de intensidad en el punto de máxima potencia y de cortocircuito se obtienen los siguientes valores en función del número de strings por MPPT:

Tabla 6. Corrientes máximas admisibles por el inversor. Fuente: Elaboración propia.

Número de strings/MPPT	$I_{MPP} T_{máx}$	$I_{sc} T_{máx}$
1	17,80	19,07
2	35,59	38,14
3	53,39	57,21
4	71,19	76,28

Se observa en la Figura 6 de resultados que el número de strings por MPPT está limitado a dos, restringido por la I_{MPP} admisible/MPPT (40 A) y la I_{sc} admisible/MPPT (60 A) del inversor. Estas corrientes no deben superarse en ninguna circunstancia. Siguiendo este criterio no se deben superar los 24 strings por inversor, sin embargo, en este caso se cuenta con 250 strings y 14 inversores lo que supondrá un rango de **16 a 18 strings por inversor** para cumplir con los requisitos de diseño de la instalación.

5.2. DIMENSIONADO DEL NÚMERO TOTAL DE INVERSORES

El número total de inversores viene condicionado por dos factores: un número suficiente de inversores para recoger todos los strings y el cumplimiento del código de potencia en el punto de acceso a la red.

5.2.1. EN FUNCIÓN DEL NÚMERO DE STRINGS

La instalación cuenta con un total de 250 strings y, según el fabricante, cada string cuenta con 12 entradas con 2 puertos de entrada cada una, un total de 24 strings, por lo que serían necesarios 11 inversores. Sin embargo, solo serán necesarios **14 inversores** para convertir toda la potencia pico de la instalación.

5.2.2. CUMPLIMIENTO DEL CÓDIGO DE RED

Siguiendo con lo mencionado en el documento Nº1 Memoria, un criterio fundamental a evaluar es la capacidad de potencia reactiva que proporcionan los inversores a la capacidad máxima. Estos límites vienen descritos en el reglamento UE 2016/631-2016 [5] y sus consideraciones se recogen en uno de los apartados de la Norma Técnica de Supervisión.

- **Potencia en POI:** En las normativas anteriores se establece el valor límite requerido en el punto de conexión a la red, POI. Se determina que la relación entre la potencia reactiva en el punto de inyección y la potencia máxima concedida no debe exceder el límite de $\pm 0,3$. Por ello, la instalación debe ser capaz de inyectar un 30% del valor máximo de la potencia nominal concedida en POI en forma de potencia reactiva, es decir:

$$Q_{POI} = 0,3 \cdot P_{max,POI}$$

Con ello, es posible calcular la potencia aparente S_{POI} en el punto de conexión como:

$$S_{POI} = \sqrt{Q_{POI}^2 + P_{max,POI}^2}$$

Por tanto, se determina un factor de potencia $\cos(\varphi)$ de:

$$\cos(\varphi) = \frac{P_{max,POI}}{S_{POI}}$$

En la tabla mostrada continuación, se recogen los datos de energía a inyectar en POI en las condiciones más críticas en cuanto a potencia reactiva se refiere.

Tabla 7. Potencias inyectadas en el punto de conexión a la red. Fuente: Elaboración propia.

Potencias inyectadas en POI		
Potencia nominal POI, P_{POI}	[kW]	4.094
Potencia reactiva POI, Q_{POI}	[kVAr]	1.228
Potencia aparente en POI, S_{POI}	[kVA]	4.274
Factor de potencia en POI, $\cos(\varphi)$		0,958

- **Dimensionamiento de los inversores:** Una vez determinada la potencia aparente en POI, es necesario estimar las pérdidas del sistema de cara al dimensionamiento de los inversores. Entre la salida de los inversores y la inyección de energía en el punto de conexión se producen pérdidas debidas al cableado de corriente alterna de baja y media tensión, así como a los centros de transformación. Como valor de referencia se ha considerado un 10% de la potencia total. En base a ello, se puede calcular el número de inversores necesarios como:

$$S_{inv} = (1 + 10\%) \cdot S_{POI} \quad \text{siendo} \quad S_{inv} \leq 320 \text{ kVA} \cdot N_{inv}$$

Siendo el número total de inversores N_{inv} , se concluye que son necesarios **14 inversores** para cubrir la potencia, mismo número que el estimado en función del número de strings.

En resumen, se obtiene un total de **14 inversores** a cada uno de los cuales se conectarán entre **16 y 18 strings** por inversor hasta recoger los **250 strings** que componen la planta. Como demuestra el cálculo realizado, el inversor puede recoger los 18 strings sin comprometer su normal funcionamiento, al estar lejos de su límite técnico impuesto por la intensidad admisible en carga de 24 strings.

6. DIMENSIONAMIENTO DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

La instalación contará con un centro de transformación para cubrir la potencia total generada por el parque solar fotovoltaica. Esta decisión se ha tomado en base a una serie de justificaciones:

- Eficiencia en el uso del espacio: al tratarse de un espacio bastante limitado, aunque la parcela sea de gran tamaño, las servidumbres no permiten el uso completo de la parcela. El seleccionar un único CT se permite aprovechar mejor el espacio, pudiendo construir un mayor número de estructuras maximizando el aprovechamiento del terreno
- Mejor aprovechamiento de la capacidad del centro de transformación: los centros de transformación tienen una capacidad máxima de transformación de energía y, al tener solo uno, se puede aprovechar al máximo su capacidad, así como prevenir sobrecargas.
- Reducción de costes e infraestructura: el contar con un único CT reduce notablemente los costes de instalación, construcción de cimientos y estructuras o la implementación de sistemas de protección y control.
- Mejor gestión de la energía: un único centro de transformación facilita la gestión y control centralizado de la energía generada por la planta. Del mismo modo, simplifica la supervisión y monitorización en términos de eficiencia y rendimiento.
- Simplificación del diseño y operación: la interconexión de los módulos solares se concentra en un solo punto, lo que simplifica la configuración eléctrica y reduce la complejidad.

Como se expuso en la memoria, se establece que con 4.000 kW de potencia de entrada en corriente alterna será únicamente necesario un único centro de transformación, contando este con 14 entradas para 14 inversores independientes.

A continuación, se hace un resumen de la potencia instalada, tomando como potencia pico la multiplicación del número de strings por el número de módulos por string y la potencia de los módulos, y la potencia nominal como la multiplicación del número de inversores por 320 [kVA @40 °C].

Tabla 8. Resumen dimensionamiento. Fuente: Elaboración propia.

Recinto	Centro de transformación	Número de strings	Número de inversores	Potencia pico [MWp]	Potencia nominal [MVAn]
1	1	250	14	4,913	4,480

La información resumida en la tabla anterior corresponde a las agrupaciones representadas en los planos del proyecto.

7. CÁLCULO DE CABLEADO – CORRIENTE CONTINUA – BAJA TENSIÓN

A continuación, se refleja el método de cálculo de la sección de los conductores de cobre que transportan en corriente continua la energía desde cada uno de los 250 strings hasta su inversor correspondiente. El método de cálculo de la sección de los conductores de cobre viene determinado por el Reglamento Eléctrico de Baja Tensión, REBT [6].

7.1. MÉTODO DE CÁLCULO

Los cálculos de la potencia (P_{MPP}), tensión (V_{MPP}) e intensidad (I_{MPP}) deben ser realizados teniendo en cuenta las condiciones de operación más desfavorables, que se alcanzan en el punto de máxima potencia (MPP). En estos cálculos, no se considera el caso de circuito abierto ya que la intensidad es nula y por lo tanto no hay transferencia de energía ni el caso de cortocircuito, ya que se produce en condiciones anómalas de funcionamiento en cuyo caso las protecciones eléctricas actuarían.

La sección del conducto, establecida en la ITC-BT-40 del REBT, debe cumplir dos requisitos y se elegirá la opción más desfavorable:

- La intensidad admisible del conductor para esa sección debe ser la máxima posible, minorada con los factores de corrección y con una intensidad mayorada en un 125% con respecto de la intensidad del generador.
- La caída de tensión que se produce en el tramo del conductor desde la salida del string hasta el inversor, debe ser como máximo de un 1,5% entre el generador y el punto de interconexión a la instalación interior para la intensidad nominal y las pérdidas de Joule inferiores al 0,5% en condiciones de máxima operación (V_{MPP}).

7.1.1. CRITERIO DE INTENSIDAD ADMISIBLE

La primera condición, del criterio de intensidad admisible, que expone que la intensidad máxima del generador debe ser mayorada un 125% se formula de la siguiente manera:

$$I_{ADM} \cdot F1 \cdot F2 \cdot F3 \cdot F4 \geq I_{MPP} \cdot 1,25$$

Siendo:

- I_{ADM} : la intensidad admisible por el conductor de acuerdo con su tipología y sección.
- $F1$: el coeficiente de reducción por método de instalación (número de conductores).
- $F2$: el coeficiente de reducción por método de instalación (número de capas).
- $F3$ el coeficiente de reducción por temperatura del terreno.
- $F4$: el coeficiente de reducción por resistividad térmica del terreno.
- I_{MPP} : la intensidad en el punto de máxima potencia del módulo.

Las intensidades admisibles vienen determinadas por el tipo de conductor y su sección. Dicho valor se obtiene de la ficha de características aportada por el fabricante, y la intensidad admisible expresada en la tabla C-52-bis – UNE-HD 60364-5-52. En este caso se toman los valores expresados por la ITC-BT-19, calculados para conductores enterrados, suponiendo una resistividad térmica del terreno de 2,5 K·m/W y una temperatura del terreno de 25 °C:

Tabla 9. Intensidades admisibles del cableado de CC y BT. Fuente: [6]

Sección nominal [mm²]	Intensidad admisible [A]
6	41,00
10	51,00
16	68,25
25	86,25

Debido a lo dispuesto en la ITC-BT-07, la norma no considera secciones de 4 mm². La sección mínima valorada para la planta es de 6 mm².

7.1.2. CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN

El criterio de la caída de tensión establece que la caída de tensión no debe ser superior al 1,5% y las pérdidas de Joule deben ser inferiores al 0,5% en condiciones de máxima operación, se calcula conociendo la longitud del tramo, la resistividad del cobre, la sección del conductor y la intensidad transportada:

$$\Delta V = \frac{2 \cdot \rho_{Cu} \cdot I_{MPP} \cdot L}{S}$$

Por lo que la sección mínima que se debe cumplir es:

$$S_{mínima} = \frac{2 \cdot \rho_{Cu} \cdot I_{MPP} \cdot L}{\Delta V_{máxima}}$$

Siendo:

- ΔV : la caída de tensión en voltios.
- ρ_{Cu} : la resistividad del cobre, cuyo valor es de 0,0171 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$.
- L : la longitud del circuito en metros.
- S : la sección del conductor en milímetros cuadrados.
- I_{MPP} : la intensidad en el punto de máxima potencia del módulo en A.

Según la ITC-BT-40 ya no se debe mayorar la intensidad al 125% por lo tanto, la intensidad de cálculo para la caída de tensión es la intensidad nominal del módulo, I_{MPP} .

7.1.3. MÉTODO DE INSTALACIÓN Y AGRUPAMIENTO

El método de instalación tiene un efecto en la intensidad admisible que el conductor puede soportar en corriente continua, debido a las pérdidas por temperatura que se producen en un circuito. Es por ello, que se deben aplicar factores de corrección sobre ellas para tener en cuenta estos aspectos.

NÚMERO DE CONDUCTORES

El conductor que conecta eléctricamente cada string con su inversor correspondiente en un sistema de corriente continua y baja tensión se puede instalar de dos maneras diferentes: Instalación a la intemperie en su recorrido por el seguidor solar o instalación bajo tubo enterrado en zanja desde la salida del seguidor solar hasta el inversor.

El primer coeficiente de reducción, según el método de instalación, es en función del número de conductores. En esta situación se considera el caso más desfavorable: instalación bajo tubo en zanja subterránea.

Tabla 10. ITC-BT-19 - Factor de reducción en función del número de conductores. Fuente: [6]

Disposición de cables contiguos	Número de circuitos o cables multiconductores								
	1	2	3	4	6	9	12	16	20
Empotrados o embutidos	1,0	0,8	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4

NÚMERO DE ZANJAS

El segundo coeficiente de reducción, según el método de instalación, es en función del número de capas en la misma zanja. Los valores que puede tomar son:

Tabla 11. ITC-BT-19 - Factor de reducción por número de capas en la misma zanja. Fuente: [6]

Nº de capas	2	3	4 o 5	6 a 8	9 o más
Factor	0,80	0,73	0,70	0,68	0,66

TEMPERATURA DEL TERRENO

El tercer factor de corrección es en relación con la temperatura ambiente ya que impacta sobre la intensidad admisible del conductor enterrado. El factor de corrección depende del tipo de aislamiento del conductor cuyos tipos vienen determinados según la tabla A.52-D2 de la normativa UNE 20460-5-523 [7]:

Tabla 12. Factor de corrección tipo de aislamiento del conductor. Fuente: [6]

Temperatura del terreno [°C]	Aislamiento	
	PVC	XLPE / EPR
10	1,16	1,11
15	1,11	1,08
20	1,06	1,05
25	1,00	1,00
30	0,95	0,97
35	0,88	0,93
40	0,81	0,86
45	0,75	0,83
50	0,66	0,79
55	0,58	0,74
60	0,47	0,68
65	-	0,62
70	-	0,55
75	-	0,48
80	-	0,39

RESISTIVIDAD TÉRMICA DEL TERRENO

Por último, se aplicará un coeficiente de reducción en función de la resistividad térmica del terreno, la cual se determinará en el estudio geotécnico previo a la construcción de la planta. Este factor se ha de aplicar en caso de una resistividad térmica distinta al valor estándar de 2,5 K·m/W se ha de incorporar un factor de reducción a aplicar sobre la intensidad admisible del conductor según:

Tabla 13. Factor de reducción en función de la resistividad térmica del terreno. Fuente: [6]

R térmica [K·m/W]	0,5	0,7	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
En conductores enterrados	1,28	1,20	1,18	1,10	1,05	1,00	0,96
Enterrados directamente	1,88	1,62	1,50	1,28	1,12	1,00	0,90

7.2. RESULTADOS

Como resultado se obtiene la sección necesaria para cumplir con los requisitos de intensidad admisible y caída de tensión. Debido a la cantidad de strings, anexo a este documento se encuentra la tabla detallada del cálculo (ANEXO II: CABLEADO CORRIENTE CONTINUA BAJA TENSIÓN).

En la siguiente tabla se resume el tipo de conductor a utilizar y su longitud total:

Tabla 14. Resultados cálculo cableado de BT en CC. Fuente: Elaboración propia.

Conductor	Longitud [m]
Cobre de 2x(1x6mm ²)	10.361,66
Cobre de 2x(1x10mm ²)	28.283,95

8. CÁLCULO DE CABLEADO – CORRIENTE ALTERNA – BAJA TENSIÓN

En este apartado, se explica el método de cálculo para determinar la sección de los 14 conductores de aluminio que transportan en corriente alterna la energía desde cada inversor hasta su centro de transformación siguiendo la normativa expuesta en el Reglamento Eléctrico de Baja Tensión.

8.1. MÉTODO DE CÁLCULO

Teniendo en cuenta que los inversores tienen un ratio DC/AC mayor a la unidad, en condiciones de producción máxima la potencia en CC disponible es superior a la potencia en CA que es capaz de evacuar el inversor. Por ello, es posible garantizar que el inversor llegará a su punto de carga máximo, produciendo la máxima intensidad en CA. Las condiciones de cálculo son las siguientes:

- Potencia de cálculo: $S_{MÁX} = 320 \text{ kVA @} 40 \text{ °C}$.
- Tensión de cálculo: $V_{MÁX} = 800 \text{ V}$.
- Intensidad de cálculo: $I_{MÁX}$ mayorada al 125% para el cálculo de intensidad admisible.

La sección del conductor debe ser tal que se cumplan dos condiciones:

- La intensidad admisible del conductor, minorada con los correspondientes factores de corrección debe ser mayor que la intensidad de transporte máxima, mayorada en un 125%.
- La caída de tensión que se produce en la longitud del conductor desde la salida del string hasta el inversor debe ser tal, que las pérdidas de Joule en el conductor sean menores o iguales al 1,5%, en condiciones de operación, en este caso 800Vac y 134,9 A.

8.1.1. CRITERIO DE INTENSIDAD ADMISIBLE

Del mismo modo que en el cableado de corriente continua, el criterio de intensidad admisible se formula de la siguiente manera:

$$I_{ADM} \cdot F1 \cdot F2 \cdot F3 \cdot F4 \geq I_{MÁX} \cdot 1,25$$

Siendo:

- I_{ADM} : Intensidad admisible por el conductor empleado de acuerdo con su tipología y sección.
- F1: Coeficiente de reducción por método de instalación (número de circuitos en horizontal).
- F2: Coeficiente de reducción por método de instalación (número de capas).
- F3: Coeficiente de reducción por temperatura del terreno.
- F4: Coeficiente de reducción por resistividad térmica del terreno.
- $I_{MÁX}$: Intensidad máxima de salida del inversor.

Las intensidades admisibles dependen del tipo de conductor y su sección. Dicho valor se obtiene de la ficha de características aportada por el fabricante, y la intensidad admisible expresada en la tabla C-52-bis – UNE-HD 60364-5-52. En este caso se toman los valores expresados por la ITC BT 19, calculados para conductores enterrados, suponiendo una resistividad térmica del terreno de 2,5 K·m/W y una temperatura del terreno de 25 °C:

Tabla 15. Intensidades admisibles conductores enterrados. Fuente: [6]

Sección nominal [mm²]	Intensidad admisible [A]
70	132
95	157
120	178
150	201
185	226
240	261
300	295

8.1.2. CRITERIO DE INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO

El conductor debe ser capaz de soportar sin peligro las intensidades de cortocircuito que se puedan originar. El valor límite de la corriente de cortocircuito para un conductor aislado se obtiene según la siguiente fórmula deducible de la UNE 21192 (IEC 949):

$$I/S = \frac{K}{\sqrt{t}}$$

Siendo:

- I: intensidad de cortocircuito en A.
- K = 94 (conductor de aluminio y aislamiento de XLPE) en A · s^{1/2} / mm².
- S: sección del conductor en mm².
- t: duración del cortocircuito en segundos (tiempos de duración entre 0,1 y 5 s).

Mediante esta información aportada por el fabricante del conductor empleado, *Prysmian Group*, podemos obtener valores de la densidad de cortocircuito I/S para diferentes valores de duración del mismo, que se aplican a cada caso multiplicando el valor de tabla por la sección de conductor.

Tabla 16. Densidad de cortocircuito en función de la duración. Fuente: Prysmian Group

Duración del cortocircuito [s]	0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Densidad de cortocircuito [A/mm²]	297	210	172	133	94	77	66	59	54

8.1.3. CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN

La caída de tensión en el conductor desde la salida del string hasta el inversor debe cumplir que las pérdidas de Joule sean $\leq 1\%$, en condiciones de operación de 800 Vac y 134,9 A. Esto depende factores como de la longitud del cable, la intensidad de transporte y la resistencia del mismo.

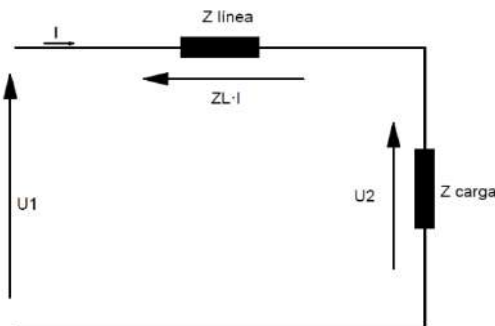


Figura 5. Esquema genérico línea eléctrica. Fuente: OSPREL

Siguiendo el esquema genérico de una línea eléctrica por la que circula una intensidad I y a cuya carga le llega una tensión U_2 , se define la caída de tensión como el producto de la I por la $Z_{\text{LÍNEA}}$, donde $Z_{\text{LÍNEA}}$ la impedancia de la línea. Representando gráficamente el diagrama fasorial de las caídas de tensión:

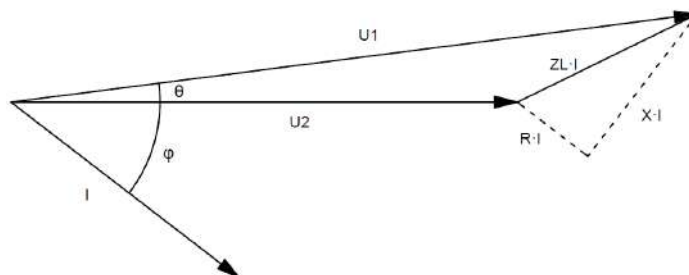


Figura 6. Diagrama fasorial de las caídas de tensión. Fuente: OSPREL

Cuando el ángulo θ es extremadamente pequeño y la reactancia de la línea es dominante en comparación con la resistencia, se puede simplificar la operación vectorial a su proyección horizontal, considerando $Z_{\text{LÍNEA}} \cdot I$ un vector horizontal. De aquí el cálculo de la caída de tensión en una línea triásica:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos(\varphi) + X \cdot \sin(\varphi))$$

Donde:

- ΔV : Caída de tensión en V.
- L : Longitud del circuito en m.
- S : Sección del conductor en mm^2 .
- I : Intensidad máxima de salida del inversor en A.

En este caso y en base a la ITC-BT-40 no se debe mayorar la intensidad al 125% por lo que la intensidad de cálculo para la caída de tensión es la intensidad nominal del inversor, 134,9 A.

- R : Resistencia del conductor en Ω/m .
- X : Reactancia del conductor en Ω/m .
- $\cos(\varphi)$: Factor de potencia.

8.1.4. MÉTODO DE INSTALACIÓN Y AGRUPAMIENTO

El método de instalación tiene un efecto en la intensidad admisible del conductor. En corriente alterna esto se debe a las pérdidas por temperatura y a la inductancia mutua. La cercanía de los conductores, que generan calor, y su falta de refrigeración debido a una instalación bajo zanja condicionan la intensidad admisible del conductor, debiendo emplear factores de corrección sobre ellas. Además, debido a la inductancia de las líneas eléctricas, la proximidad de dos circuitos que transportan corriente alterna tiene un efecto negativo debido al campo electromagnético generado. Por esta razón, se aplican una serie de factores de reducción a la intensidad máxima que el conductor puede soportar.

NÚMERO DE CONDUCTORES

El conductor de corriente alterna y baja tensión que conecta eléctricamente cada inversor con su centro de transformación se diseña siguiendo un único método de instalación, enterrado bajo tubo. Se contempla el número de conductores a instalar en la zanja. En la siguiente tabla se puede observar el coeficiente de reducción que se debe aplicar a la intensidad admisible del conductor debido a la instalación de más de un circuito por zanja:

Tabla 17. ITC-BT-19 - Coeficiente de reducción en función de la distancia entre cables. Fuente: [6]

Nº de cables	Distancia entre conductos				
	Tubos en contacto	Un diámetro de cable	0,125	0,250	0,500
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,80
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80
7	0,45	0,51	0,59	0,67	0,76
8	0,43	0,48	0,57	0,65	0,75
9	0,41	0,46	0,55	0,63	0,74
12	0,36	0,42	0,51	0,59	0,71
16	0,32	0,38	0,47	0,56	0,68
20	0,29	0,35	0,44	0,53	0,66

NÚMERO DE ZANJAS

El segundo coeficiente de reducción, según el método de instalación, es en función del número de capas en la misma zanja. Los valores que puede tomar son:

Tabla 18. ITC-BT-19 Factor de reducción adicional por número de capas. Fuente: [6]

Nº de capas	2	3	4 o 5	6 a 8	9 o más
Factor	0,80	0,73	0,70	0,68	0,66

TEMPERATURA DEL TERRENO

La temperatura ambiente impacta sobre la intensidad admisible del conductor enterrado. Se ha de aplicar el siguiente factor de corrección en base al tipo de aislamiento del conductor según:

Tabla 19. Factor de corrección por tipo de aislamiento del conductor. Fuente: [6]

Temperatura del terreno [°C]	Aislamiento	
	PVC	XLPE / EPR
10	1,16	1,11
15	1,11	1,08
20	1,06	1,05
25	1,00	1,00
30	0,95	0,97
35	0,88	0,93
40	0,81	0,86
45	0,75	0,83
50	0,66	0,79
55	0,58	0,74
60	0,47	0,68
65	-	0,62
70	-	0,55
75	-	0,48
80	-	0,39

RESISTIVIDAD TÉRMICA DEL TERRENO

En el estudio geotécnico que se debe realizar antes de iniciar la construcción de la planta, de determinará la capacidad del terreno para resistir el flujo de calor. En el caso de detectar una resistividad térmica distinta al valor estándar de 2,5 K·m/W se ha de incorporar un factor de reducción a aplicar sobre la intensidad admisible del conductor según:

Tabla 20. Tabla B.52.16 – Resistividad térmica del terreno. Fuente: [8]

R térmica [K·m/W]	0,5	0,7	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
En conductores enterrados	1,28	1,20	1,18	1,10	1,05	1,00	0,96
Enterrados directamente	1,88	1,62	1,50	1,28	1,12	1,00	0,90

8.2. RESULTADOS

Como resultado del cálculo realizado se obtiene la sección necesaria para cumplir con los requisitos de intensidad admisible y caída de tensión. Debido a la cantidad de strings anexo a este documento se encuentra la tabla que detalla longitud y sección por cada conexionado de inversor con su centro de transformación correspondiente (ANEXO III: CABLEADO CORRIENTE ALTERNA BAJA TENSIÓNANEXO II: CABLEADO CORRIENTE CONTINUA BAJA TENSIÓN). En la siguiente tabla se resume el tipo de conductor a utilizar y su longitud total:

Tabla 21. Resultados cálculo cableado de BT en CA. Fuente: Elaboración propia.

Conductor	Longitud [m]
Aluminio 3x(2x185mm ²)	924,25
Aluminio 3x(2x150mm ²)	1.235,57

9. CÁLCULO DE CABLEADO – CORRIENTE ALTERNA – MEDIA TENSIÓN

Definido el cableado de baja tensión, solo queda dimensionar el cableado de media tensión en corriente alterna. Este cableado conecta las celdas de media tensión de protección y medida del centro de transformación con el centro de seccionamiento empleado como elemento de conexión a la red.

La línea discurre por la localidad de Sencelles, Mallorca, Comunidad de Islas Baleares, y transcurre a través una zanja con los conductores enterrados en el terreno bajo tubo.

Línea	Traza	Potencia (MVA)	Longitud cable (km)
L1	CT1 – Centro de seccionamiento	4,48	0,34

Se recuerda que el cable seleccionado es del fabricante Prysmian más concretamente el modelo Al Eprotenax H Compact 12/20 kV. Se trata de un conductor normalizado por Iberdrola y que cumple todos los requisitos necesarios para una infraestructura de evacuación de este tipo.

9.1. MÉTODO DE CÁLCULO

La elección de la sección del cable enterrado viene determinada por dos criterios de diseño. El primero es que la corriente máxima admisible del cableado escogido debe ser mayor que la corriente máxima de la línea. Mientras que el segundo criterio es que la caída de tensión máxima no debe superar el 3%.

En primer lugar, se ha determinado la potencia de la línea a partir del número de inversores que recoge, 14 en total, con una potencia de 320 kW cada uno. Ese valor es determinante para identificar la corriente que circula por cada tramo i. Esa corriente se puede expresar como:

$$P_i = 3 \cdot I_f \cdot U_f \cdot \cos(\varphi)$$

$$I_{fi} = \frac{P_i}{\sqrt{3} \cdot U_{li} \cdot \cos(\varphi)}$$

Siendo:

- I_{fi} : la corriente de fase de la línea. Expresada en amperios [A].
- P_i : la potencia de la línea. Expresada en vatios [W]
- U_{li} : la tensión de la línea. Expresada en voltios [V] y cuyo valor es de 15.000 V.
- $\cos(\phi)$: el factor de potencia cuyo valor es 0,958

Tras ser generada, la intensidad pasa a través del transformador propio que posee cada generador. De este modo, hay que tener en cuenta la relación de transformación (denominada en adelante r_t), que se

corresponde con 800/15.000 V. Por lo cual, la corriente que pasa por el transformador del centro de transformación es:

$$I_{2L} = I_{fL} \cdot r_t$$

Comparando esta corriente con la corriente admisible, se analiza en una primera aproximación cuál es la sección que puede admitir. Los datos necesarios de la ficha técnica del cableado empleado son los siguientes:

Tabla 22. Datos característicos por sección. Fuente: Prysmian.

Sección	$I_{MÁX}$ [A]	$R_{MÁX}$ (105°) [Ω /km]	X [Ω /km]	Capacidad [mF/km]
50	145	0,861	0,132	0,147
95	215	0,430	0,118	0,283
150	275	0,277	0,110	0,333
240	365	0,168	0,102	0,435
400	470	0,105	0,096	0,501

Se debe tener en cuenta que las corrientes, $I_{MÁX}$, de cada sección deben ser superiores a la corriente calculada de la línea, $I_{MÁX,L}$:

$$I_{MÁX} > I_{MÁX,L}$$

Tras esta primera aproximación, se evalúa si cumple el criterio de caída de tensión. El cálculo de la caída de tensión, ΔU_{cable} , se realiza de la siguiente manera:

$$\Delta U_{cable,L} (V) = L_{cable,L} \cdot I_{cable,L} \cdot R_{cable,L} \cdot \cos(\varphi) + X_{cable,L} \cdot \sin(\varphi)$$

$$\Delta U_{cable,L}(\%) = \frac{\Delta U_{cable,L}(V)}{U_{2f}} \cdot 100$$

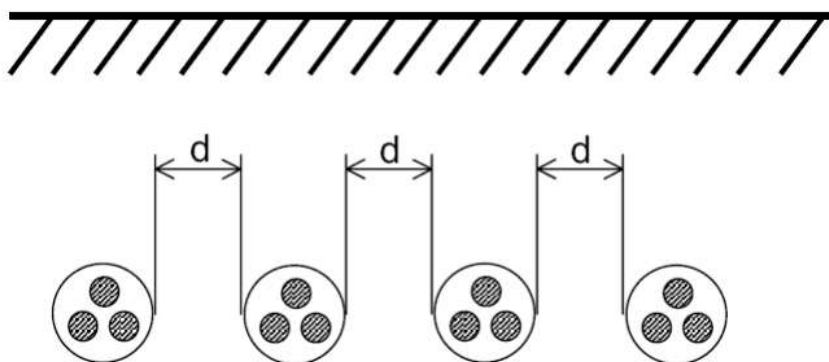
En cada línea se sumará la caída de tensión de cada tramo y las pérdidas para calcular el total por línea, siendo la máxima caída de tensión admisible un 3 %. Se muestra las caídas de tensión y pérdidas en porcentaje para las diferentes líneas con un factor de potencia de 0,958.

9.2. MÉTODO DE INSTALACIÓN Y AGRUPAMIENTO

Se determina el coeficiente de agrupamiento según la instalación de las líneas en la zanja y su distanciamiento, siguiendo la Tabla 10 de la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 06 denominada: Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares. El cable se instalará enterrado en tubo y con una distancia entre líneas de 0,2 m.

Tabla 23. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares. Fuente: [6]

Factor de corrección											
Tipo de instalación	Separación de los ternos	Número de ternos de la zanja									
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42	
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55	
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65	
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-	
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-	
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49	
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58	
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68	
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-	
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-	



9.3. CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA

9.3.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES

Las líneas subterráneas objeto del presente apartado tienen como principales características las siguientes:

Sistema	Corriente Alterna Trifásica
Frecuencia (Hz)	50
Tensión nominal (kV)	15
Tensión más elevada de la red (kV)	36
Nº de circuitos	1
Nº de conductores por fase	1
Número de cables de fibra óptica	1
Tipo de cable de fibra óptica	OPSYCOM PKP

9.3.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES

Se trata de un cable de aluminio aislado con pantalla lámina de cobre, aislamiento HEPR y cubierta exterior de Poliolefina termoplástica, del fabricante Prysmian o similar.

DATOS GENERALES		
Fabricante		Prysmian Group
Modelo		AL HEPRZ1 1x150/18
Material del conductor		Cuerda redonda compacta de hilos de aluminio
Aislamiento		Etileno propileno de alto gradiente (HEPR, 105°C). Espesor reducido.
Pantalla		Lámina metálica de hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira. Sección total 16 mm ² (12/20 kV)
Cubierta exterior		Poliolefina termoplástica, Z1 Vemex.
Diámetro cable completo	[mm]	36,30
Peso	[kg/m]	1,20
Radio de curvatura estático	[mm]	545
Radio de curvatura dinámico	[mm]	726
Resistencia eléctrica en cc a 20°C	[Ω/km]	0,206
Reactancia inductiva	[Ω/km]	0,110
Capacidad	[μF /km]	0,333

9.4. RESULTADOS

Siguiendo el método de cálculo definido y con las características del cableado obtenemos un determinado conductor por tramo con un cable por zanja, un coeficiente de agrupamiento de 1. Se obtiene un 67,62% de aprovechamiento del cable. Los resultados resumen del cálculo son los mostrados a continuación:

Tabla 24. Resultados cableado de MT en CA. Fuente: Elaboración propia.

LÍNEA	LONGITUD [km]	POTENCIA [MVA]	CABLES POR ZANJA	COEF. AGRUPAMIENTO	CONDUCTOR [mm ²]	I _{MÁX,L} [A]
L1	0,3418	4,48	1	1	3x150	172,44

Siendo la caída de tensión y pérdidas de potencia activa por cada línea:

Tabla 25. Resultados caída de tensión y pérdidas en cableado de MT. Fuente: Elaboración propia

$\Delta U_{MÁX}$ (V)	$\Delta U_{MÁX}$ (%)	ΔP (W)	ΔP (%)
53,9	0,0012 %	4,112	0,0936 %

10. CALCULO DE CIMENTACIONES

10.1. MÉTODO DE CÁLCULO

Para la base de las estructuras se recomienda que la cimentación se construya mediante el método de hincado directo al terreno, evitando el aporte de material adicional. Sin embargo, en el caso de ser necesario emplear hormigón para la cimentación, se debe realizar la comprobación al vuelco de la *fórmula de Sulzberger* con un coeficiente de seguridad mínimo de 1,5. De este modo, el momento de vuelco será:

$$M_v = F * \left(H_L + \frac{2}{3}h \right) = F * H - \frac{1}{3}h$$

Donde:

- M_v es el momento de vuelco (daN x m)
- F es el esfuerzo nominal de la estructura (daN)
- H_L es la altura libre de la estructura (m)
- H es la Altura de la estructura (m)
- h es la profundidad del macizo de hormigón(m)

El momento estabilizador se calcula con la siguiente expresión:

$$M_e = 139 * K * a * h^4 + P * a \left[0,5 - \frac{2}{3} * \sqrt{\frac{P}{2 * a^3 * k * h * 10^4}} \right]$$

Debiendo cumplirse que:

$$M_e = \frac{b * h^4}{36} * C_t * tg\alpha + P * a \left[0,5 - \frac{2}{3} * \sqrt{\frac{P}{2 * a^3 * C_t * tg\alpha}} \right]$$

$$C_s = \frac{M_e}{M_v} \geq 1,5$$

Siendo:

- M_e = Momento del fallo al vuelco o momento estabilizador (daN x m)
- C_s = Coeficiente de seguridad reglamentario
- $a = b$ = Anchura del macizo (supuesto cuadrado) (m)
- h = Profundidad del macizo (m)
- k = Coeficiente de compresibilidad del terreno a la profundidad de 2 m (kg/cm² x cm)
- P = Peso del conjunto de la cimentación (daN)

Asimismo, se aplicarán los coeficientes de compresibilidad del terreno según la Tabla 26:

Tabla 26. Coeficientes de compresibilidad del terreno. Fuente: [6]

Terreno	k (kg/cm x cm2)
Arcilla húmeda	3 a 6
Arcilla seca	7 a 8
Tierras sueltas	9 a 10
Tierras compactas	11 a 12
Grava gruesa con arena	13 a 15
Grava gruesa	16 a 18
Roca blanda	19 a 20

11. CÁLCULO DE PUESTAS A TIERRA

El propósito principal del sistema de puesta a tierra es garantizar la limitación de potencial de aquellos materiales consideradas masas. Al mismo tiempo tiene la misión de garantizar el buen funcionamiento de las protecciones eléctricas y proporcionar una vía de evacuación de la energía de los rayos. Asimismo, tiene un papel importante en la seguridad de las personas que circulen por las instalaciones. Sus funciones principales son las siguientes:

- Forzar la derivación al terreno de las corrientes de cualquier naturaleza que se puedan originar, mediante un circuito de baja impedancia que proteja a la instalación y a las personas que se encuentren en las cercanías de las instalaciones.
- Establecer un potencial de referencia permanente para evitar diferencias de potencial entre diferentes puntos debido al flujo de dichas corrientes.

Es recomendable adaptar los sistemas de puesta a tierra en función del estudio geotécnico del terreno previo a la construcción, ya que, la resistividad dependerá de la naturaleza del terreno según la Tabla 27:

Tabla 27. Resistividad en función de la naturaleza del terreno. Fuente: [6]

Naturaleza del terreno	Resistividad en Ohmios x metro
Terrenos pantanosos	Hasta 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silicea	200 a 3.000
Suelo pedregoso o cubierto de césped	300 a 500
Calizas	100 a 5.000
Pizarras	50 a 300
Granitos y gres alterados	1.500 a 10.000
Hormigón	2.000 a 3.000
Basalto o grava	3.000 a 5.000

Las partes metálicas se conectarán al sistema de puesta a tierra, que, aunque normalmente no estén en tensión, podrían estarlo en caso de fallo en la planta. Entre estos elementos se incluyen estructuras, módulos, inversores, centros de transformación, vallado, el edificio de control...

El "Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para Centros de Transformación conectados a Redes de Tercera categoría", publicado por UNESA (Unidad Eléctrica, S.A.), se utilizará para calcular la puesta a tierra del centro de transformación. Este enfoque requiere los siguientes pasos:

1. Calcular el valor máximo de la resistencia de puesta a tierra (R de protección).
2. Investigar las características del terreno del Centro de Transformación.
3. Investigar las corrientes máximas a tierra, y determinar el tiempo máximo necesario para eliminar una falla.
4. Determinar la configuración geométrica del electrodo de puesta a tierra, es decir, la forma y disposición física del elemento que conectará el sistema a tierra.
5. Calcular la resistencia de puesta a tierra y las tensiones de paso y contacto correspondientes.
6. Verificar el cumplimiento de condiciones de los valores de tensión de paso y contacto.

Siguiendo estos pasos, se logra un cálculo y diseño adecuado para la puesta a tierra del CT, garantizando de este modo la seguridad y protección.

11.1. CAMPO FOTOVOLTAICO

Se conectarán entre sí mediante cables de conexión a tierra para garantizar la equipotencialidad de los seguidores solares y se conectarán a la malla de tierra para garantizar el potencial cero. Se podrán utilizar latiguillos para formar una única malla equipotencial si ciertas partes del seguidor están aisladas. Siempre que sea factible, se considerarán los siguientes factores:

- La sección del cable de protección y las características propias del sistema de puesta a tierra deben cumplir los reglamentos locales, o, en su defecto, de la normativa internacional.
- Los cables de puesta tierra deben colocarse al punto de conexión a tierra de la instalación, el cual estará conectado al electrodo de puesta a tierra.
- Es necesario conectar el cable de tierra en algún punto a la estructura de soporte de los módulos.
- Se recomienda que el cable de tierra no se sujete directamente al marco, sino por medio de terminales auxiliares para que al quitar un módulo (por ejemplo, por motivos de avería), no se interrumpa la continuidad eléctrica de la conexión a tierra del resto de módulos.

En el caso del presente proyecto, la malla de puesta a tierra de los seguidores solares estará compuesta por un conductor de cobre con una sección no inferior a 35 mm². En Figura 7 se puede observar un esquema básico de puesta a tierra la cual será realizada siempre que sea posible.

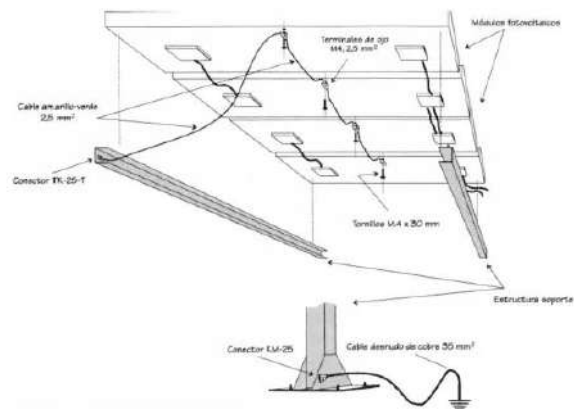


Figura 7. Esquema básico de puesta a tierra. Fuente: OSPREL.

11.2. INVERSORES

Los inversores de string están equipados con un sistema de conexión a tierra compuesto por una pica hincada en el suelo. La longitud de esta pica se determina en función de las características eléctricas de cada uno de los inversores. Para la realización de la puesta a tierra, se utilizarán conductores de hilo fino prensado con terminal, siempre que sea posible. El calibre del conductor se seleccionará de acuerdo con la normativa local y recomendación por la potencia del inversor en cuestión. La conexión a tierra será acorde con la indicada por el fabricante del inversor en la ficha técnica del mismo.

11.3. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

El centro de transformación de la instalación estará conectado a su sistema de puesta a tierra. Dicho sistema de puesta a tierra está compuesto por un número de entre 8 y 10 picas hincadas conectadas entre sí por el anillo de distribución. El anillo de distribución, así como su conexión con el centro de transformación se realiza mediante conductores de cobre de sección no inferior a 50 mm².

11.4. CCTV Y VALLADO

Se establece la instalación de un conductor de puesta a tierra en el perímetro del recinto vallado, independiente de la instalación principal, para conectar el CCTV a la tierra, para garantizar su correcto funcionamiento y seguridad.

11.5. PARARRAYOS Y ESTACIÓN METEOROLÓGICA

Se instalarán los pararrayos en el centro de transformación y en el edificio de operación y mantenimiento y se conectarán con un conductor de puesta a tierra a la red de puesta a tierra.

La estación meteorológica se conectará a la red de puesta a tierra de acuerdo con las especificaciones recomendadas por el fabricante, tal y como se indica ficha técnica del mismo.

12. PARARRAYOS

El sistema de pararrayos tiene como objetivo interceptar los rayos y dirigir la descarga eléctrica hacia la tierra. La normativa de aplicación para el diseño de sistemas de protección contra el rayo es la siguiente:

- CTE DB SUA 8⁹: Trata las normas de seguridad y protección contra rayos en las construcciones.
- UNE 21186. "Protección contra el rayo: Pararrayos con dispositivo de cebado".
- Serie IEC 62305 y UNE-EN 62305: "Protección contra el rayo" mediante mallas y puntas.
- Componentes de una instalación de protección contra el rayo: Serie IEC 61561, UNE-EN 62561 (antigua UNE-EN 50164): "Componentes de protección contra el rayo".

12.1. MÉTODO DE CÁLCULO

Para determinar si se requiere la instalación de un pararrayos se utilizarán las condiciones establecidas en el CTE-DB-SUA 8, que establece que será necesaria la instalación de un pararrayos cuando la frecuencia de impactos esperada N_e sea superior a la admisible N_a y cuando la altura del edificio sea superior a 43 metros. La determinación de la frecuencia esperada de impactos N_e se calcula

$$N_e = N_g \times A_e \times C_1 \times 10^{-6} \text{ (Nº Impactos / año)}$$

Siendo:

- N_g : densidad de impactos (Nº impactos/año, km²) que será calculada con datos estadísticos.
- A_e : superficie de captura equivalente del edificio aislado en m², que es la delimitada por una línea trazada a una distancia 3H de cada uno de los puntos del perímetro del edificio, siendo H la altura del edificio en el punto del perímetro considerado.
- C_1 es el coeficiente relacionado con el entorno, según la siguiente tabla:

Tabla 1.1 Coeficiente C_1	
Situación del edificio	C_1
Próximo a otros edificios o árboles de la misma altura o más altos	0,5
Rodeado de edificios más bajos	0,75
Aislado	1
Aislado sobre una colina o promontorio	2

- Determinación del riesgo admisible N_a

$$N_a = \frac{5,5 \times 10^{-3}}{C_2 \times C_3 \times C_4 \times C_5}$$

⁹ Sección del Código Técnico de la Edificación (CTE)

Donde los coeficientes son obtenidos en la siguiente tabla:

Tabla 1.2 Coeficiente C_2			
	Cubierta metálica	Cubierta de hormigón	Cubierta de madera
Estructura metálica	0,5	1	2
Estructura de hormigón	1	1	2,5
Estructura de madera	2	2,5	3

Tabla 1.3 Coeficiente C_3	
Edificio con contenido inflamable	3
Otros contenidos	1

Tabla 1.4 Coeficiente C_4	
Edificios no ocupados normalmente	0,5
Usos Pública, Concurrencia, Sanitario, Comercial, Docente	3
Resto de edificios	1

Tabla 1.5 Coeficiente C_5	
Edificios cuyo deterioro pueda interrumpir un servicio imprescindible (hospitales, bomberos, ...) o pueda ocasionar un impacto ambiental grave	5
Resto de edificios	1

- Determinación del nivel de protección de la instalación

Los tipos de pararrayos se definen según su nivel de protección, valor que se obtienen en función de la eficacia E que se determina según la expresión:

$$E = 1 - \frac{N_a}{N_e}$$

Tabla 28. Nivel de protección en función de la eficacia. Fuente: CTE-DB-SUA

Eficiencia requerida	Nivel de protección
$E \geq 0,98$	1
$0,95 \leq E < 0,98$	2
$0,80 \leq E < 0,95$	3
$0 \leq E < 0,8$	4

12.2. TOMA DE TIERRA DEL PARARRAYOS

De acuerdo con la UNE 21186, la toma de tierra del pararrayos debe estar aislada de cualquier elemento metálico y deberá tener una resistencia de 10 Ω de valor máximo. En cada bajante específica se realizará una toma de tierra compuesta por tres electrodos de acero de 2 metros de longitud, que se unirán con la pletina una vez hincados en el terreno. Para facilitar futuras mediciones, se instalará una arqueta para registrar y verificar cada toma de tierra. Una vía de chispas de aislamiento conectará las bajantes a la toma de tierra general.

El centro de transformación dispone de un pararrayos que deberá ser definido previo a la construcción y en base al resultado del estudio geotécnico.

13. CÁLCULOS ELECTROMAGNÉTICOS

El diseño de la instalación de MT debe considerar las emisiones no ionizantes generadas por la circulación de corriente alterna en los equipos. El tipo de cables empleados en la instalación impide las emisiones de campo eléctrico más allá de la pantalla de los mismo, por ello, se detallarán solo los cálculos de campos magnéticos.

13.1. NORMATIVA Y LÍMITES ADMISIBLES

Se tomará como referencia los valores establecidos en el R.D. 1066/2001 y la Recomendación del Consejo de la Unión Europea de 12 de julio de 1999, la cual fija un límite de 100 μ T.

Actualmente, también utiliza como normativa de referencia el documento emitido por el organismo europeo ICNIRP¹⁰ bajo el nombre de “ICNIRP Guidelines for limiting exposure to time-varying electric and magnetic fields (1Hz-100kHz)”, publicado en Health Physics 99(6):818-836;2010. Se considerarán los límites establecidos en la Tabla 29. La naturaleza de los campos magnéticos de la instalación permite que solo sea necesario estudiar el caso de radiación a 50 Hz para el que el límite de las directivas de la ICNIRP es de un flujo magnético medio B de valor máximo 0,2 mT.

*Tabla 29. Valores por exposición a campos electromagnéticos variables en el tiempo en zonas de acceso público.
Fuente: ICNIRP.*

Frequency range	E-field strength E (kV m ⁻¹)	Magnetic field strength H (A m ⁻¹)	Magnetic flux density B (T)
1 Hz–8 Hz	5	$3.2 \times 10^4/f^2$	$4 \times 10^{-2}/f^2$
8 Hz–25 Hz	5	$4 \times 10^3/f$	$5 \times 10^{-3}/f$
25 Hz–50 Hz	5	1.6×10^2	2×10^{-4}
50 Hz–400 Hz	$2.5 \times 10^2/f$	1.6×10^2	2×10^{-4}
400 Hz–3 kHz	$2.5 \times 10^2/f$	$6.4 \times 10^4/f$	$8 \times 10^{-2}/f$
3 kHz–10 MHz	8.3×10^{-2}	21	2.7×10^{-5}

13.1.1. CONSIDERACIONES DE CÁLCULO

Las distancias a partir de las cuales se cumplen los límites de flujo magnético expuestos en el apartado anterior son las de los elementos más susceptibles de generar radiación magnética, es decir, aquellos que trabajando en corriente alterna transporten una mayor cantidad de amperios. Estos son los conductores de las líneas de evacuación y los arrollamientos de baja tensión de los transformadores de la planta. La instalación cuenta con varias zonas donde se concentran dichos elementos y distan lo suficiente las unas de las otras para estudiarlas de forma individual.

¹⁰ International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection.

El flujo magnético B se calculará siguiendo la expresión de Biot-Savart para el flujo provocado por una corriente rectilínea.

$$B = \frac{\mu_0 \cdot I}{2 \cdot \pi \cdot r}$$

Siendo:

- B: la densidad de flujo magnético a la distancia r de cálculo en T.
- μ_0 la permeabilidad magnética del vacío, $4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}$ H/m.
- I: la corriente eléctrica generadora de campo en A.
- r: la distancia desde donde circula la corriente al punto x en m.

13.1.2. RESULTADOS

Las distancias que hay que guardar según los diferentes límites explicados en apartados anteriores para cada elemento se detallan en las siguientes tablas:

En bornes de baja tensión del transformador del centro de transformación 15/0,8 kV. Se realiza el cálculo para el caso de tensión secundaria ya que la intensidad, causante del campo magnético, es mayor, y para la potencia del centro de transformación. Se siguen por tanto criterios conservadores, ya que la potencia inyectada al centro de transformación nunca llegará al límite de este.

Tabla 30. Resultados cálculos electromagnéticos del transformador. Fuente: Elaboración propia.

TRANSFORMADOR		
Potencia de cálculo	kVA	4.000
Tensión de cálculo	V	800
Intensidad de cálculo	A	2886,75
Xcc dispersión (Pcc)		10%

Valor límite CEM	μT	200
Distancia límite	m	0,289

Valor límite CEM	μT	100
Distancia límite	m	0,577

Valor límite CEM	μT	0,4
Distancia límite	m	144,338

Conductores de conexión de los inversores con los centros de transformación 15/0,8 kV.

Tabla 31. Resultados cálculos electromagnéticos de la línea. Fuente: Elaboración propia.

LÍNEA CAA BT		
Potencia de cálculo	kVA	4.000
Tensión de cálculo	V	15.000
Intensidad de cálculo	A	153,96

Valor límite CEM	μT	200
Distancia límite	m	0,154

Valor límite CEM	μT	0,100
Distancia límite	m	0,038

Valor límite CEM	μT	0,4
Distancia límite	m	76,980

14. CONCLUSIONES

Con todo lo expuesto en los cálculos justificativos y junto con los planos y documentos adjuntos al proyecto, se consideran suficientemente justificados los cálculos realizados en las instalaciones del proyecto de la Planta Solar Moreiras Solar.

BIBLIOGRAFÍA DOCUMENTO CÁLCULOS

- [1] E. Commission, «PVGIS V 7.1,» [En línea]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/.
- [2] «Meteonorm Worldwide irradiation data,» [En línea]. Available: <https://meteonorm.com/en/>.
- [3] PVSyst. [En línea]. Available: <https://www.pvsyst.com>.
- [4] N. POWER, «NASA POWER DATABASE,» [En línea]. Available: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>.
- [5] Normativa Nacional Europea UNE 2016/631-2016.
- [6] REBT, Instrucciones técnicas complementarias (ITC), vol. 224, suplemento del BOE, 2002.
- [7] Normativa Nacional Europea, UNE 20460-5-523.
- [8] Normativa Nacional Europea, UNE-HD 60364-5-52:2022, 2022.

ANEXO I: ESTUDIO DE PRODUCCIÓN – PVSYST

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: MOREIRAS_SOLAR

Variant: MOREIRAS 05/06

Sheds on ground

System power: 4913 kWp

MOREIRAS - España



Project: MOREIRAS_SOLAR

Variant: MOREIRAS 05/06

PVsyst V7.1.1

Simulation date:
05/06/23 14:05
with v7.1.1

Project summary

Geographical Site

MOREIRAS

España

Situation

Latitude 39.62 °N

Longitude 2.90 °E

Altitude 139 m

Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

MOREIRAS

Meteonorm 7.3 (1991-2010), Sat=58% - Sintético

System summary

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 30 / 0 °

Sheds on ground

Near Shadings

Linear shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules

7500 units

Pnom total

4913 kWp

Inverters

Nb. of units

14 units

Pnom total

4928 kWac

Grid power limit

4094 kWac

Grid lim. Pnom ratio

1.200

Results summary

Produced Energy 7670 MWh/year

Specific production 1561 kWh/kWp/year

Perf. Ratio PR

81.05 %

Apparent energy 8006 MVAh

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8
P50 - P90 evaluation	9



PVsyst V7.1.1

Simulation date:
05/06/23 14:05
with v7.1.1

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation

Fixed plane
Tilt/Azimuth 30 / 0 °

Horizon

Free Horizon

Grid injection point

Grid power limitation

Active Power 4094 kWac
Pnom ratio 1.200

Sheds on ground

Sheds configuration

Nb. of sheds 125 units

Sizes

Sheds spacing 12.0 m
Collector width 4.79 m
Ground Cov. Ratio (GCR) 39.9 %

Shading limit angle

Limit profile angle 17.0 °

Near Shadings

Linear shadings

Power factor

Cos(phi) (leading) 0.958

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer CSI Solar Co., Ltd.

Model CS7N-655MB-AG 1500V

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 655 Wp
Number of PV modules 7500 units
Nominal (STC) 4913 kWp
Modules 250 Strings x 30 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 4512 kWp
U mpp 1022 V
I mpp 4413 A

Total PV power

Nominal (STC) 4913 kWp
Total 7500 modules
Module area 23298 m²

Inverter

Manufacturer

Sungrow

Model

SG350HX-20A-Preliminary

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 352 kWac
Number of inverters 14 units
Total power 4928 kWac
Operating voltage 500-1500 V
Max. power (=>30°C) 352 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.00

Total inverter power

Total power 4928 kWac
Nb. of inverters 14 units
Pnom ratio 1.00

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 1.3 mΩ
Loss Fraction 0.5 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.4 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

20°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.960	0.920	0.840	0.720	0.000

**PVsyst V7.1.1**

Simulation date:
05/06/23 14:05
with v7.1.1

System losses**Unavailability of the system**

Time fraction 2.0 %
7.3 days,
3 periods

Auxiliaries loss

Proportionnal to Power 3.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses**Inv. output line up to MV transfo**

Inverter voltage 800 Vac tri
Loss Fraction 1.5 % at STC

Inverter: SG350HX-20A-Preliminary

Wire section (14 Inv.) Alu 14 x 3 x 185 mm²
Average wires length 149 m

MV line up to Injection

MV Voltage 15 kV
Wires Alu 3 x 120 mm²
Length 342 m
Loss Fraction 0.2 % at STC

AC losses in transformers**MV transfo**

Grid Voltage 15 kV

Operating losses at STC

Nominal power at STC (PNomac) 4875 kVA
Iron loss (24/24 Connexion) 4.87 kW
Loss Fraction 0.1 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 1.31 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

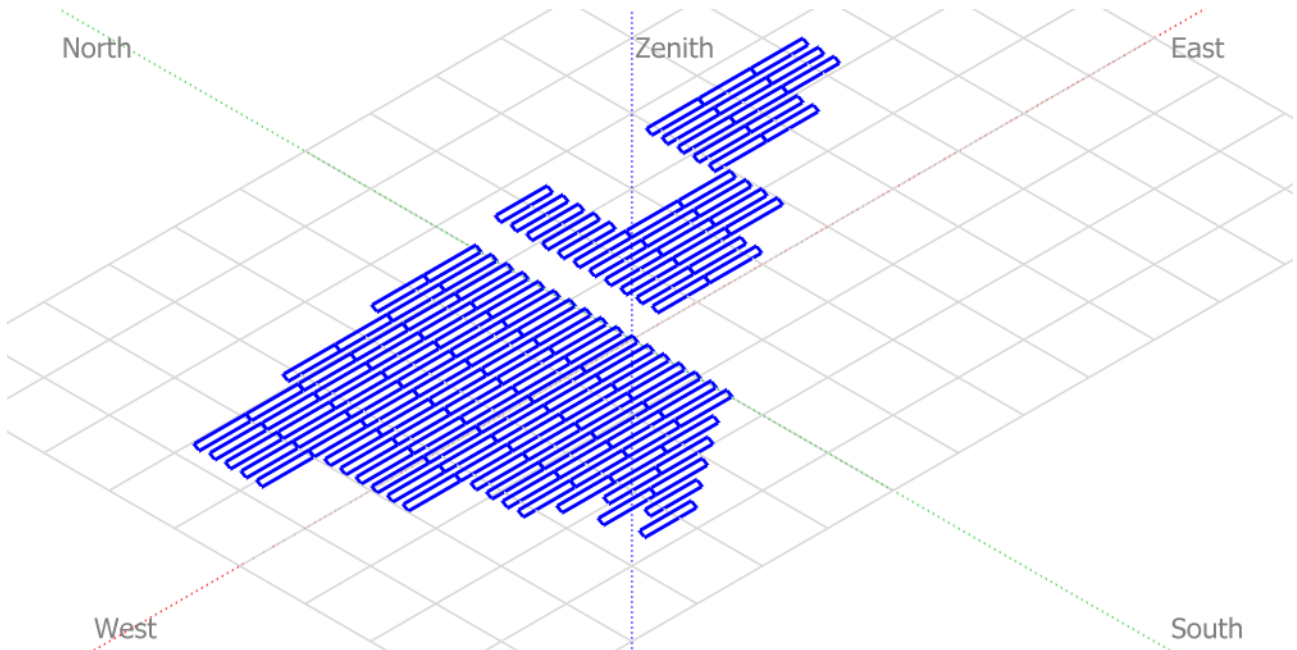


PVsyst V7.1.1

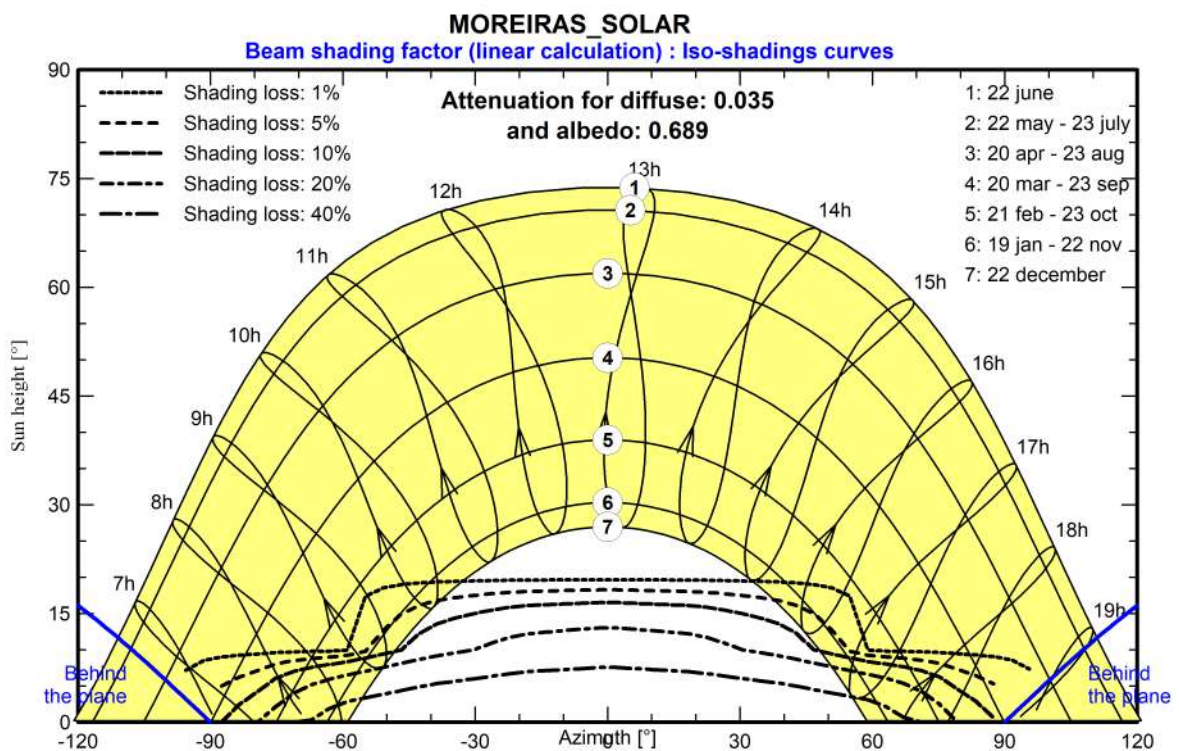
Simulation date:
05/06/23 14:05
with v7.1.1

Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram





PVsyst V7.1.1

Simulation date:
05/06/23 14:05
with v7.1.1

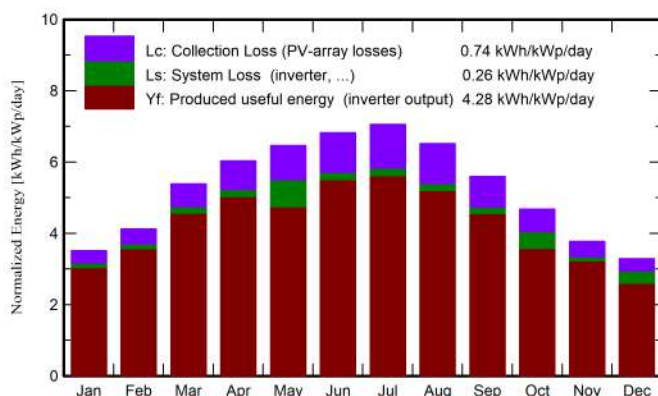
Main results

System Production

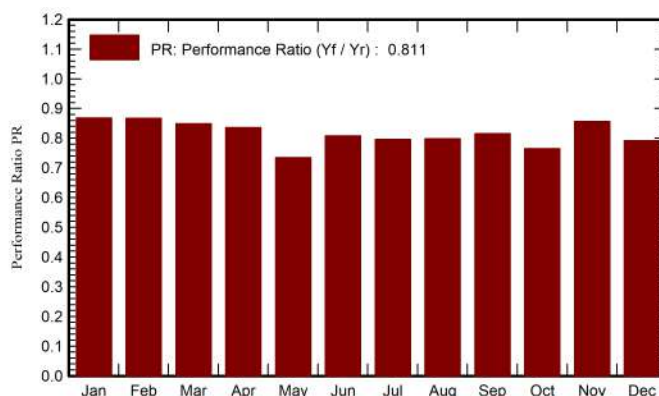
Produced Energy 7670 MWh/year
Apparent energy 8006 MVAh

Specific production 1561 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 81.05 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	ratio
January	67.7	28.49	8.27	108.8	104.3	482.5	464.2	0.868
February	82.1	38.15	9.00	115.5	110.7	510.5	491.9	0.867
March	133.8	55.61	12.17	166.9	160.4	723.4	696.3	0.849
April	165.9	65.59	14.87	181.0	173.4	771.8	743.0	0.836
May	202.2	76.51	19.16	200.4	191.8	839.0	723.3	0.735
June	215.4	83.41	23.55	204.6	195.7	843.1	812.0	0.808
July	225.7	73.18	26.31	218.8	209.7	889.4	855.8	0.796
August	191.1	74.33	26.11	202.2	193.8	823.7	792.5	0.798
September	142.3	54.06	21.63	167.8	161.1	698.6	672.2	0.815
October	107.9	44.28	18.49	145.2	139.5	616.3	545.7	0.765
November	72.5	31.89	12.94	113.1	108.2	494.1	476.2	0.857
December	60.4	26.69	9.49	102.0	96.6	448.1	397.0	0.792
Year	1667.0	652.21	16.88	1926.4	1845.2	8140.5	7670.0	0.811

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

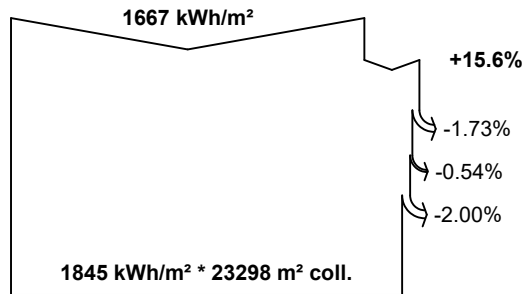
PR Performance Ratio



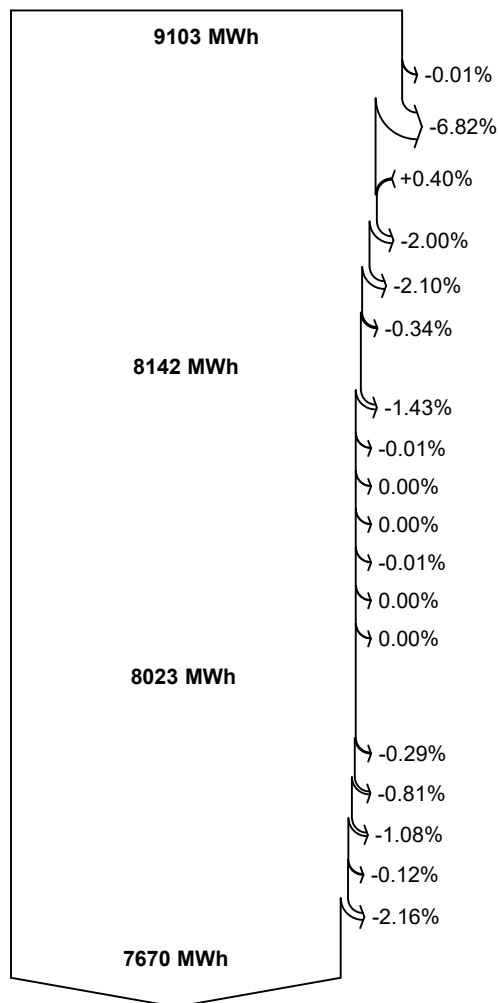
PVsyst V7.1.1

Simulation date:
05/06/23 14:05
with v7.1.1

Loss diagram



efficiency at STC = 21.17%



2296 MVAR
8006 MVA

Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

Auxiliaries (fans, other)

AC ohmic loss

Medium voltage transfo loss

MV line ohmic loss

System unavailability

Active Energy injected into grid

Reactive energy to the grid: Cos(phi) = 0.958

Apparent energy to the grid

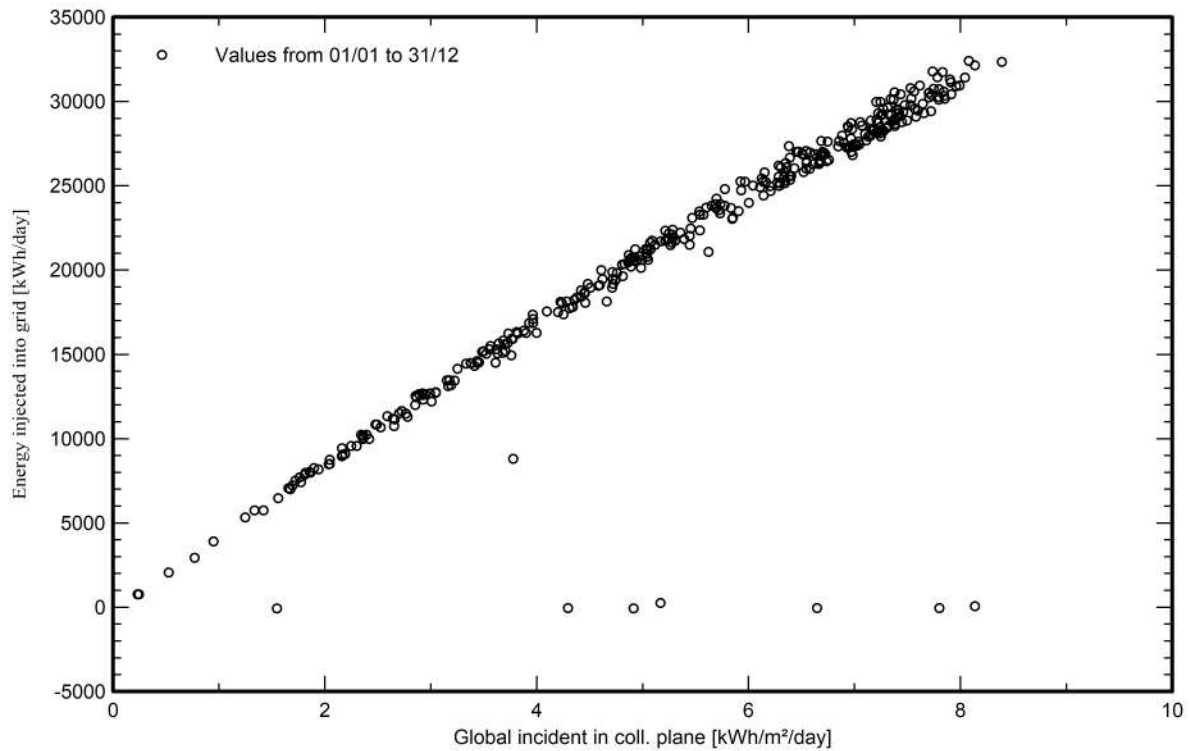


PVsyst V7.1.1

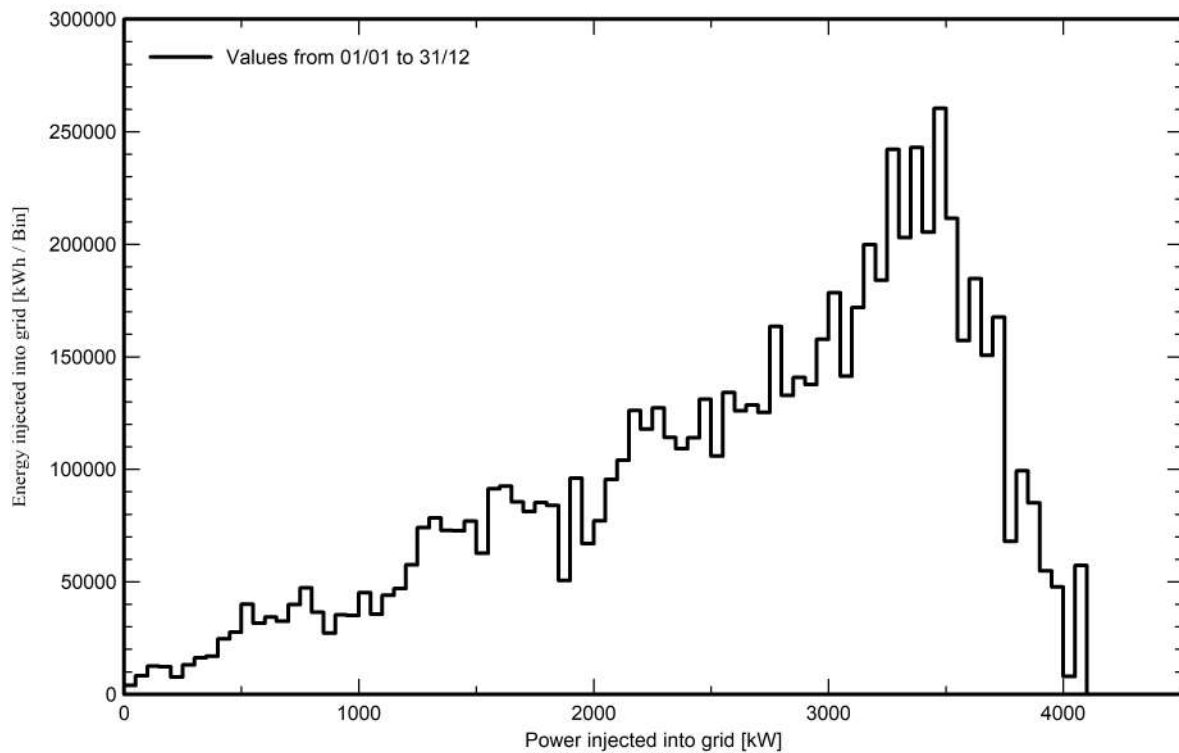
Simulation date:
05/06/23 14:05
with v7.1.1

Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





PVsyst V7.1.1

Simulation date:
05/06/23 14:05
with v7.1.1

P50 - P90 evaluation

Meteo data

Meteo data source: Norm 7.3 (1991-2010), Sat=58%

Kind: Monthly averages

Sintético - Multi-year average

Year-to-year variability(Variance): 0.5 %

Specified Deviation

Climate change: 0.0 %

Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum): 1.9 %

Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters: 1.0 %

Inverter efficiency uncertainty: 0.5 %

Soiling and mismatch uncertainties: 1.0 %

Degradation uncertainty: 1.0 %

Annual production probability

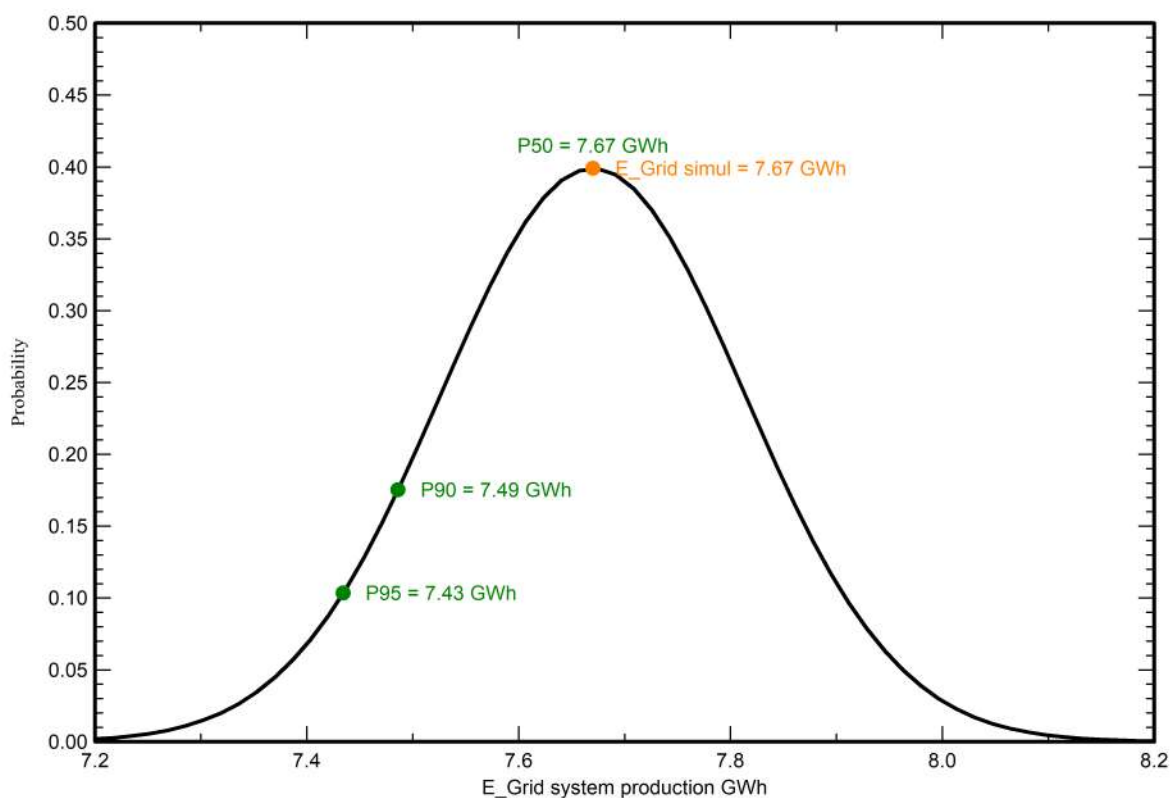
Variability: 0.14 GWh

P50: 7.67 GWh

P90: 7.49 GWh

P95: 7.43 GWh

Probability distribution



ANEXO II: CABLEADO CORRIENTE CONTINUA BAJA TENSIÓN

DATOS DEL TRAMO					CAÍDA DE TENSIÓN		INTENSIDAD ADMISIBLE						RESULTADO
TRAMO	POTENCIA [kW]	TENSIÓN [V]	INTENSIDAD [A]	LONGITUD [m]	ΔU MÁX [V]	SECCIÓN [mm²]	I MAYORADA [A]	F1 AGRUPAMIENTO	F2 TEMPERATURA	F3 RESISTIVIDAD	I MÍNIMA [A]	SECCIÓN [mm²]	CONDUCTOR ELEGIDO
String 1-1-1	19,65	1188,00	16,54	164,29	8,91	6	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-1-2	19,65	1188,00	16,54	168,44	8,91	6	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-1-3	19,65	1188,00	16,54	84,21	8,91	6	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-1-4	19,65	1188,00	16,54	88,41	8,91	6	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-1-5	19,65	1188,00	16,54	4,16	8,91	6	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-1-6	19,65	1188,00	16,54	8,37	8,91	6	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x6mm2)
String 1-1-7	19,65	1188,00	16,54	192,24	8,91	10	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-1-8	19,65	1188,00	16,54	196,39	8,91	10	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x10mm2)
String 1-1-9	19,65	1188,00	16,54	112,19	8,91	6	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-1-10	19,65	1188,00	16,54	116,37	8,91	6	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x6mm2)
String 1-1-11	19,65	1188,00	16,54	232,28	8,91	10	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-1-12	19,65	1188,00	16,54	236,37	8,91	10	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-1-13	19,65	1188,00	16,54	152,24	8,91	6	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x6mm2)
String 1-1-14	19,65	1188,00	16,54	156,40	8,91	6	20,68	0,54	1,00	1,28	29,91	6	2x(1x6mm2)
String 1-1-15	19,65	1188,00	16,54	192,29	8,91	10	20,68	0,54	1,00	1,28	29,91	6	2x(1x10mm2)
String 1-1-16	19,65	1188,00	16,54	196,38	8,91	10	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x10mm2)
String 1-1-17	19,65	1188,00	16,54	232,42	8,91	10	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x10mm2)
String 1-1-18	19,65	1188,00	16,54	236,44	8,91	10	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-2-1	19,65	1188,00	16,54	244,25	8,91	10	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x10mm2)
String 1-2-2	19,65	1188,00	16,54	248,37	8,91	10	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x10mm2)
String 1-2-3	19,65	1188,00	16,54	164,14	8,91	6	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-2-4	19,65	1188,00	16,54	168,39	8,91	6	20,68	0,45	1,00	1,28	35,89	6	2x(1x6mm2)
String 1-2-5	19,65	1188,00	16,54	84,10	8,91	6	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x6mm2)
String 1-2-6	19,65	1188,00	16,54	88,40	8,91	6	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-2-7	19,65	1188,00	16,54	4,14	8,91	6	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x6mm2)
String 1-2-8	19,65	1188,00	16,54	8,31	8,91	6	20,68	0,50	1,00	1,28	32,31	6	2x(1x6mm2)
String 1-2-9	19,65	1188,00	16,54	285,61	8,91	10	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-2-10	19,65	1188,00	16,54	289,77	8,91	10	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x10mm2)
String 1-2-11	19,65	1188,00	16,54	205,54	8,91	10	20,68	0,45	1,00	1,28	35,89	6	2x(1x10mm2)
String 1-2-12	19,65	1188,00	16,54	209,73	8,91	10	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-2-13	19,65	1188,00	16,54	125,44	8,91	6	20,68	0,50	1,00	1,28	32,31	6	2x(1x6mm2)
String 1-2-14	19,65	1188,00	16,54	129,72	8,91	6	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x6mm2)
String 1-2-15	19,65	1188,00	16,54	45,48	8,91	6	20,68	0,54	1,00	1,28	29,91	6	2x(1x6mm2)
String 1-2-16	19,65	1188,00	16,54	49,62	8,91	6	20,68	0,50	1,00	1,28	32,31	6	2x(1x6mm2)
String 1-3-1	19,65	1188,00	16,54	286,52	8,91	10	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x10mm2)
String 1-3-2	19,65	1188,00	16,54	290,63	8,91	10	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-3-3	19,65	1188,00	16,54	206,48	8,91	10	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x10mm2)
String 1-3-4	19,65	1188,00	16,54	210,64	8,91	10	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-3-5	19,65	1188,00	16,54	126,36	8,91	6	20,68	0,54	1,00	1,28	29,91	6	2x(1x6mm2)
String 1-3-6	19,65	1188,00	16,54	130,64	8,91	6	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x6mm2)
String 1-3-7	19,65	1188,00	16,54	46,35	8,91	6	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-3-8	19,65	1188,00	16,54	50,56	8,91	6	20,68	0,50	1,00	1,28	32,31	6	2x(1x6mm2)
String 1-3-9	19,65	1188,00	16,54	244,30	8,91	10	20,68	0,54	1,00	1,28	29,91	6	2x(1x10mm2)
String 1-3-10	19,65	1188,00	16,54	248,41	8,91	10	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x10mm2)
String 1-3-11	19,65	1188,00	16,54	164,20	8,91	6	20,68	0,45	1,00	1,28	35,89	6	2x(1x6mm2)
String 1-3-12	19,65	1188,00	16,54	168,43	8,91	6	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x6mm2)
String 1-3-13	19,65	1188,00	16,54	84,15	8,91	6	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x6mm2)
String 1-3-14	19,65	1188,00	16,54	88,45	8,91	6	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x6mm2)

DATOS DEL TRAMO					CAÍDA DE TENSIÓN		INTENSIDAD ADMISIBLE						RESULTADO
TRAMO	POTENCIA [kW]	TENSIÓN [V]	INTENSIDAD [A]	LONGITUD [m]	ΔU MÁX [V]	SECCIÓN [mm²]	I MAYORADA [A]	F1 AGRUPAMIENTO	F2 TEMPERATURA	F3 RESISTIVIDAD	I MÍNIMA [A]	SECCIÓN [mm²]	CONDUCTOR ELEGIDO
String 1-3-15	19,65	1188,00	16,54	4,15	8,91	6	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x6mm2)
String 1-3-16	19,65	1188,00	16,54	8,34	8,91	6	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-3-17	19,65	1188,00	16,54	70,34	8,91	6	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-3-18	19,65	1188,00	16,54	74,54	8,91	6	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-4-1	19,65	1188,00	16,54	296,06	8,91	10	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x10mm2)
String 1-4-2	19,65	1188,00	16,54	296,17	8,91	10	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x10mm2)
String 1-4-3	19,65	1188,00	16,54	286,47	8,91	10	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x10mm2)
String 1-4-4	19,65	1188,00	16,54	290,62	8,91	10	20,68	0,54	1,00	1,28	29,91	6	2x(1x10mm2)
String 1-4-5	19,65	1188,00	16,54	206,43	8,91	10	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x10mm2)
String 1-4-6	19,65	1188,00	16,54	210,55	8,91	10	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x10mm2)
String 1-4-7	19,65	1188,00	16,54	126,34	8,91	6	20,68	0,50	1,00	1,28	32,31	6	2x(1x6mm2)
String 1-4-8	19,65	1188,00	16,54	130,55	8,91	6	20,68	0,45	1,00	1,28	35,89	6	2x(1x6mm2)
String 1-4-9	19,65	1188,00	16,54	46,32	8,91	6	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-4-10	19,65	1188,00	16,54	50,51	8,91	6	20,68	0,45	1,00	1,28	35,89	6	2x(1x6mm2)
String 1-4-11	19,65	1188,00	16,54	296,06	8,91	10	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-4-12	19,65	1188,00	16,54	296,32	8,91	10	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-4-13	19,65	1188,00	16,54	244,32	8,91	10	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x10mm2)
String 1-4-14	19,65	1188,00	16,54	248,45	8,91	10	20,68	0,54	1,00	1,28	29,91	6	2x(1x10mm2)
String 1-4-15	19,65	1188,00	16,54	164,29	8,91	6	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-4-16	19,65	1188,00	16,54	168,43	8,91	6	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-4-17	19,65	1188,00	16,54	84,18	8,91	6	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-4-18	19,65	1188,00	16,54	88,42	8,91	6	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x6mm2)
String 1-5-1	19,65	1188,00	16,54	286,43	8,91	10	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x10mm2)
String 1-5-2	19,65	1188,00	16,54	290,60	8,91	10	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x10mm2)
String 1-5-3	19,65	1188,00	16,54	206,39	8,91	10	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x10mm2)
String 1-5-4	19,65	1188,00	16,54	210,53	8,91	10	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-5-5	19,65	1188,00	16,54	126,35	8,91	6	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x6mm2)
String 1-5-6	19,65	1188,00	16,54	130,47	8,91	6	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-5-7	19,65	1188,00	16,54	46,31	8,91	6	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x6mm2)
String 1-5-8	19,65	1188,00	16,54	50,45	8,91	6	20,68	0,45	1,00	1,28	35,89	6	2x(1x6mm2)
String 1-5-9	19,65	1188,00	16,54	244,31	8,91	10	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x10mm2)
String 1-5-10	19,65	1188,00	16,54	248,47	8,91	10	20,68	0,45	1,00	1,28	35,89	6	2x(1x10mm2)
String 1-5-11	19,65	1188,00	16,54	164,26	8,91	6	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x6mm2)
String 1-5-12	19,65	1188,00	16,54	168,37	8,91	6	20,68	0,45	1,00	1,28	35,89	6	2x(1x6mm2)
String 1-5-13	19,65	1188,00	16,54	84,23	8,91	6	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-5-14	19,65	1188,00	16,54	88,39	8,91	6	20,68	0,54	1,00	1,28	29,91	6	2x(1x6mm2)
String 1-5-15	19,65	1188,00	16,54	4,15	8,91	6	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x6mm2)
String 1-5-16	19,65	1188,00	16,54	8,35	8,91	6	20,68	0,45	1,00	1,28	35,89	6	2x(1x6mm2)
String 1-5-17	19,65	1188,00	16,54	295,97	8,91	10	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-5-18	19,65	1188,00	16,54	296,08	8,91	10	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x10mm2)
String 1-6-1	19,65	1188,00	16,54	295,85	8,91	10	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-6-2	19,65	1188,00	16,54	296,19	8,91	10	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-6-3	19,65	1188,00	16,54	286,37	8,91	10	20,68	0,45	1,00	1,28	35,89	6	2x(1x10mm2)
String 1-6-4	19,65	1188,00	16,54	290,56	8,91	10	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x10mm2)
String 1-6-5	19,65	1188,00	16,54	206,36	8,91	10	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-6-6	19,65	1188,00	16,54	210,50	8,91	10	20,68	0,54	1,00	1,28	29,91	6	2x(1x10mm2)
String 1-6-7	19,65	1188,00	16,54	126,33	8,91	6	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-6-8	19,65	1188,00	16,54	130,42	8,91	6	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x6mm2)

DATOS DEL TRAMO					CAÍDA DE TENSIÓN		INTENSIDAD ADMISIBLE						RESULTADO
TRAMO	POTENCIA [kW]	TENSIÓN [V]	INTENSIDAD [A]	LONGITUD [m]	ΔU MÁX [V]	SECCIÓN [mm²]	I MAYORADA [A]	F1 AGRUPAMIENTO	F2 TEMPERATURA	F3 RESISTIVIDAD	I MÍNIMA [A]	SECCIÓN [mm²]	CONDUCTOR ELEGIDO
String 1-6-9	19,65	1188,00	16,54	46,28	8,91	6	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-6-10	19,65	1188,00	16,54	50,39	8,91	6	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-6-11	19,65	1188,00	16,54	296,21	8,91	10	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x10mm2)
String 1-6-12	19,65	1188,00	16,54	296,16	8,91	10	20,68	0,50	1,00	1,28	32,31	6	2x(1x10mm2)
String 1-6-13	19,65	1188,00	16,54	230,46	8,91	10	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-6-14	19,65	1188,00	16,54	234,60	8,91	10	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x10mm2)
String 1-6-15	19,65	1188,00	16,54	150,45	8,91	6	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-6-16	19,65	1188,00	16,54	154,51	8,91	6	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-6-17	19,65	1188,00	16,54	70,38	8,91	6	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-6-18	19,65	1188,00	16,54	74,51	8,91	6	20,68	0,50	1,00	1,28	32,31	6	2x(1x6mm2)
String 1-7-1	19,65	1188,00	16,54	296,07	8,91	10	20,68	0,50	1,00	1,28	32,31	6	2x(1x10mm2)
String 1-7-2	19,65	1188,00	16,54	295,87	8,91	10	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x10mm2)
String 1-7-3	19,65	1188,00	16,54	244,19	8,91	10	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x10mm2)
String 1-7-4	19,65	1188,00	16,54	248,41	8,91	10	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x10mm2)
String 1-7-5	19,65	1188,00	16,54	296,17	8,91	10	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x10mm2)
String 1-7-6	19,65	1188,00	16,54	296,03	8,91	10	20,68	0,45	1,00	1,28	35,89	6	2x(1x10mm2)
String 1-7-7	19,65	1188,00	16,54	296,05	8,91	10	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-7-8	19,65	1188,00	16,54	296,03	8,91	10	20,68	0,50	1,00	1,28	32,31	6	2x(1x10mm2)
String 1-7-9	19,65	1188,00	16,54	286,56	8,91	10	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-7-10	19,65	1188,00	16,54	290,75	8,91	10	20,68	0,45	1,00	1,28	35,89	6	2x(1x10mm2)
String 1-7-11	19,65	1188,00	16,54	206,55	8,91	10	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-7-12	19,65	1188,00	16,54	210,70	8,91	10	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x10mm2)
String 1-7-13	19,65	1188,00	16,54	126,57	8,91	6	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x6mm2)
String 1-7-14	19,65	1188,00	16,54	130,60	8,91	6	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-7-15	19,65	1188,00	16,54	46,47	8,91	6	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x6mm2)
String 1-7-16	19,65	1188,00	16,54	50,61	8,91	6	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-7-17	19,65	1188,00	16,54	70,45	8,91	6	20,68	0,50	1,00	1,28	32,31	6	2x(1x6mm2)
String 1-7-18	19,65	1188,00	16,54	74,59	8,91	6	20,68	0,45	1,00	1,28	35,89	6	2x(1x6mm2)
String 1-8-1	19,65	1188,00	16,54	296,24	8,91	10	20,68	0,50	1,00	1,28	32,31	6	2x(1x10mm2)
String 1-8-2	19,65	1188,00	16,54	296,30	8,91	10	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x10mm2)
String 1-8-3	19,65	1188,00	16,54	296,35	8,91	10	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x10mm2)
String 1-8-4	19,65	1188,00	16,54	296,24	8,91	10	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x10mm2)
String 1-8-5	19,65	1188,00	16,54	244,24	8,91	10	20,68	0,45	1,00	1,28	35,89	6	2x(1x10mm2)
String 1-8-6	19,65	1188,00	16,54	248,42	8,91	10	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x10mm2)
String 1-8-7	19,65	1188,00	16,54	164,15	8,91	6	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-8-8	19,65	1188,00	16,54	168,37	8,91	6	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-8-9	19,65	1188,00	16,54	84,37	8,91	6	20,68	0,45	1,00	1,28	35,89	6	2x(1x6mm2)
String 1-8-10	19,65	1188,00	16,54	88,32	8,91	6	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-8-11	19,65	1188,00	16,54	206,43	8,91	10	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-8-12	19,65	1188,00	16,54	210,63	8,91	10	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-8-13	19,65	1188,00	16,54	126,57	8,91	6	20,68	0,54	1,00	1,28	29,91	6	2x(1x6mm2)
String 1-8-14	19,65	1188,00	16,54	130,55	8,91	6	20,68	0,45	1,00	1,28	35,89	6	2x(1x6mm2)
String 1-8-15	19,65	1188,00	16,54	46,39	8,91	6	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x6mm2)
String 1-8-16	19,65	1188,00	16,54	50,50	8,91	6	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-8-17	19,65	1188,00	16,54	286,51	8,91	10	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-8-18	19,65	1188,00	16,54	290,65	8,91	10	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-9-1	19,65	1188,00	16,54	296,08	8,91	10	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-9-2	19,65	1188,00	16,54	295,89	8,91	10	20,68	0,50	1,00	1,28	32,31	6	2x(1x10mm2)

DATOS DEL TRAMO					CAÍDA DE TENSIÓN		INTENSIDAD ADMISIBLE						RESULTADO
TRAMO	POTENCIA [kW]	TENSIÓN [V]	INTENSIDAD [A]	LONGITUD [m]	ΔU MÁX [V]	SECCIÓN [mm²]	I MAYORADA [A]	F1 AGRUPAMIENTO	F2 TEMPERATURA	F3 RESISTIVIDAD	I MÍNIMA [A]	SECCIÓN [mm²]	CONDUCTOR ELEGIDO
String 1-9-3	19,65	1188,00	16,54	296,08	8,91	10	20,68	0,45	1,00	1,28	35,89	6	2x(1x10mm2)
String 1-9-4	19,65	1188,00	16,54	295,87	8,91	10	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-9-5	19,65	1188,00	16,54	286,46	8,91	10	20,68	0,50	1,00	1,28	32,31	6	2x(1x10mm2)
String 1-9-6	19,65	1188,00	16,54	290,55	8,91	10	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x10mm2)
String 1-9-7	19,65	1188,00	16,54	206,41	8,91	10	20,68	0,54	1,00	1,28	29,91	6	2x(1x10mm2)
String 1-9-8	19,65	1188,00	16,54	210,58	8,91	10	20,68	0,54	1,00	1,28	29,91	6	2x(1x10mm2)
String 1-9-9	19,65	1188,00	16,54	126,44	8,91	6	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-9-10	19,65	1188,00	16,54	130,46	8,91	6	20,68	0,54	1,00	1,28	29,91	6	2x(1x6mm2)
String 1-9-11	19,65	1188,00	16,54	46,34	8,91	6	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-9-12	19,65	1188,00	16,54	50,42	8,91	6	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-9-13	19,65	1188,00	16,54	296,20	8,91	10	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-9-14	19,65	1188,00	16,54	296,18	8,91	10	20,68	0,54	1,00	1,28	29,91	6	2x(1x10mm2)
String 1-9-15	19,65	1188,00	16,54	296,34	8,91	10	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x10mm2)
String 1-9-16	19,65	1188,00	16,54	295,87	8,91	10	20,68	0,50	1,00	1,28	32,31	6	2x(1x10mm2)
String 1-9-17	19,65	1188,00	16,54	70,38	8,91	6	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x6mm2)
String 1-9-18	19,65	1188,00	16,54	74,47	8,91	6	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-10-1	19,65	1188,00	16,54	286,75	8,91	10	20,68	0,54	1,00	1,28	29,91	6	2x(1x10mm2)
String 1-10-2	19,65	1188,00	16,54	290,73	8,91	10	20,68	0,50	1,00	1,28	32,31	6	2x(1x10mm2)
String 1-10-3	19,65	1188,00	16,54	206,57	8,91	10	20,68	0,50	1,00	1,28	32,31	6	2x(1x10mm2)
String 1-10-4	19,65	1188,00	16,54	210,69	8,91	10	20,68	0,45	1,00	1,28	35,89	6	2x(1x10mm2)
String 1-10-5	19,65	1188,00	16,54	126,54	8,91	6	20,68	0,45	1,00	1,28	35,89	6	2x(1x6mm2)
String 1-10-6	19,65	1188,00	16,54	130,63	8,91	6	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x6mm2)
String 1-10-7	19,65	1188,00	16,54	46,49	8,91	6	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x6mm2)
String 1-10-8	19,65	1188,00	16,54	50,62	8,91	6	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-10-9	19,65	1188,00	16,54	295,90	8,91	10	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-10-10	19,65	1188,00	16,54	296,17	8,91	10	20,68	0,45	1,00	1,28	35,89	6	2x(1x10mm2)
String 1-10-11	19,65	1188,00	16,54	296,17	8,91	10	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x10mm2)
String 1-10-12	19,65	1188,00	16,54	296,07	8,91	10	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-10-13	19,65	1188,00	16,54	244,36	8,91	10	20,68	0,45	1,00	1,28	35,89	6	2x(1x10mm2)
String 1-10-14	19,65	1188,00	16,54	248,34	8,91	10	20,68	0,54	1,00	1,28	29,91	6	2x(1x10mm2)
String 1-10-15	19,65	1188,00	16,54	164,18	8,91	6	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-10-16	19,65	1188,00	16,54	168,32	8,91	6	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x6mm2)
String 1-10-17	19,65	1188,00	16,54	84,17	8,91	6	20,68	0,54	1,00	1,28	29,91	6	2x(1x6mm2)
String 1-10-18	19,65	1188,00	16,54	88,23	8,91	6	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-11-1	19,65	1188,00	16,54	236,14	8,91	10	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-11-2	19,65	1188,00	16,54	240,26	8,91	10	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x10mm2)
String 1-11-3	19,65	1188,00	16,54	156,10	8,91	6	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x6mm2)
String 1-11-4	19,65	1188,00	16,54	160,25	8,91	6	20,68	0,54	1,00	1,28	29,91	6	2x(1x6mm2)
String 1-11-5	19,65	1188,00	16,54	141,70	8,91	6	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x6mm2)
String 1-11-6	19,65	1188,00	16,54	145,75	8,91	6	20,68	0,54	1,00	1,28	29,91	6	2x(1x6mm2)
String 1-11-7	19,65	1188,00	16,54	117,65	8,91	6	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x6mm2)
String 1-11-8	19,65	1188,00	16,54	121,68	8,91	6	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x6mm2)
String 1-11-9	19,65	1188,00	16,54	93,65	8,91	6	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-11-10	19,65	1188,00	16,54	97,65	8,91	6	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-11-11	19,65	1188,00	16,54	69,73	8,91	6	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-11-12	19,65	1188,00	16,54	73,71	8,91	6	20,68	0,54	1,00	1,28	29,91	6	2x(1x6mm2)
String 1-11-13	19,65	1188,00	16,54	45,72	8,91	6	20,68	0,45	1,00	1,28	35,89	6	2x(1x6mm2)
String 1-11-14	19,65	1188,00	16,54	49,72	8,91	6	20,68	0,54	1,00	1,28	29,91	6	2x(1x6mm2)

DATOS DEL TRAMO					CAÍDA DE TENSIÓN		INTENSIDAD ADMISIBLE						RESULTADO
TRAMO	POTENCIA [kW]	TENSIÓN [V]	INTENSIDAD [A]	LONGITUD [m]	ΔU MÁX [V]	SECCIÓN [mm²]	I MAYORADA [A]	F1 AGRUPAMIENTO	F2 TEMPERATURA	F3 RESISTIVIDAD	I MÍNIMA [A]	SECCIÓN [mm²]	CONDUCTOR ELEGIDO
String 1-11-15	19,65	1188,00	16,54	4,08	8,91	6	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x6mm2)
String 1-11-16	19,65	1188,00	16,54	8,12	8,91	6	20,68	0,45	1,00	1,28	35,89	6	2x(1x6mm2)
String 1-11-17	19,65	1188,00	16,54	84,07	8,91	6	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x6mm2)
String 1-11-18	19,65	1188,00	16,54	88,18	8,91	6	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-12-1	19,65	1188,00	16,54	296,03	8,91	10	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x10mm2)
String 1-12-2	19,65	1188,00	16,54	296,27	8,91	10	20,68	0,50	1,00	1,28	32,31	6	2x(1x10mm2)
String 1-12-3	19,65	1188,00	16,54	295,84	8,91	10	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-12-4	19,65	1188,00	16,54	295,99	8,91	10	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-12-5	19,65	1188,00	16,54	295,70	8,91	10	20,68	0,54	1,00	1,28	29,91	6	2x(1x10mm2)
String 1-12-6	19,65	1188,00	16,54	295,99	8,91	10	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-12-7	19,65	1188,00	16,54	296,40	8,91	10	20,68	0,48	1,00	1,28	33,65	6	2x(1x10mm2)
String 1-12-8	19,65	1188,00	16,54	296,32	8,91	10	20,68	0,54	1,00	1,28	29,91	6	2x(1x10mm2)
String 1-12-9	19,65	1188,00	16,54	229,73	8,91	10	20,68	0,52	1,00	1,28	31,06	6	2x(1x10mm2)
String 1-12-10	19,65	1188,00	16,54	233,84	8,91	10	20,68	0,54	1,00	1,28	29,91	6	2x(1x10mm2)
String 1-12-11	19,65	1188,00	16,54	45,68	8,91	6	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-12-12	19,65	1188,00	16,54	49,75	8,91	6	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-12-13	19,65	1188,00	16,54	125,71	8,91	6	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-12-14	19,65	1188,00	16,54	129,80	8,91	6	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-12-15	19,65	1188,00	16,54	205,74	8,91	10	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-12-16	19,65	1188,00	16,54	209,85	8,91	10	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x10mm2)
String 1-12-17	19,65	1188,00	16,54	4,10	8,91	6	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-12-18	19,65	1188,00	16,54	8,18	8,91	6	20,68	0,47	1,00	1,28	34,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-13-1	19,65	1188,00	16,54	173,74	8,91	6	20,68	0,55	1,00	1,28	29,37	6	2x(1x6mm2)
String 1-13-2	19,65	1188,00	16,54	177,84	8,91	6	20,68	0,54	1,00	1,28	29,91	6	2x(1x6mm2)
String 1-13-3	19,65	1188,00	16,54	253,78	8,91	10	20,68	0,45	1,00	1,28	35,89	6	2x(1x10mm2)
String 1-13-4	19,65	1188,00	16,54	257,89	8,91	10	20,68	0,45	1,00	1,28	35,89	6	2x(1x10mm2)

ANEXO III: CABLEADO CORRIENTE ALTERNA BAJA TENSIÓN

DATOS DEL TRAMO						CAÍDA DE TENSIÓN		INTENSIDAD ADMISIBLE						RESULTADO
TRAMO	POTENCIA [kVA]	COS(φ)	TENSIÓN [V]	INTENSIDAD [A]	LONGITUD [m]	ΔU MÁX [V]	CONDUCTOR	I MAYORADA [A]	F1 AGRUPAMIENTO	F2 TEMPERATURA	F3 RESISTIVIDAD	I MÍNIMA [A]	SECCIÓN [mm²]	CONDUCTOR ELEGIDO
Inverter INV 1-1	320,00	0,90	800,00	230,94	81,80	16,00	1x(3x95mm2)	288,68	0,50	1,00	1,50	0,75	3x(2x150mm2)	3x(2x150mm2)
Inverter INV 1-2	320,00	0,90	800,00	230,94	75,11	16,00	1x(3x70mm2)	288,68	0,48	1,00	1,50	0,72	3x(2x150mm2)	3x(2x150mm2)
Inverter INV 1-3	320,00	0,90	800,00	230,94	87,12	16,00	1x(3x95mm2)	288,68	0,45	1,00	1,50	0,68	3x(2x185mm2)	3x(2x185mm2)
Inverter INV 1-4	320,00	0,90	800,00	230,94	111,10	16,00	1x(3x120mm2)	288,68	0,50	1,00	1,50	0,75	3x(2x150mm2)	3x(2x150mm2)
Inverter INV 1-5	320,00	0,90	800,00	230,94	135,11	16,00	1x(3x150mm2)	288,68	0,48	1,00	1,50	0,72	3x(2x150mm2)	3x(2x150mm2)
Inverter INV 1-6	320,00	0,90	800,00	230,94	147,12	16,00	1x(3x150mm2)	288,68	0,47	1,00	1,50	0,71	3x(2x185mm2)	3x(2x185mm2)
Inverter INV 1-7	320,00	0,90	800,00	230,94	171,15	16,00	1x(3x185mm2)	288,68	0,50	1,00	1,50	0,75	3x(2x150mm2)	3x(2x150mm2)
Inverter INV 1-8	320,00	0,90	800,00	230,94	195,15	16,00	1x(3x240mm2)	288,68	0,52	1,00	1,50	0,78	3x(2x150mm2)	3x(2x150mm2)
Inverter INV 1-9	320,00	0,90	800,00	230,94	207,12	16,00	1x(3x240mm2)	288,68	0,52	1,00	1,50	0,78	3x(2x150mm2)	3x(2x150mm2)
Inverter INV 1-10	320,00	0,90	800,00	230,94	231,15	16,00	1x(3x240mm2)	288,68	0,50	1,00	1,50	0,75	3x(2x150mm2)	3x(2x150mm2)
Inverter INV 1-11	320,00	0,90	800,00	230,94	171,37	16,00	1x(3x185mm2)	288,68	0,45	1,00	1,50	0,68	3x(2x185mm2)	3x(2x185mm2)
Inverter INV 1-12	320,00	0,90	800,00	230,94	147,34	16,00	1x(3x150mm2)	288,68	0,50	1,00	1,50	0,75	3x(2x150mm2)	3x(2x150mm2)
Inverter INV 1-13	320,00	0,90	800,00	230,94	111,37	16,00	1x(3x120mm2)	288,68	0,48	1,00	1,50	0,72	3x(2x150mm2)	3x(2x150mm2)
Inverter INV 1-14	320,00	0,90	800,00	230,94	322,80	16,00	2x(3x185mm2)	288,68	0,50	1,00	1,50	0,75	3x(2x150mm2)	3x(2x150mm2)

ÍNDICE DE DOCUMENTOS

1	-	MEMORIA
2	-	CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS
3	-	ESTUDIO ECONÓMICO
3	-	FICHAS TÉCNICAS
4	-	PLANOS

DOCUMENTO Nº3: ESTUDIO ECONÓMICO

ÍNDICE

1.	OBJETO	4
2.	PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN	5
2.1.	Presupuesto total de la instalación	5
2.2.	Presupuesto por partidas	8
3.	ESTUDIO DE VIABILIDAD	9
3.1.	Hipótesis de cálculo y factores a analizar	9
3.2.	Costes del proyecto	11
3.3.	Flujo de caja del proyecto	12
3.4.	Rentabilidad del proyecto	15
3.5.	Resultados y conclusiones	16

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Precios mensuales del Mercado Diario en 2022 (España). Fuente: OMIE.....	10
--	----

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Presupuesto desglosado de la instalación Moreiras Solar. Fuente: Elaboración propia.	5
Tabla 2. Presupuesto por partidas de la instalación Moreiras Solar. Fuente: Elaboración propia.....	8
Tabla 3. Hipótesis de cálculo económico de la planta Moreiras Solar. Fuente: OSPREL.	9
Tabla 4. Costes del proyecto Moreiras Solar - CAPEX. Fuente: Elaboración propia.	11
Tabla 5. Costes del proyecto Moreiras Solar - OPEX. Fuente: Elaboración propia.....	11
Tabla 6. Flujos de caja del proyecto Moreiras Solar. Fuente: Elaboración propia.	12
Tabla 8. Resumen resultados estudio de viabilidad. Fuente: Elaboración propia.....	16

1. OBJETO

El objeto del presente documento es cuantificar el presupuesto, los costos y los ingresos del proyecto Moreiras Solar para posteriormente valorar la rentabilidad de este, analizando la cuenta de resultados, los flujos de caja y los parámetros financieros calculados.

En este documento se incluyen todos los costos asociados con la construcción e implementación del proyecto abarcando todos los elementos necesarios para su correcta ejecución. El presupuesto incluye los siguientes aspectos:

- La preparación del terreno y la obra civil.
- El campo solar está formado por módulos fotovoltaicos y sus estructuras soporte.
- El sistema de adecuación de energía eléctrica que incluye inversores, centros de transformación y sistemas de monitorización y control.
- La red de distribución interna de baja tensión con un tramo en corriente continua para conectar strings e inversores y un tramo en corriente alterna para conectar inversores y centros de transformación.
- La línea de evacuación soterrada de 15 kV de la planta.

2. PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN

En primer lugar, se elabora el presupuesto desglosado del proyecto del presupuesto de ejecución material (PEM) y de ejecución por contrata (PEC). El presupuesto de ejecución material recoge el importe necesario de todos los materiales y mano de obra mientras que el presupuesto de ejecución por contrata es el importe que cobra el contratista de la obra. En el PEC, al valor de materiales y mano de obra, se le añade la parte proporcional de sus gastos generales (13%) y del beneficio industrial (6%) a obtener de la obra.

2.1. PRESUPUESTO TOTAL DE LA INSTALACIÓN

Tabla 1. Presupuesto desglosado de la instalación Moreiras Solar. Fuente: Elaboración propia.

Ref.	Descripción	Unidad	Medición	Precio Unitario [€]	Precio Total [€]
1. MATERIALES Y EQUIPOS PRINCIPALES					1.792.285,58
1.1.	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS				1.020.000,00
1.1.1.	Suministro de módulos fotovoltaicos Canadian Solar BiHiKu7 CS7N-655B-AG.	Ud	7.500	136,00	1.020.000,00
1.2.	INVERSORES				75.040,00
1.2.1.	Suministro de inversores en string Sungrow SG350HX.	Ud	14	5.360,00	75.040,1800
1.3.	CENTROS DE TRANSFORMACIÓN				121.900,00
1.3.1.	Suministro de centro de transformación de Meins de 4 MVA a 40 °C	Ud	1	121.900,00	121.900,00
1.4.	ESTRUCTURA SOLAR				379.000,00
1.4.1.	Suministro completo de estructuras fijas 2V de 30 módulos de Reenergy MPH-2PV (30°)/60P o similar.	Ud	250	1.516,00	379.000,00
1.5.	CABLEADO Y COMPONENTES ELECTRICOS				121.013,58
1.5.1.	Suministro de cableado de Baja tensión de corriente continua, conductores de cobre y tensión de funcionamiento 1500 Vcc para los circuitos de conexionado de strings e inversores, de Prysmian, o similar.	m	38.646	2,70	104.343,15
1.5.2.	Suministro de cableado de Baja tensión de corriente alterna, conductores de aluminio y tensión de funcionamiento 1000 Vca para los circuitos de conexionado de los inversores con sus respectivos centros de transformación.	m	2.160	6,50	14.038,82
1.5.3.	Suministro de cableado de Media tensión de corriente alterna de aluminio, AL HEPRZ1 1x150/25 de 30 kV.	m	341,77	7,70	2.631,62
1.6.	CABLEADO DE COMUNICACIONES				1.079,91
1.6.1.	Suministro de cableado de comunicaciones.	m	540	2,00	1.079,91
1.7.	PUESTA A TIERRA				3.668,00
1.7.1.	Sistema de puesta a tierra cable de cobre de 35 mm ² conexiones y picas.	m	2.293	1,60	3.668,00
1.8.	SISTEMA DE PARARRAYOS				5.120,00
1.8.1.	Sistema completo de pararrayos y conexión.	Ud	2	2.560,00	5.120,00
1.9.	CONTROL Y MONITORIZACIÓN				51.604,00
1.9.1.	Estaciones meteorológicas con piranómetros incluidos	Ud	1	51.604,00	51.604,00
1.10.	SISTEMA DE VIGILANCIA				13.860,09
1.10.1.	Sistema de videovigilancia y seguridad.	Ud	1	13.860,09	13.860,09

Ref.	Descripción	Unidad	Medición	Precio Unitario [€]	Precio Total [€]
2. OBRA CIVIL					289.998,31
2.1.	DESBROCE Y MOVIMIENTO DE TIERRAS				33.434,26
2.1.1.	DESBROCE: Desbroce de la capa vegetal de 10 cm y destoconado de la superficie con medios mecánicos, con carga y transporte al almacén de la instalación para su posterior uso.	m²	119.408	0,28	33.434,29
2.2.	CAMINOS				39.690,70
2.2.1.	Viales internos de 4 m de ancho con compactación y canalizaciones de agua.	m	1.985	20,00	39.690,70
2.3.	VALLADO				17.892,91
2.3.1.	Vallado perimetral de 2 m de alambrado incluyendo postes, puertas, instalación y uniones.	m	1.593,67	10,60	16.892,91
2.3.2.	Puertas de acceso.	Ud	2,00	500,00	1.000,73
2.4.	INSTALACIONES TEMPORALES				20.000,00
2.4.1.	Instalación y desmontaje de casetas temporales de obra con su respectivo acondicionamiento de terreno y personal de obra.	Ud	1	20.000,00	20.000,00
2.5.	ZANJAS				34.757,06
2.5.1.	Creación de zanjas para la distribución eléctrica de baja tensión incluyendo tubos de cableado.	m	771	16,00	12.336,94
2.5.2.	Creación de zanjas para la distribución eléctrica de media tensión incluyendo tubos de cableado.	m	342	65,60	22.420,11
2.6.	DRENAJES				19.845,35
2.6.1.	Drenajes de la planta.	m	1.985	10,30	19.845,35
2.7.	CIMENTACIONES				39.330,00
2.7.1.	Cimentaciones de los CTs.	m³	8	228,00	1.710,00
2.7.2.	Cimentación del edificio.	m³	110	341,90	37.620,84
2.8.	EDIFICIO DE O&M				85.048,02
2.8.1.	Edificio.	Ud	1	85.048,02	85.048,02
2.8.2.	Punto limpio.	Ud	1	7.559,82	7.559,82
2.9.	CENTRO DE SECCIONAMIENTO				52.864,10
2.9.1.	Centro de seccionamiento.	Ud	1	52.864,10	52.864,10
3. MONTAJE ELÉCTRICO Y MECÁNICO					92.300,00
3.1.	DESCARGA/ACOPIO				37.400,00
3.1.1.	Descarga, transporte y gestión de acopio de materiales y componentes principales de la instalación. Almacén de materiales durante la ejecución de las obras. Sistema de almacenaje y depósito de agua para la obra y el mantenimiento de la instalación. Transporte de cualquier elemento cuyos Incoterms no incluyan el transporte a obra DDP.	Ud	1	37.400,00	37.400,00
3.2.	MONTAJE MECÁNICO				17.500,00
3.2.1.	Hincado de los pilares de la estructura solar, perforado en terreno e instalación y relleno/hormigonado del pilar metálico de la estructura en apoyos de especial dureza del terreno, montaje de estructura mecánica, colocación del centro de transformación, inversores y módulos.	Ud	2.500	7,00	17.500,00

Ref.	Descripción	Unidad	Medición	Precio Unitario [€]	Precio Total [€]
3.3.	MONTAJE ELÉCTRICO				37.400,00
3.3.1.	Tendido sobre estructura o bajo tubo en zanja del conductor de corriente continua y baja tensión de conexionado de módulos solares fotovoltaico, tendido del conductor de corriente alterna y baja tensión, conexionado de los strings con sus correspondientes inversores, tendido y conexionado de los conductores de servicios auxiliares y de fibra óptica y tendido y conexionado del cable de puesta a tierra incluidas soldaduras aluminotérmicas.	Ud	1	37.400,00	37.400,00
4.	GESTIÓN DE RESIDUOS				4.028,39
4.1.1.	Costes obtenidos del estudio de gestión de residuos generados en obra para el cumplimiento de la normativa en cuestión.	Ud	1	4.028,39	4.028,39
5.	SEGURIDAD Y SALUD				19.648,00
5.1.1	Prevención de riesgos y accidentes laborales y seguridad durante la ejecución de cada una de las actividades de la obra.	Ud	1	19.648,00	19.648,00
6.	MEDIOAMBIENTE				88.000,00
6.1.1.	Gestión y seguimiento medioambiental durante la construcción. Incluido todo lo definido en el presente BoQ, los documentos contractuales (Pliego de condiciones, entre otros), especificaciones y normativa vigente.	Ud	1	24.000,00	24.000,00
6.1.2.	Incendios. Habilitar en obra dispositivos antiincendios necesarios, tanto individuales (batafuegos, mochilas de agua, palines, etc) y colectivos (camión cisterna o cuba móvil de 2000 l de capacidad, 4 atm. de presión en punta de lanza a disposición) incluyendo personal y equipos auxiliares necesarios.	Ud	1	64.000,00	64.000,00
7.	PUESTA EN MARCHA				1.116,42
7.1.1.	Pruebas equipamiento eléctrico, red de comunicación, red de media tensión y puesta de servicio según pliego de prescripciones técnicas particulares.	Ud	1	1.116,42	1.116,42

TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	2.287.376,70
Gastos Generales (13%)	297.358,97
Beneficio Industrial (6%)	137.242,60
TOTAL PRESUPUESTO INVERSIÓN	2.660.569,52
IVA (21%)	571.615,44
TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	3.293.593,72

El presupuesto total de ejecución material de la instalación asciende a **DOS MILLONES DOSCIENTOS OCHENTA Y SIETE MIL TRESCIENTOS SETENTA Y SEIS EUROS CON SETENTA CÉNTIMOS (2.287.376,70 €)**.

2.2. PRESUPUESTO POR PARTIDAS

Tabla 2. Presupuesto por partidas de la instalación Moreiras Solar. Fuente: Elaboración propia.

Ref.	Descripción	TOTAL
1.	MATERIALES Y EQUIPOS PRINCIPALES	1.792.285,58 €
2.	OBRA CIVIL	289.998,31 €
3.	MONTAJE ELÉCTRICO Y MECÁNICO	92.300,00 €
4.	GESTIÓN DE RESIDUOS	4.028,39 €
5.	SEGURIDAD Y SALUD	19.648,00 €
6.	MEDIOAMBIENTE	88.000,00 €
7.	PUESTA EN MARCHA	1.116,42 €
TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL		2.287.376,70 €
TOTAL PRESUPUESTO INVERSIÓN		2.721.978,28 €
TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA		3.293.593,72 € €

3. ESTUDIO DE VIABILIDAD

3.1. HIPÓTESIS DE CÁLCULO Y FACTORES A ANALIZAR

Una vez conocido el valor del presupuesto se pueden cuantificar los costes fijos y de operación para estudiar la viabilidad de la planta Moreiras Solar. Para ello, se tomarán como base las siguientes hipótesis:

- La potencia nominal de la planta depende de la potencia de acceso y conexión disponible de la subestación INCA 66. En el momento actual de desarrollo de este proyecto, dicha subestación cuenta con una capacidad disponible de 38,7 MW que será la capacidad máxima a verter a la red (POI). Por lo tanto, la planta Moreiras Solar no tendrá problema de acceso y conexión ya que su potencia es inferior (concedidos en el punto de conexión 4,094 MW).
- El nivel de inflación y el impuesto de la energía previstos para el momento en el que la planta se ponga en funcionamiento se muestran a continuación (Tabla 3). Dichos datos han sido contrastados en proyectos similares desarrollado por la empresa colaboradora, OSPREL. Asimismo, se ha optado en todo momento por la opción más desfavorable.

Tabla 3. Hipótesis de cálculo económico de la planta Moreiras Solar. Fuente: OSPREL.

Hipótesis de cálculo económico	
Inflación costes	1,0%
Inflación precio de venta	1,0%
Impuesto de la energía	7,0%
Tasa de descuento	7,0%
Gastos generales	13,0%
Beneficio industrial	6,0%

- Los módulos tienen un grado de degradación que disminuye con el tiempo. Según el fabricante, este valor es del 2% durante el primer año y del 0,55% en los años posteriores. Se tendrán en cuenta estos porcentajes para la estimación de ingresos.
- Para estimar el precio de venta inicial de la energía, es común tomar de referencia el precio medio de la electricidad del año pasado, 2022. Dado que el PSFV operará en el mercado diario, el precio de la energía se utilizaría como referencia. La media del precio de venta de energía en el año 2022 fue de 172 €/MWh, tal y como se muestra en la Figura 1. Sin embargo, este precio fue elevado debido a la dependencia energética del gas natural y la inestabilidad política. Por ello, para llevar a cabo un análisis más realista, se considerará el precio medio del mercado diario de 60 €/MWh, con un incremento anual del 1 %. Con ello, se calcularán los ingresos según:

$$\text{Ingresos (€)} = \text{Energía producida (MWh)} \cdot \text{Tarifa electricidad estimada} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right)$$

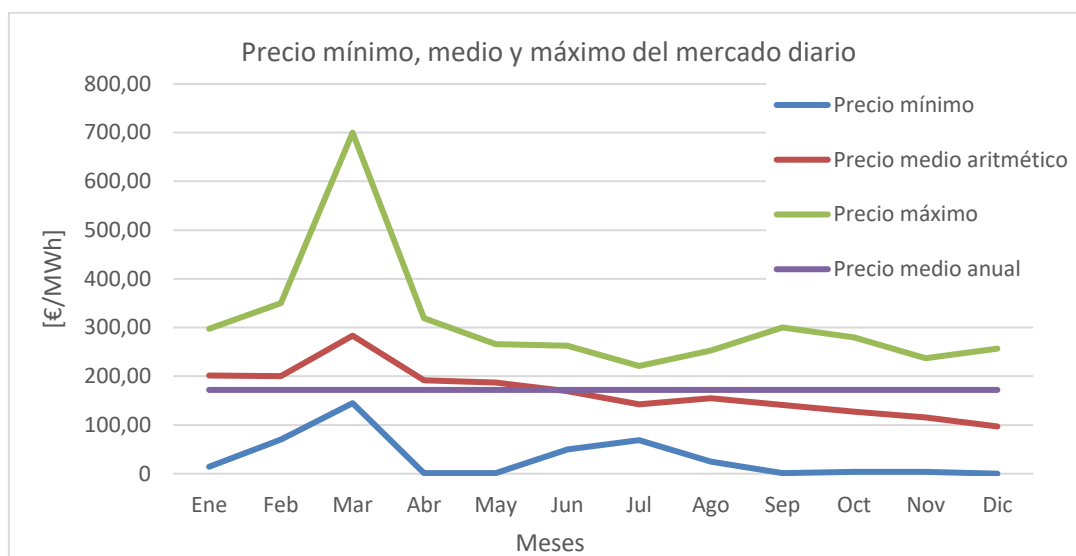


Figura 1. Precios mensuales del Mercado Diario en 2022 (España). Fuente: OMIE

En este estudio económico se estimarán los siguientes parámetros:

- **Capital Expenditure (CAPEX):** es el coste de inversión de la planta. Se estimará una vida útil de la instalación de 30 años.
- **Operational Expenditures (OPEX):** es el coste permanente asociado a el propio funcionamiento de la planta. Se realizará un cálculo de los gastos de operación a partir del presupuesto.
- **Valor Actual Neto (VAN):** es un parámetro financiero de inversión que muestra el valor actual de los flujos de caja producidos a lo largo de la vida de un proyecto. Se utiliza para conocer cuánto se va a ganar o perder con dicho proyecto o inversión.
- **Tasa interna de retorno (TIR):** es la media geométrica de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para "reinvertir", con otras palabras, es la tasa de descuento a partir de la cual la inversión deja de ser rentable. Cuanto mayor sea este valor, mejor será la inversión.
- **Levelised cost of electricity (LCOE):** es el valor del coste total actual de construir y operar una instalación generadora de energía a lo largo de toda su vida útil. Mide los costes totales que esa instalación tendrá a lo largo de su vida y los divide por la producción de energía que realizará.

3.2. COSTES DEL PROYECTO

En primer lugar, podemos estimar los costes fijos iniciales, CAPEX, la inversión inicial que se deberá desembolsar para el desarrollo del proyecto. Es importante señalar que debido a que el terreno se encuentra en propiedad, no se requerirán gastos adicionales.

Tabla 4. Costes del proyecto Moreiras Solar - CAPEX. Fuente: Elaboración propia.

Concepto	Precio total [€]
Acondicionamiento	175.000,00 €
Módulos fotovoltaicos	1.020.000,00 €
Inversores	75.040,00 €
Centro de transformación	121.900,00 €
Estructuras	379.000,00 €
Montaje mecánico	92.300,00 €
Sistema eléctrico	130.881,49 €
Seguros y vigilancia	13.860,09 €
Otros materiales	166.602,70 €
Total ejecución material	2.174.584,28 €
Gestión de residuos	4.028,00 €
Estudio de Seguridad y Salud	19.648,00 €
Otros	89.116,42 €
CAPEX	2.287.376,70 €
€/MWp	465.576,37 €

Por otro lado, se cuenta con los gastos del OPEX el cual es una partida principal definida en la cuenta de explotación y el cálculo del "Cash Flow". Tiene todos los gastos que se generan de forma anual para que la planta siga produciendo energía cada año. Dichos gastos se pueden ver en la siguiente:

Tabla 5. Costes del proyecto Moreiras Solar - OPEX. Fuente: Elaboración propia.

Concepto	Precio total [€]
Operación y mantenimiento	9.826,00 €
Equipos	9.826,00 €
Servicios auxiliares	4.480,00 €
Coste de gestión	4.480,00 €
OPEX	28.612,00 €
€/MWp	5.823,73 €

3.3. FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO

A continuación, se muestran los beneficios y los flujos de caja durante los 30 años de vida útil de la planta. El CAPEX, el OPEX y los beneficios determinan este flujo de caja.

Tabla 6. Flujos de caja del proyecto Moreiras Solar. Fuente: Elaboración propia.

ANÁLISIS FLUJOS DE CAJA (30 de vida útil)										
PERIODO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
AÑO		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
PRECIO DE VENTA		183,22	147,00	95,50	70,00	65,00	62,00	59,00	58,60	58,40
PRODUCCIÓN [MWh]		-	-	7.670,00	7.627,82	7.585,86	7.544,14	7.502,65	7.461,38	7.420,34
INGRESOS		-	-	732.485,00	533.947,05	493.081,03	467.736,67	442.656,17	437.237,01	433.348,14
OPEX		15.000	15.000,00	28.612	29.478,97	29.773,76	30.071,50	30.372,21	30.675,94	30.982,70
EBITDA		(15.000,00)	(15.000,00)	703.873,00	504.468,08	463.307,27	437.665,17	412.283,96	406.561,07	402.365,44
DEPRECIACIÓN				102.931,95	102.931,95	102.931,95	102.931,95	102.931,95	102.931,95	102.931,95
EBIT		(15.000,00)	(15.000,00)	600.941,05	401.536,13	360.375,32	334.733,22	309.352,01	303.629,12	299.433,49
IMPUESTO ENERGÍA		-	-	51.273,95	37.376,29	34.515,67	32.741,57	30.985,93	30.606,59	30.334,37
TASAS		-	-	-	-	-	-	-	-	-
NOPAT		(15.000,00)	(15.000,00)	549.667,10	364.159,83	325.859,65	301.991,65	278.366,08	273.022,53	269.099,12
OCF		(15.000,00)	(15.000,00)	652.599,05	467.091,78	428.791,60	404.923,60	381.298,03	375.954,48	372.031,07
CAPEX		-	(2.287.376,70)	-	-	-	-	-	-	-
CFFA		(15.000,00)	(2.302.376,70)	652.599,05	467.091,78	428.791,60	404.923,60	381.298,03	375.954,48	372.031,07
		(15.000,00)	(2.317.376,70)	(1.664.777,65)	(1.197.685,87)	(768.894,27)	(363.970,67)	17.327,36	393.281,84	765.312,92
				1,00	1,00	1,00	1,00	0,95		

ANÁLISIS FLUJOS DE CAJA (30 de vida útil)										
PERIODO	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
PRECIO DE VENTA	58,25	57,96	57,67	57,38	57,09	56,81	56,52	56,24	55,96	55,68
PRODUCCIÓN [MWh]	7.379,53	7.338,95	7.298,58	7.258,44	7.218,52	7.178,82	7.139,33	7.100,07	7.061,02	7.022,18
INGRESOS	429.857,79	425.356,11	420.901,57	416.493,68	412.131,95	407.815,89	403.545,04	399.318,92	395.137,05	390.998,98
OPEX	31.292,52	31.605,45	106.961,50	32.240,72	32.563,12	32.888,76	33.217,64	33.549,82	33.885,32	34.224,17
EBITDA	398.565,27	393.750,66	313.940,06	384.252,96	379.568,82	374.927,14	370.327,40	365.769,10	361.251,73	356.774,80
DEPRECIACIÓN	102.931,95	102.931,95	102.931,95	102.931,95	102.931,95	102.931,95	102.931,95	102.931,95	102.931,95	102.931,95
EBIT	295.633,32	290.818,71	211.008,11	281.321,01	276.636,87	271.995,19	267.395,45	262.837,14	258.319,78	253.842,85
IMPUESTO ENERGÍA	30.090,05	29.774,93	29.463,11	29.154,56	28.849,24	28.547,11	28.248,15	27.952,32	27.659,59	27.369,93
TASAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NOPAT	265.543,27	261.043,78	181.545,00	252.166,45	247.787,63	243.448,07	239.147,29	234.884,82	230.660,19	226.472,92
OCF	368.475,23	363.975,73	284.476,95	355.098,40	350.719,58	346.380,02	342.079,24	337.816,77	333.592,14	329.404,88
CAPEX	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CFFA	368.475,23	363.975,73	284.476,95	355.098,40	350.719,58	346.380,02	342.079,24	337.816,77	333.592,14	329.404,88
	1.133.788,1	1.497.763,8	1.782.240,8	2.137.339,2	2.488.058,8	2.834.438,8	3.176.518,1	3.514.334,8	3.847.926,9	4.177.331,8

ANÁLISIS FLUJOS DE CAJA (30 de vida útil)											
PERIODO	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
PRECIO DE VENTA	55,40	55,13	54,85	54,58	54,30	54,03	53,76	53,49	53,22	52,96	52,69
PRODUCCIÓN [MWh]	6.983,56	6.945,15	6.906,95	6.868,96	6.831,18	6.793,61	6.756,25	6.719,09	6.682,13	6.645,38	6.608,83
INGRESOS	386.904,24	382.852,38	378.842,96	374.875,53	370.949,65	367.064,88	363.220,79	359.416,96	355.652,96	351.928,39	348.242,82
OPEX	34.566,41	34.912,08	35.261,20	35.613,81	35.969,95	36.329,65	36.692,94	37.059,87	37.430,47	37.804,78	38.182,82
EBITDA	352.337,83	347.940,31	343.581,76	339.261,72	334.979,70	330.735,23	326.527,84	322.357,09	318.222,49	314.123,61	310.059,99
DEPRECIACIÓN	102.931,95	102.931,95	102.931,95								
EBIT	249.405,87	245.008,36	240.649,81	339.261,72	334.979,70	330.735,23	326.527,84	322.357,09	318.222,49	314.123,61	310.059,99
IMPUESTO ENERGÍA	27.083,30	26.799,67	26.519,01	26.241,29	25.966,48	25.694,54	25.425,46	25.159,19	24.895,71	24.634,99	24.377,00
TASAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NOPAT	222.322,58	218.208,69	214.130,81	313.020,43	309.013,22	305.040,69	301.102,39	297.197,90	293.326,78	289.488,62	285.683,00
<i>OCF</i>	<i>325.254,53</i>	<i>321.140,64</i>	<i>317.062,76</i>	<i>313.020,43</i>	<i>309.013,22</i>	<i>305.040,69</i>	<i>301.102,39</i>	<i>297.197,90</i>	<i>293.326,78</i>	<i>289.488,62</i>	<i>285.683,00</i>
CAPEX	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CFFA	325.254,53	321.140,64	317.062,76	313.020,43	309.013,22	305.040,69	301.102,39	297.197,90	293.326,78	289.488,62	285.683,00
	4.502.586,9	4.823.727,1	5.140.789,7	5.453.810,2	5.762.823,4	6.067.864,1	6.368.966,5	6.666.164,4	6.959.491,2	7.248.979,8	7.534.662,8

3.4. RENTABILIDAD DEL PROYECTO

Calculado el flujo de caja del proyecto, se procede al cálculo de los parámetros habituales para estudiar su rentabilidad. Se estimará utilizando el VAN, el TIR y el LCOE.

En primer lugar, se calcula el Valor Actual Neto (VAN) es un parámetro financiero que muestra el valor actual de los flujos de caja producidos a lo largo de la vida útil de un proyecto. Si el VAN es positivo, indica que el proyecto es rentable, si no es así, no sería rentable desde un punto de vista económico. El VAN se encuentra utilizando una tasa de descuento del 7 %, que es un valor típico para la energía fotovoltaica en Europa, la inversión inicial, I_0 y los flujos de caja operativos previos, F_t según:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=0}^{t=30} \frac{F_t}{(1+k)^t} = 5.910.949,91€$$

Como resultado, es una inversión rentable que espera ganar **5.910.949,91 €** durante toda su vida.

Asimismo, se estudia la Tasa Interna de Retorno (TIR), que es la tasa de descuento a partir de la cual la inversión deja de ser rentable. Cuanto mayor sea este valor, mejor será la inversión. El valor de la TIR del proyecto Moreiras Solar es de **17,9 %**, superior al valor inicial considerado para el VAN (7 %). Por lo que es rentable el proyecto.

Por otro lado, se debe a calcular el coste normalizado de generación de electricidad (LCOE), que es una métrica empleada para calcular el coste nivelado de la electricidad a lo largo de la vida útil de la planta y compararlo entre las diferentes tecnologías. Un LCOE bajo indica un menor costo de la electricidad y, por tanto, una mayor competitividad y eficiencia económica del proyecto. El LCOE se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$LCOE \left(\frac{€}{MWh} \right) = \frac{CAPEX (€) \cdot f_a + OPEX (€) \cdot f_{\Sigma}^F \cdot f_a}{Producción_{año1} (MWh)}$$

Siendo f_a el factor de amortización y f_{Σ} el factor sumatorio que representa la suma de los costos operativos anuales a lo largo de la vida útil del proyecto

Para obtener el valor de f_a hay que aplicar la fórmula mostrada a continuación:

$$f_a = \frac{i \cdot (1+i)^N}{(1+i)^N - 1}$$

Siendo i la tasa de descuento, estimada en el 7% y N el tiempo de vida del proyecto, que se estima en 30 años.

$$f_a = \frac{0,07 \cdot (1 + 0,07)^{30}}{(1 + 0,07)^{30} - 1} \rightarrow f_a = 0,0805$$

Asimismo, es necesario calcular el factor sumatorio f_Σ como:

$$f_\Sigma = \frac{k \cdot (1 + k^N)}{1 - k}$$

Siendo k:

$$k = \frac{1 + r}{1 + i}$$

Y r la tasa nominal calculada a partir de la tasa de inflación (1%) y la tasa real (1,5%). Por lo tanto:

$$1 + r_n = (1 + r_r) \cdot (1 + r_i) = (1 + 0,01) \cdot (1 + 0,015) \rightarrow r_n = 2,52\%$$

$$k = \frac{1 + 0,0252}{1 + 0,07} \rightarrow k = 0,958$$

$$f_\Sigma = \frac{0,958 \cdot (1 + 0,958^{30})}{1 - 0,958} \rightarrow f_\Sigma = 29,105$$

Obteniendo con ello un valor de **LCOE de 32,77 €/MWh**, bastante inferior al precio de la electricidad estimado en 60 €/MWh, y, por lo tanto, rentable.

Por último, analizando el flujo de caja acumulado (Tabla 6) se determina el año en que se recupera la inversión. Para el proyecto Moreiras Solar se empiezan a obtener beneficios a partir del **año 5**.

3.5. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Concluyendo, el proyecto se amortizará a partir de 5 años y será rentable por los siguientes argumentos:

- La tasa Interna de Retorno TIR (17,94%) es superior al valor inicial considerado para el VAN (7 %).
- El valor actual neto VAN (5.910.949,91 €) es positivo y mayor que cero.
- El precio de venta de electricidad estimado (60 €/MWh) es superior al LCOE (32,77 €/MWh)

A continuación, se muestra una tabla resumen con los resultados obtenidos del estudio de viabilidad.

Tabla 7. Resumen resultados estudio de viabilidad. Fuente: Elaboración propia.

VAN [€]	PB [años]	TIR [%]	LCOE [€/MWh]	PE [kWh/kWp]	CAPEX [€]	OPEX [€]
5.910.949,91	4,95	17,94%	32,77	1.561,32	2.287.376,70	28.612,00

ÍNDICE DE DOCUMENTOS

1	-	MEMORIA
2	-	CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS
3	-	ESTUDIO ECONÓMICO
4	-	FICHAS TÉCNICAS
5	-	PLANOS

DOCUMENTO Nº4: FICHAS TÉCNICAS

ÍNDICE

1.	MÓDULO.....	3
2.	INVERSOR	4
3.	ESTRUCTURA.....	5
4.	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	6
5.	CONDUCTOR CC – BT	7
6.	CONDUCTOR CA – BT	8
7.	CONDUCTOR CA – AT	9

1. MÓDULO



FRONT

BACK

BiHiKu7

BIFACIAL MONO PERC**640 W ~ 670 W****CS7N-640 | 645 | 650 | 655 | 660 | 665 | 670MB-AG**

MORE POWER



Module power up to 670 W
Module efficiency up to 21.6 %



Up to 8.9 % lower LCOE
Up to 4.6 % lower system cost



Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation



Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant



Better shading tolerance

MORE RELIABLE



40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate



Minimizes micro-crack impacts



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*



Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*



Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%

Subsequent annual power degradation no more than 0.45%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

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

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA
CEC listed (US California) / FSEC (US Florida)
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
Take-e-way



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

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 63 GW of premium-quality solar modules across the world.

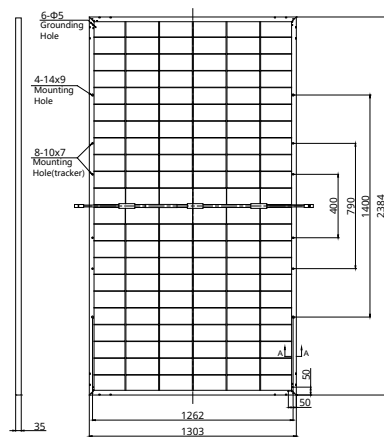
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CSI Solar Co., Ltd.

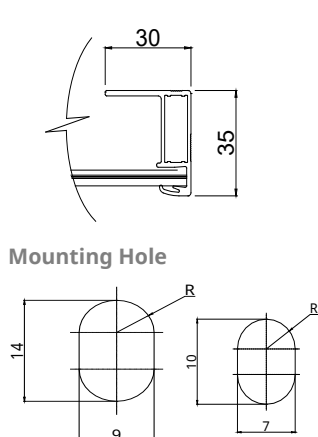
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)

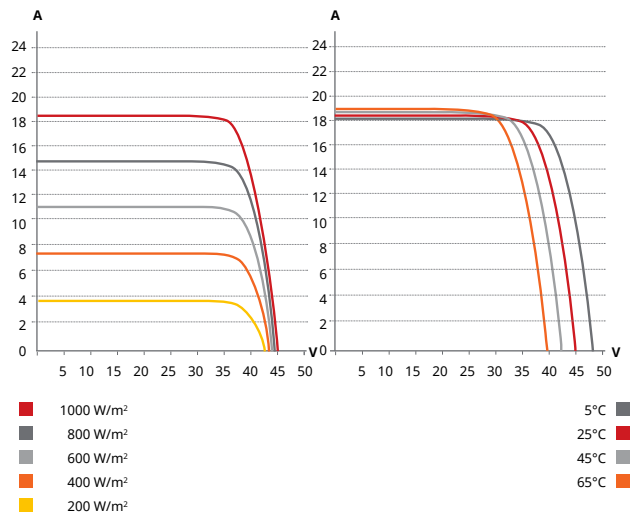
Rear View



Frame Cross Section A-A



CS7N-650MB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

		Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS7N-640MB-AG		640 W	37.5 V	17.07 A	44.6 V	18.31 A	20.6%
	Bifacial Gain**						
	5%	672 W	37.5 V	17.92 A	44.6 V	19.23 A	21.6%
	10%	704 W	37.5 V	18.78 A	44.6 V	20.14 A	22.7%
CS7N-645MB-AG		645 W	37.7 V	17.11 A	44.8 V	18.35 A	20.8%
	Bifacial Gain**						
	5%	677 W	37.7 V	17.97 A	44.8 V	19.27 A	21.8%
	10%	710 W	37.7 V	18.84 A	44.8 V	20.19 A	22.9%
CS7N-650MB-AG		650 W	37.9 V	17.16 A	45.0 V	18.39 A	20.9%
	Bifacial Gain**						
	5%	683 W	37.9 V	18.03 A	45.0 V	19.31 A	22.0%
	10%	715 W	37.9 V	18.88 A	45.0 V	20.23 A	23.0%
CS7N-655MB-AG		655 W	38.1 V	17.20 A	45.2 V	18.43 A	21.1%
	Bifacial Gain**						
	5%	688 W	38.1 V	18.06 A	45.2 V	19.35 A	22.1%
	10%	721 W	38.1 V	18.93 A	45.2 V	20.27 A	23.2%
CS7N-660MB-AG		660 W	38.3 V	17.24 A	45.4 V	18.47 A	21.2%
	Bifacial Gain**						
	5%	693 W	38.3 V	18.10 A	45.4 V	19.39 A	22.3%
	10%	726 W	38.3 V	18.96 A	45.4 V	20.32 A	23.4%
CS7N-665MB-AG		665 W	38.5 V	17.28 A	45.6 V	18.51 A	21.4%
	Bifacial Gain**						
	5%	698 W	38.5 V	18.14 A	45.6 V	19.44 A	22.5%
	10%	732 W	38.5 V	19.02 A	45.6 V	20.36 A	23.6%
CS7N-670MB-AG		670 W	38.7 V	17.32 A	45.8 V	18.55 A	21.6%
	Bifacial Gain**						
	5%	704 W	38.7 V	18.20 A	45.8 V	19.48 A	22.7%
	10%	737 W	38.7 V	19.05 A	45.8 V	20.41 A	23.7%
	20%	804 W	38.7 V	20.78 A	45.8 V	22.26 A	25.9%

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

** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ +10 W
Power Bifaciality*	70 %

* Power Bifaciality = $P_{max, rear} / P_{max, front}$, both $P_{max, rear}$ and $P_{max, front}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: $\pm 5 \%$

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.

199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-640MB-AG	480 W	35.2 V	13.64 A	42.2 V	14.77 A
CS7N-645MB-AG	484 W	35.3 V	13.72 A	42.3 V	14.80 A
CS7N-650MB-AG	487 W	35.5 V	13.74 A	42.5 V	14.83 A
CS7N-655MB-AG	491 W	35.7 V	13.76 A	42.7 V	14.86 A
CS7N-660MB-AG	495 W	35.9 V	13.79 A	42.9 V	14.89 A
CS7N-665MB-AG	499 W	36.1 V	13.83 A	43.1 V	14.93 A
CS7N-670MB-AG	502 W	36.3 V	13.85 A	43.3 V	14.96 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	37.9 kg (83.6 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or MC4-EVO2
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces or 465 pieces (only for US)

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



2. INVERSOR

SG350HX

Multi-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System

Preliminary



HIGH YIELD

- Up to 16 MPPTs with max. efficiency 99%
- 20 A per string, compatible with 500Wp+ module
- Data exchange with tracker system, improving yield



Low Cost

- Q at night function, save investment
- Power line communication (PLC)
- Smart IV Curve diagnosis*, active O&M



PROVEN SAFETY

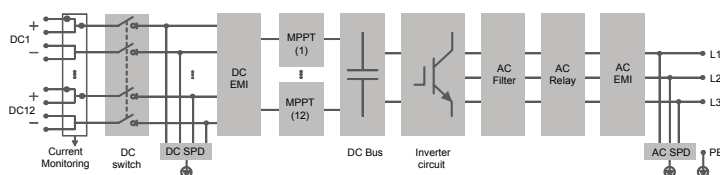
- 2 strings per MPPT, no fear of string reverse connection
- Integrated DC switch, automatically cut off the fault
- 24h real-time AC and DC insulation monitoring



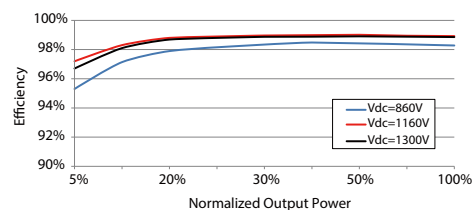
Grid Support

- $SCR \geq 1.16$ stable operation in extremely weak grid
- Reactive power response time <30ms
- Compliant with global grid code

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



Type designation	SG350HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12 (Optional: 14/16)
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	12 * 40 A (Optional: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Max. DC short-circuit current per MPPT	60 A
Output (AC)	
AC output power	352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @40 °C / 295 kVA @50 °C
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 – 920 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / AC connection	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency / CEC efficiency	99.01 % / 98.8 % / 98.5 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch/ AC switch	Yes / No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1136*870*361 mm / 44.7"*34.3"*14.2"
Weight	≤ 110 kg / ≤ 242.5 lbs
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66 / NEMA 4X
Night power consumption	< 6 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C / -22 to 140 °F
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating) / 13123 ft (> 9843 ft derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ² / Max. 10AWG, optional 8AWG)
AC connection type	Support OT/DT terminal (Max. 400 mm ² / 789 Kcmil)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, UL1741, UL1741SA, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, California Rule 21, UL1699B
Grid support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Q-U control, P-f control

*: Only compatible with Sungrow logger and iSolarCloud

3. ESTRUCTURA



ASTURMADI RENEERGY designs, calculates and manufactures its own fixed structure. Particular conditions of each project are taken into account always seeking for the ease and speed of assembly, the adaptability of the system to irregular local topography and client requirements. New solutions and innovative products are developed, fulfilling the technical requirements imposed by currently regulations from each country.

EXPERIENCE



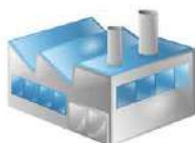
- ✓ ASTURMADI RENEERGY technical team has more than 10 years of experience in photovoltaic sector and more than 1,2 GW of projects executed.
- ✓ Participation in projects in more than 20 countries.

DESIGN



- ✓ Design and structure calculated to achieve the requirements imposed by the clients and current regulation from each country.
- ✓ Search for the optimal foundation solutions for each project.

MANUFACTURING



- ✓ Own manufacturing cold formed profiles according to UNE-EN 10162. Different steel qualities are selected to cover project needs.
- ✓ Coating treatments are applied to guarantee the structure durability (Hot Dip Galvanized, Posmac, Magnelis, Magicinc or similar).

ASSEMBLY



- ✓ The structure can be adapted to different possible foundations (Driven Piles, Concrete Foundation, etc).
- ✓ Easy assembly process. All joints are bolted, neither cuts nor welds are needed in construction.

QUALITY



- ✓ Metal structure manufactured according to UNE-EN 1090.
- ✓ Hot Dip Galvanized structure and / or ZM coating treatment (Zinc-Magnesium) according to UNE-EN ISO 1461 and UNE-EN 10346 respectively.

WARRANTY



- ✓ 10 years structure warranty (expandable).
- ✓ Coating warranty is dependant from the environment where the structure is installed according to UNE-EN ISO 14713 (*).

SPAIN

Travesía de la Industria Nº51
Polígono de las Arobas
33401 Avilés, Asturias
Tel. +34 985 525 755
Fax +34 985 525 130

MEXICO

Norte 45 No. 686
Industrial Vallejo, Azcapotzalco
México, D.F. CP 02300
Tel. 01(55) 67 28 00 87



www.asturmadienergy.com



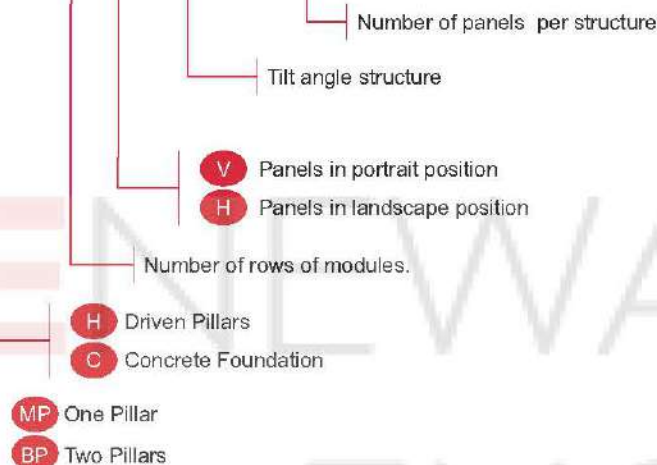
info@asturmadienergy.com



+34 985 525 755

TYPES OF STRUCTURES

MP H - 2P V (25°) / 40P



ONE PILLAR STRUCTURE

MPH-2PV (30°) / 20P



One driven pillar, with 2 rows of panels in portrait position at 30° tilt, supporting 20 solar modules in total.

MPH-3PH (20°) / 18P



One driven pillar, with 3 rows of panels in landscape position at 20° tilt, supporting 18 solar modules in total.

TWO PILLAR STRUCTURE

BPH-3PV (15°) / 60P



Two driven pillars, with 3 rows of panels in portrait position at 15° tilt, supporting 60 solar modules in total.

BPH-4PH (10°) / 28P



Two driven pillars, with 3 rows of panels in landscape position at 10° tilt, supporting 28 solar modules in total.

GENERAL CHARACTERISTICS

Fixed Structure	One Pillar / Two Pillars
Panels	72 cells / 60 cells
Maximum Slope	Tailored to specific client conditions up
Material	Cold formed and Hot rolled steel with a yield strength greater or equal to 275 N/mm ²
Finishing Treat (*)	Hot Dip Galvanized according to UNE-EN ISO 1461 or ZM (Zinc-Magnesium) according to UNE-EN 10346
Foundation	Driven Pillars, Screw, Concrete Foundation (Micropiles and Superficial Footing)
Maximum Wind	Tailored to local Codes or specific client conditions up.

(*) Standard Coating Warranty		
	Enviroment	Warranty
C2	Exposed rural inland	50 years
C3	Urban inland or mild coastal	25 yeras
C4	Industrial inland or urban coastal	10 years
C5	Industrial with high humidity or high salinity coastal	5 yeras

Service life is guaranteed maintaining enviromental conditions without changes.

SPAIN

Travesía de la Industria Nº51
Polígono de las Arobias
33401 Avilés, Asturias
Tel. +34 985 525 755
Fax +34 985 525 130

MEXICO

Norte 45 No. 686
Industrial Vallejo, Azcapotzalco
México, D.F. CP 02300
Tel. 01(55) 67 28 00 87

www.asturmadienergy.com
info@asturmadienergy.com
+34 985 525 755

4. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN



CONSTRUCCIONES ELÉCTRICAS JARA, S.A.

Avda. de Lasalle, 121 - 37008 SALAMANCA, ESPAÑA Telef: +34 923 192 794 Fax: +34 923 192 793
http://www.trafojara.com E-mail: Calidad: calidad@trafojara.com; Técnico: tecnico@trafojara.com

ISO 14001

BUREAU VERITAS
Certification



TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT - ESPECIFICACIÓN TÉCNICA

1-3, (v20)

MT/BT DISTRIBUTION TRANSFORMERS - TECHNICAL SPECIFICATION - TRANSFORMATEURS DE DISTRIBUTION MT/BT - CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO MT/BT CARACTERISTICAS TECNICAS

TRANSFORMADOR TIPO, TRANSFORMER TYPE, TYPE DE TRANSFORMATEUR

4000/24/15 0,8-O-PE

NORMAS, STANDARD, NORMES

UNE-EN 60076	Transformadores de potencia Power Transformers, Transformateurs de puissance
Reg. (UE) nº 548/2014 + Reg. (UE) 2019/1783 tier 2, Julio 2021	desarrolla la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, respecto a los transformadores de potencia pequeños, medianos y grandes Implementing Directive 2009/125/EC of the European Parliament and of the Council with regard to small, medium and large power transformers relatif à la mise en œuvre de la directive 2009/125/CE du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne les transformateurs de faible, moyenne et grande puissance

ESPECIFICACIÓN TÉCNICA, FICHA TÉCNICA

TECHNICAL SPECIFICATION, SPECIFICATIONS TECHNIQUES

POTENCIA ASIGNADA, POTÊNCIA ATRIBUÍDA (kVA), a la máxima Tª ambiente 40°C

RATED POWER, at maximum ambient temperature 40°C, PUISSANCE ASSIGNEE

FASES

PHASES, PHASES

FRECUENCIA (Hz)

FREQUENCY, FREQUENCE

TENSIÓN/ES ASIGNADA/S DE ALTA, TENSÕES ATRIBUÍDAS EM ALTA (V)

PRIMARY RATED VOLTAGE, TENSION/S ASSIGNEE PRIMAIRE

TENSIONES DE REGULACIÓN (DESCONECTADO), E INTENSIDADES DE LÍNEA

HV TAPPING RANGE OFF-CIRCUIT, AND CURRENT, TENSIONS AVEC REGLATE HORS TENSION, ET COURANT

COMMUTADOR DE ACUERDO A IEC 60214

TAP CHANGER ACCORDING TO IEC 60214, COMMUTATEUR CONFORMER À IEC 60214

No

4000

TRIFÁSICO (TRIPHASES)

50

15000

en 20000V

(%)	(V)	(A)
5,00%	15750	146,63
2,50%	15375	150,20
0,00%	15000	153,96
-2,50%	14625	157,91
-5,00%	14250	162,06

TENSIÓN/ES ASIGNADA/S DE BAJA ENTRE FASES, EN VACÍO, Tensão atribuída de baixa entre fases (V)

NO-LOAD SECONDARY RATED VOLTAGE BETWEEN PHASES, Tension assignee secondaire phase-phase, a vide

800

bajas independientes por fase - separate LV coils per phase

1

INTENSIDAD NOMINAL DE BAJA TENSIÓN, Intensidade nominal de baixa tensão (A)

RATED SECONDARY CURRENT, COURANT ASSIGNEE SECONDAIRE

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (kV) (UNE-EN 60076-3)

RATED INSULATION LEVEL, LA TENSION LA PLUS ÉLEVÉE POUR LE MATERIEL

Arrollamiento de A.T. (HV, HTA)

Arrollamiento de B.T. (LV, BT)

2887

24

3,6

TENSIÓN SOPORTADA DE CORTA DURACIÓN, 1 min a frec industrial, (kV)

Tensão suportável de curto duração

EFF VOLTAGE, Tension d'essai de courte durée à fréquence nominale

(UNE-EN 60076-3)

Arrollamiento de A.T. (HV, HTA)

Arrollamiento de B.T. (LV, BT)

50

10

TENSIÓN SOPORTADA A IMPULSOS TIPO RAYO, (kV)

Tensão suportada de impulso tipo raio

CHOC VOLTAGE, TENSION CHOC À ONDE PLEINE

(UNE-EN 60076-3)

Arrollamiento de A.T. (HV, HTA)

Arrollamiento de B.T. (LV, BT)

125

20

GRUPO DE CONEXIÓN, Grupo de ligação (UNE-EN 60076-1)

VECTOR GROUP, COUPLAGE

A.T. (HV, HTA) en D

Dy11

B.T. en y

IMPEDANCIA, REACTANCIA Y RESISTENCIA DE CORTOCIRCUITO (EN 50464-1:2007)

RATED SHORT-CIRCUIT IMPEDANCE, REACTANCE AND RESISTANCE, TENSION DE COURT-CIRCUIT

uZ(%)

uR(%)

uX(%)

X/R

8,00%

0,94%

7,94%

8,47

Tol: ucc(%)=7,2%, => X/R=7,61; ucc(%)=8,8%, => X/R=9,33

tolerancia uZ(%)

7,2 - 8,8%

RATIO X/R

PÉRDIDAS DE VACÍO, Perdas de vazio (W),

NO-LOAD LOSSES, PERTES A VIDE (W)

PÉRDIDAS DEBIDAS A LA CARGA, Perdas devido a carga, (referenciadas a 75°C) (W)

LOSSES DUE TO LOAD AT 75°C, PERTES DUES A LA CHARGE A 75°C (W)

PÉRDIDAS TOTALES, Perdas Totales, (referenciadas a 75°C) (W)

TOTAL LOSSES AT 75°C, PERTES TOTALE A 75°C (W)

PÉRDIDAS TOTALES, Perdas Totales, referenciadas a 105°C (W)

TOTAL LOSSES AT 105°C (W)

RENDIMIENTO MÁXIMO

MAX. EFFICIENCY, RENDEMENT MAX.

CAÍDA DE TENSIÓN A PLENA CARGA, Queda de Tensão en carga (%)

VOLTAGE DROP AT FULL LOAD, CHUTE DE TENSION A PLEINE CHARGE

INTENSIDAD NOMINAL DE VACÍO, Intensidade Nominal do vazio

NO LOAD CURRENT, COURANT SECONDAIRE A VIDE

se da, con cosφ = 1, a un nivel de carga de k=0,25

got it at cosφ = 1, and load at k=0,25

cosφ = 1

cosφ = 0,8

> 99,532%

1,25%

5,68%

0,7%

con tolerancia 0,91%

  CONSTRUCCIONES ELÉCTRICAS JARA, S.A. Avda. de Lasalle, 121 - 37008 SALAMANCA, ESPAÑA Telef: +34 923 192 794 Fax: +34 923 192 793 http://www.trafojara.com E-mail: Calidad: calidad@trafojara.com; Técnico: tecnico@trafojara.com    		2-3	
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT - ESPECIFICACIÓN TÉCNICA MT/BT DISTRIBUTION TRANSFORMERS - TECHNICAL SPECIFICATION - TRANSFORMATEURS DE DISTRIBUTION MT/BT - CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO MT/BT CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS			
AISLADORES EN ALTA, Travessia AT HV BUSHINGS, TRAVERSEES HTA	CERÁMICOS, porcelaine bushings, traversées porcelaine (EN 50180) ☐ 	Aislador Polimérico ☐ 	BORNAS ENCHUFABLES (plug-in bushings, traversées embrochables) ☒  36KV-630A, Interface C EN 50180
TIPO DE LLENADO, Tipo de enchimento IMMERSED TYPE, TYPE À REMPLISSAGE	INTEGRAL, Imersos, (hermetic full filling, remplissage total) ☒ 	con DEPÓSITO DE EXPANSIÓN, with conservator for oil expansion ☐ 	
TIPO DE LÍQUIDO DIELECTRIC LIQUID, LIQUIDE DIELECTRIQUE	ACEITE MINERAL NO INHIBIDO, EXENTO DE PCB'S, UNE EN 60296 (dielectric uninhibited oil, PCB free, huile minérale exempt de PCB, non inhibé) ☒ 	ÉSTER VEGETAL, UNE EN 62770 Biodegradable y NO Inflamable ☐ 	ÉSTER SINTÉTICO, UNE EN 61099, Biodegradable y no inflamable, SYNTHETIC ÉSTER ☐ 
TIPO DE REFRIGERACIÓN, Tipo de Refrigeração (UNE-EN 60076-1) COOLING TYPE, REFRROIDISSEMENT DE TYPE		ONAN (Oil Natural Air Natural)	
VOLUMEN Y MASA DEL LÍQUIDO AISLANTE, Volume e messe do Líquido isolante (l) VOLUME AND MASS OF DIELECTRIC LIQUID, LITRE ET MASSE LIQUIDE ISOLATION valor orientativo / orientative value		1845Litros, (aprox, 1605kg)	
MATERIAL Y MASA DEL CIRCUITO MAGNÉTICO, Material e massa do circuito magnético, (kg) MATERIAL AND MASS OF CORE, MATÉRIEL ET MASSE DU CIRCUIT MAGNÉTIQUE		Chapa magnética de grano orientado HighB, HB GOES 3196	
MATERIAL Y MASA DE LOS DEVANADOS, Material e massa das bobinas, (kg) MATERIAL AND MASS OF COILS, MATÉRIEL ET MASSE BOBINES		ALUMINIO (ALUMINUM - ALUMINIUM) 881	
MASA A DESENCUBAR, Massa ao desmontar (kg) WEIGHT OUT OF TANK, MASSE HORS CUVE ET HUILE valor orientativo / orientative value		4210	
MASA TOTAL, Massa Total (kg) TOTAL WEIGHT, MASSE TOTALE valor orientativo / orientative value		8340	
TEMPERATURA AMBIENTE MÁXIMA, (Tª DE DISEÑO) (°C) (UNE-EN 60076-1) MAX OUTDOOR TEMPERATURE, TEMPERATURE AMBIANTE MAXIMUM		40	
TEMPERATURA MEDIA DEL MES MÁS CALUROSO Temperatura média do mês mais caloroso(°C)60076-1 AVERAGE TEMPERATURE OF THE HOTTEST MONTH, MAXIMUM TEMPÉRATURE MENSUELLE MOYENNE		30	
TEMPERATURA MEDIA ANUAL, MENOR DE (°C) (UNE-EN 60076-1) ANNUAL AVERAGE MAXIMUM TEMPERATURE, ANNUEL MOYEN TEMPÉRATURE MAXIMALE		20	
TEMPERATURA AMBIENTE MÍNIMA (°C) (UNE-EN 60076-1) MIN OUTDOOR TEMPERATURE, TEMPERATURE AMBIANTE MINIMUM		-25	
CALENTAMIENTO MÁX DEL LÍQUIDO AISLANTE, Aquecimento Máx do líquido, (°C) (UNE-EN 60076-2) MAX LIQUIDE TEMPERATURE RISE, ÉCHAUFFEMENT MAXIMUM D'LIQUIDE		60	
CALENTAMIENTO MÁX DE DEVANADOS, Aquecimento Máx das bobinas (°C) (UNE-EN 60076-2) MAX COIL TEMPERATURE RISE, ÉCHAUFFEMENT MAXIMUM D'BOBINE		65	
CLASE TÉRMICA (IEC 60085) THERMAL CLASS, CLASS THERMIQUE D'ISOLEMENT DES ENROULEMENTS		A	
ALTITUD MÁXIMA SOBRE EL NIVEL DEL MAR, Altitude máxima sobre o nível do mar(m) UNE-EN 60076-1 MAX. ALTITUDE ABOVE SEA, ALTITUDE MAXIMALE AU-DESSUS MER		1000	
ESPESOR PINTURA, Espessor da pintura (µm) PAINT THICKNESS, ÉPAISSEUR DE PEINTURE		imprimación, primer, primaire acabado, top coat medio total, average primer plus top coat	mín mín mín
APLICABLE A AMBIENTE TIPO SEGÚN, Aplicável a ambiente tipo ISO 12944 ACCORDING TO ISO 12944 ENVIRONMENTS TYPE, CLASSE DE CORROSION DE L'ENVIRONNEMENT (ISO 12944-2)		C4 Zonas industriales y áreas costeras con salinidad moderada. Industrial and coastal. Chemical processing plants	
DURABILIDAD ESTIMADA DE LA PINTURA, (No garantía), hasta primer gran mantenimiento, Duração estimada (sem garantia) PAINT DURABILITY, (NO WARRANTY), TO FIRST MAJOR MAINTENANCE		H más de 15 años, more than 15 years	
COLOR EXTERIOR, Cor exterior EXTERNAL COLOUR, COULEUR EXTERNE		☐ S 8010-R90B de NCS ó equiv. RAL 5008, (azul verdoso muy oscuro, very dark bluegreen, blue-vert) ☒ RAL 6005, verde musgo, (Moss green, Vert mousse) ☐ RAL 7033, Gris cemento (Cement grey, Gris ciment) ☒ RAL 7035, Gris Luminoso ☐ RAL 1001, Beige ☐	
ACCESORIOS DE PROTECCIÓN, (según requerimiento de la compañía o del cliente, o a criterio de JARA), Acessórios de Proteção (de acordo com a companhia, cliente ou decisão de Jara) PROTECTION ACCESSORIES, ACCESSOIRES DE PROTECTION, (according to utility or customer requirements, or JARA decision)			
TERMÓMETRO, (EN 13190) con contactos (función termostato) thermometer, thermomètre ☐	RELÉ DE SEGURIDAD (SOBREPRESIONES, GASES, Tª) (relais RIS®, DGPT2®, DMC®) analógico ☒	RELÉ BUCHHOLZ (EN 50216-2) digital ☐	CAJAS CUBREBORNAS EN ALTA Y BAJA TENSIÓN, Caixas de tapor alta e baixa tensão, (Cable Boxes, LV and HV) ☐ 
si lleva funda para termómetro/with thermometer pocket SONDA pt100 ☐	PANTALLAS ELECTROSTÁTICAS, (Electrostatic screens, écrans électrostatiques) ☒	DESECADOR, AIR BREATHER DEUMIDIFICATEUR D'AIR (UNE-EN 50216-5) ☐	CUBETA DE RECOGIDA DE ACEITE, RETENTION BUNDS, BACS DE RETENTION ☐ 
CAJA DE CONEXIONES, MARSHALING BOX ☐ 	INDICADOR DE NIVEL LIQUID LEVEL Indicateurs de niveau (EN 50216-5) ☐	BLOQUEO DE BORNAS- Verrouillage des traversées embrochables ☐ 	VÁLVULA SOBREPRESIÓN OVERPRESSURE VALVE limiteurs de pression (EN 50216-5) ☐ 
ENSAYOS INDIVIDUALES A LOS QUE SE SOMETE EL TRANSFORMADOR, ENSAIOS INDIVIDUAIS DO TRANSFORMADOR, ELECTRICAL TESTS, ESSAIS, (UNE-EN 60076-1)			
Medida de la relación de transformación y grupo de conexión, Ensaio de relação e do grupo de ligação transformer ratio measurement and verification of voltage vector relationship Mesure dy rapport de transformation et vérification du groupe de couplage		Medida de la resistencia de los arrollamientos, Ensaio de resistências das bobinas windings strength measurement Mesure de la résistance des enroulements	
Ensayo dieléctrico de tensión soportada aplicada, Ensaio dieléctrico de tensão apl applied voltage test Essai de tension appliquée dans les enroulements.		A.T. (HV, HTA) = B.T. (LV, BT) =	Ensayo dieléctrico de tensión soportada inducida, Ensaio dieléctrico de tensão induzida induced voltage test Essai de tension induite dans les enroulements
Medida de las pérdidas debidas a la carga, Ensaio de perdas em carga Losses due to load Mesure des pertes dues à la charge		50kV 1 minuto 10kV 1 minuto IEC 60076-3	40s, a 40000/1600V a 150Hz IEC 60076-3
Medidas de las pérdidas y de la corriente en vacío, Ensaio de perdas e de corrente de vazio no-load, losses and current Mesure des pertes et du courant à vide		Medida de la impedancia de cortocircuito, Ensaio de cortocircuito impedance voltage Mesure de la tension de court-circuit	
		Medida de la resistencia a tierra, (aislamiento con Megger®) [M Ω] Earthling Resistance mesurer la résistance à la terre	



CONSTRUCCIONES ELÉCTRICAS JARA, S.A.

Avda. de Lasalle, 121 - 37008 SALAMANCA, ESPAÑA Telef: +34 923 192 794 Fax: +34 923 192 793
http://www.trafojara.com E-mail: Calidad: calidad@trafojara.com; Técnico: tecnico@trafojara.com



TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT - ESPECIFICACIÓN TÉCNICA

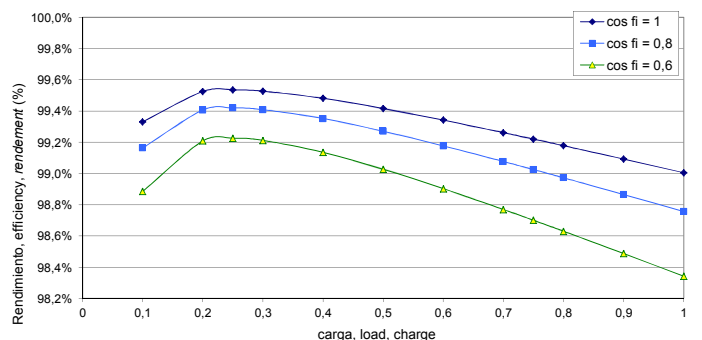
MT/BT DISTRIBUTION TRANSFORMERS - TECHNICAL SPECIFICATION - TRANSFORMATEURS DE DISTRIBUTION MT/BT - CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO MT/BT CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

3-3

CURVAS DE RENDIMIENTO, PARA DIVERSOS $\cos\phi$, Y EN FUNCIÓN DEL NIVEL DE CARGA, Curvas de rendimento para diversos $\cos\phi$ e em função do nível de carga
EFFICIENCY CURVES, ACCORDING TO LOAD AND $\cos\phi$ - COURBES DE RENDEMENT EN FONCTION DU NIVEAU DE CHARGE ET $\cos\phi$

carga	rendimiento	carga	rendimiento	carga	rendimiento
load	efficiency	load	efficiency	load	efficiency
charge	rendement	charge	rendement	charge	rendement
$\cos\phi = 1$					
1	99,005%	1	98,756%	1	98,342%
0,9	99,092%	0,9	98,865%	0,9	98,487%
0,8	99,178%	0,8	98,973%	0,8	98,630%
0,75	99,220%	0,75	99,025%	0,75	98,700%
0,7	99,262%	0,7	99,077%	0,7	98,769%
0,6	99,342%	0,6	99,177%	0,6	98,903%
0,5	99,416%	0,5	99,270%	0,5	99,027%
0,4	99,481%	0,4	99,352%	0,4	99,135%
0,3	99,527%	0,3	99,409%	0,3	99,212%
0,25	99,536%	0,25	99,420%	0,25	99,226%
0,2	99,525%	0,2	99,406%	0,2	99,208%
0,1	99,331%	0,1	99,164%	0,1	98,885%

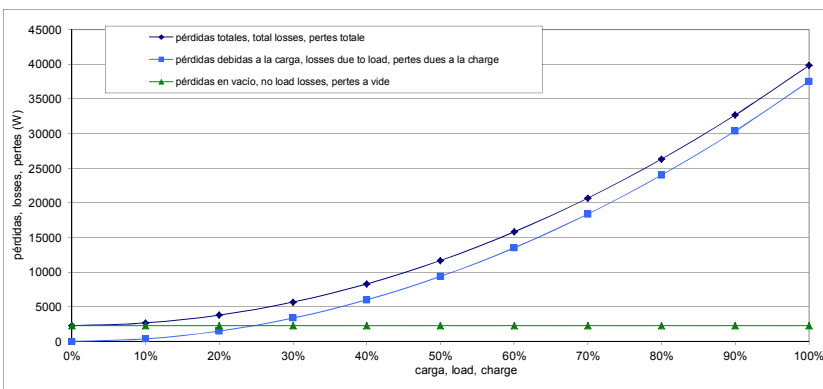


RENDIMIENTO MÁX. MAX. EFFICIENCY, RENDEMENT MAX.

se da, con $\cos\phi = 1$, a un nivel de carga de $k=0,25$, y su valor es del 99,536%

CURVAS DE PÉRDIDAS: EN VACÍO, DEBIDAS A LA CARGA, Y TOTALES, SEGÚN EL NIVEL DE CARGA, Curva de perdas, em vazio, devidas a carga, totais seguindo o nível de carga
LOSSES CURVES: NO LOAD, DUE TO LOAD, AND TOTAL - COURBES DE PERTES: A VIDE, DUES A LA CHARGE ET TOTALES

carga	pérdidas en vacío (W)	pérdidas debidas a la carga, (W)	pérdidas totales, (W)
load	no load losses	losses due to load	total losses
charge	pertes a vide	pertes dues a la charge	pertes totale
100%	2300	37500	39800
90%	2300	30375	32675
80%	2300	24000	26300
70%	2300	18375	20675
60%	2300	13500	15800
50%	2300	9375	11675
40%	2300	6000	8300
30%	2300	3375	5675
20%	2300	1500	3800
10%	2300	375	2675
0%	2300	0	2300

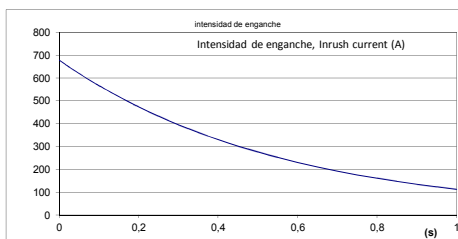


INTENSIDAD DE ENGANCHE, Intensidade de engate, (A)

INRUSH CURRENT, COURANT D'ENCLICHEMENT

Intensidad de enganche	678A
inrush current, courant d'enclenchement	
i enganche / i nominal	5,90
inrush current / rated current, i d'enclenchement / i nominal	
tiempo en el que la intensidad de enganche baja a la mitad (s)	0,39
half crest time (s)	

(valores teóricos estimados, no garantizados)
(estimated theoretical values, unguaranteed)



PÉRDIDAS DE VACÍO SEGÚN %BT

Perdas de vazio seguindo % BT
NO-LOAD LOSSES vs %LV, PERTES A VIDE DUES %BT

carga	BT en vacío	Pérdidas en vacío
load	LV at No-Load	no load losses
charge	BT a vide	pertes a vide
(%)	[V]	[W]
90%	720	1784
95%	760	2029
100%	800	2300
105%	840	2599
110%	880	2928
115%	920	3288

5. CONDUCTOR CC – BT

P-SUN 2.0 CPRO

ZZ-F



Tensión asignada: 1/1 kV (1,8/1,8 kVcc)
 Norma de referencia: DKE-VDE AK 411.2.3
 Designación genérica: ZZ-F



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA
 EN 60332-1-2
 IEC 60332-1-2
 NFC 32070-C2



LIBRE DE HALÓGENOS
 EN 60754-1
 IEC 60754-1
 BS 6425-1



BAJA OPACIDAD DE HUMOS
 EN 61034-2
 IEC 61034-2



NULA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS
 EN 60754-2
 IEC 60754-2
 pH ≥ 4,3; C ≤ 10 uS/mm



RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA



RESISTENCIA AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA



RESISTENCIA A LOS AGENTES QUÍMICOS



RESISTENCIA A LAS GRASAS Y ACEITES



RESISTENCIA A LOS GOLPES



RESISTENCIA A LA ABRASIÓN



DESCÁRGATE
 la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR.
www.prysmianclub.es/cprblog/DoP



Nº DoP 1006545



ENSAYOS ADICIONALES CABLE FV P-SUN 2.0 CPRO

Garantía 30 años	SI
Verificación Bureau Veritas	SI
Servicios móviles	SI
Temperatura máxima 120 °C en el conductor	20000 h
Resistencia al ozono	EN 50396, test B
Resistencia a los rayos UVA	UL 1581 (Xenotest); ISO 4892-2 (Método A) HD 605/A1-2.4.20
Resistencia a la absorción del agua	EN 60811-1-3
Protección contra el agua	AD7 (inmersión)
Resistencia al frío	doblado a baja temperatura EN 60811-1-4
Presión a temperatura elevada	EN 60811-3-1
Dureza	DIN 53505 Shore A ≤ 85
Resistencia a los aceites minerales	EN 60811-2-1, 24 h, 100 °C
Resistencia a los ácidos y bases	EN 60811-2-1, 7 días, 23 °C ácido n-oxálico, hidróxido sódico
Doble aislamiento (clase II)	SI

- Temperatura de servicio: -40 °C, +120 °C (20000 h); -40 °C, +90 °C (30 años). (Cable termoestable).
 - Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
 - Tensión continua máxima: 1,8/1,8 kV.
 - Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
 - Tensión alterna máxima: 1,2/1,2 kV.
 - Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 6,5 kV.
 - Ensayo de tensión continua durante 5 min: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado): 4D (D = diámetro exterior del cable máximo).

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

Normativa de fuego también aplicable a países

que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos: EN 60754-1; IEC 60754-1; BS 6425-1.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: EN 60754-2; IEC 60754-2; pH ≥ 4,3; C ≤ 10 uS/mm.

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cobre electrolítico.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 120 °C (20000 h); 90 °C (30 años) 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: Goma tipo E16 según UNE-EN 50363-1.

CUBIERTA

Material: mezcla libre de halógenos tipo EM5 según UNE-EN 50363-2-2 ó EM8 según UNE-EN 50363-6.

Colores: negro, rojo o azul.

Doble aislamiento (clase II).

P-Sun 2.0 CPRO

ZZ-F



Tensión asignada: 1/1 kV (1,8/1,8 kVcc)
 Norma de referencia: DKE-VDE AK 411.2.3
 Designación genérica: ZZ-F



APLICACIONES

- Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE. T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	4,5	31	13,3	24	30	30,48
1 x 2,5	2,4	5	43	7,98	34	41	18,31
1 x 4	3	5,6	59	4,95	46	55	11,45
1 x 6	3,9	6,2	79	3,30	59	70	7,75
1 x 10	5,1	7,2	122	1,91	82	98	4,60
1 x 16	6,3	8,6	182	1,21	110	132	2,89
1 x 25	7,8	10,1	274	0,780	146	176	1,83
1 x 35	9,2	11,3	374	0,554	182	218	1,32
1 x 50	11	12,8	508	0,386	220	276	0,98
1 x 70	13,1	15,6	709	0,272	282	347	0,68
1 x 95	15,1	16,4	900	0,206	343	416	0,48
1 x 120	17	18,6	1153	0,161	397	488	0,39
1 x 150	19	20,4	1452	0,129	458	566	0,31
1 x 185	21	22,4	1713	0,106	523	644	0,25
1 x 240	24	24,0	2245	0,0801	617	775	0,20

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.
 → XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).
 Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.
 Valor que puede soportar el cable, 20000 h a lo largo de su vida útil (30 años).

6. CONDUCTOR CA – BT



Descripción / Description:

- Conductor:** Aluminio clase 2 de acuerdo a IEC 60228.
Conductor: Aluminum class 2 according to IEC 60228.
- Aislamiento:** Mezcla polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según HD 603-1.
Insulation: Thermosetting XLPE type DIX 3 according to HD 603-1.
- Cubierta Externa:** mezcla LSOH tipo flamex DMO 1, según UNE HD 603-5. Color negro.
Outer sheath: LSOH compound type DMO 1, according to UNE HD 603-5. Black colour.

Inscripción / Marking:

AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) PRYSMIAN [PLANTA] AL XZ1 (S) 0.6/1kV , 1x[sección] K Eca AENOR*
[año][Metraje correlativo]
AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) PRYSMIAN [PLANT] AL XZ1 (S) 0.6/1kV, 1x[section] K Eca AENOR*
[year][meter marking]

*Sólo en las secciones contempladas en la norma UNE-HD 603-5X-1 / Only in sections included in UNE-HD 603-5X-1

Características técnicas / Technical Data

Norma de referencia / Standard:	UNE HD 603-5X-1
Temperatura de servicio (Inst. fija) / Service temperature (fixed inst.):	-25 + 90°C
Temperatura máx. en régimen de cc / Max. Temperatura during short-circuit	250 °C
Radio min. de curvatura / Min. Bending radius	5D (D = diámetro exterior)
Máximo esfuerzo de tracción / Maximum pulling tension	30 N/mm ²
Carga mínima de rotura (cubierta) / Tensile strength (outer sheath)	12,5 N/mm ²
Alargamiento mínimo hasta la rotura (cubierta) / Elongation at break (outer sheath)	300%
Resistencia al desgarro / Tear resistance	9 N/mm ² (UNE HD 605-1)
Tensión asignada c.a./ AC Rated Voltage:	0.6/1 kV
Tensión asignada en c.c./ DC Rated Voltage	Uo/U = 1,5/1,5 kVdc
Tensión máxima en c.a.- c.c. / Maximum rated voltage in AC-DC	1,2/1,2 kVac - 1,8/1,8 kVdc EN 50618, IEC 60502-1

©PRYSMIAN, Todos los derechos reservados. La información contenida en este documento no se debe copiar, reimprimir o reproducir en ninguna forma, enteramente o en parte, sin el consentimiento escrito de Prysmian. La información se ha creído correcta a la hora de la edición. Prysmian reserva el derecho a enmendar esta especificación sin previo aviso. Esta especificación no es contractualmente válida a menos que sea autorizada específicamente por Prysmian.
©PRYSMIAN, All Rights Reserved. The information contained within this document must not be copied, reprinted or reproduced in any form, either wholly or in part, without the written consent of Prysmian. The information is believed to be correct at the time of issue. Prysmian reserves the right to amend this specification without prior notice. This specification is not contractually valid unless specifically authorized by Prysmian.

Ensayo de tensión durante 5 min. / <i>Voltage test during 5 min</i> (EN 50618):	6,5 kVac y 15 kVdc
Ensayo de tensión durante 5 min. / <i>Voltage test during 5 min.</i> (HD 603-5X):	3,5 kV
Posibilidad intermitente parcial o total de estar cubierto en agua/ <i>Possibility of intermittent partial or total covering by water</i>	AD7

Ensayo de abrasión / *Abrasion test*

HD 603-1 Tabla 4C DMO 1

Resistencia a la abrasión: / *Abrasion resistance:*

Masa aplicada / <i>Applied mass</i>	18 kg
Nº de desplazamientos / <i>Nº displacement</i>	8
Resistencia UV / <i>UV resistant</i>	UNE HD 605 S2
Resistencia UV / <i>UV resistant</i>	EN 50618
Resistencia ozono / <i>Ozone resistant</i>	EN 50618
Resistencia de aislamiento a 90 °C conductor / <i>Insulation resistance at 90 °C cond.</i>	10 ¹² Ω·cm
Constante de resistencia aislamiento Ki / <i>Insulation resistance constant Ki</i>	3,67 MΩ·cm

Resistencia a la penetración de la humedad por la unión entre aislamiento y cubierta / *Resistance to the penetration of humidity by the union between insulation and sheat.*

Menor impacto ambiental por la eliminación de estabilizantes con plomo y plastificantes / *Lower environmental impact due to the elimination of lead stabilizers and plasticizers*

Prestaciones frente al fuego dentro UE / *Fire performance EU*

Nivel de prestación / <i>Level of performance:</i>	Eca
Requerimientos de fuego / <i>Fire requirements:</i>	EN 50575.2014/A1:2016
Clasificación respecto al fuego / <i>Classification to fire reaction:</i>	EN 13501-6
Aplicación de los resultados / <i>Test result application :</i>	CLC/TS 50576
Métodos de ensayo / <i>Test methods:</i>	EN 60332-1-2

Prestaciones frente al fuego también fuera UE / *Fire performance also out of EU*

No propagador de la llama / <i>Flame retardant:</i>	IEC 60332-1-2
Opacidad humos / <i>Smoke opacity:</i>	IEC 61034-1/-2
Libre de halógenos / <i>Halogen Free :</i>	IEC 60754-1
Emisión gases corrosivos / <i>Acidic and corrossive gases:</i>	IEC 60754-2

©PRYSMIAN, Todos los derechos reservados. La información contenida en este documento no se debe copiar, reimprimir o reproducir en ninguna forma, enteramente o en parte, sin el consentimiento escrito de Prysmian. La información se ha creído correcta a la hora de la edición. Prysmian reserva el derecho a enmendar esta especificación sin previo aviso. Esta especificación no es contractualmente válida a menos que sea autorizada específicamente por Prysmian.
©PRYSMIAN, All Rights Reserved. The information contained within this document must not be copied, reprinted or reproduced in any form, either wholly or in part, without the written consent of Prysmian. The information is believed to be correct at the time of issue. Prysmian reserves the right to amend this specification without prior notice. This specification is not contractually valid unless specifically authorized by Prysmian.

Aplicaciones / Applications:

Cable de baja tensión libre de halógenos apto para instalaciones subterráneas e instalaciones al aire. Apto para aplicaciones en campos solares. /

Low voltage halogen free cable. Well suited for outdoor applications and buried. Suitable on solar farms applications.

Apto para instalación en sistemas fotovoltaicos cuya tensión entre conductores o entre conductor y tierra no supere los 1800 Vdc. Incluidos sistemas en isla (IT). / *Suitable for installation in photovoltaic systems whose voltage between conductors or between conductor and earth does not exceed 1800 Vdc. Including island systems (IT).*

Permitido para soterramiento directo (sin tubo o conducto). / *Suitable for directly underground (without duct or conduit).*

Los cables de aluminio de clase 2 no son aptos para la instalación en seguidores solares, para ello es necesario el empleo de cables de servicios móviles. / *Class 2 aluminium cables are not suitable for solar trackers, for this application mobile service cables are the right ones.*

Características técnicas / Technical Data

Sección / Size	Ø cond.*	Espesor de aislam. / Insulation Thickness	Ø nom. aislam. / Insulation	Diámetro exterior / Outer diameter*	Radio de curvatura / Bending radius	Peso / Weight aprox.	Intensidad de corriente / Permissible current**		Intensidad de corriente directamente enterrado / Permissible current directly buried** (2)		Intensidad de corriente bajo tubo y enterrado / Permissible current in duct or conduit and buried** (3)		Resistencia del cond. / Cond. resistance at 20°C dc	Máx. caída de tensión cc máx / Máx. voltage drop dc (90 °C)
							2 cables	3 cables	2 cables	3 cables	2 cables	3 cables		
[mm²]	[mm]	[mm]	[mm]	[mm]	[mm]	[kg/km]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[Ω/km]	[V/(A·km)]
1x16	4,65	0,7	6,1	8,3	41,5	85	95	76	76	64	71	59	1,910	3,82
1x25	5,85	0,9	7,7	9,9	49,5	124	121	103	98	82	90	75	1,200	2,40
1x35	6,75	0,9	8,6	10,8	54	153	150	129	117	98	108	90	0,868	1,736
1x50	8,0	1	10,1	12,5	62,5	200	184	159	139	117	128	106	0,641	1,282
1x70	10,0	1,1	11,9	14,5	72,5	265	237	206	170	144	158	130	0,443	0,886
1x95	11,2	1,1	13,8	15,8	79	340	289	253	204	172	186	154	0,320	0,640
1x120	12,6	1,2	15,3	17,4	87	420	337	296	233	197	211	174	0,253	0,506
1x150	13,85	1,4	17	19,3	96,5	515	389	343	261	220	238	197	0,206	0,412
1x185	16,0	1,6	19,4	21,4	107	645	447	395	296	250	267	220	0,164	0,328
1x240	18,0	1,7	22,1	24,2	121	825	530	471	343	290	307	253	0,125	0,250
1x300	20,0	1,8	24,3	26,7	133,5	1035	613	547	386	326	346	286	0,100	0,200
1x400	22,6	2,0	27,0	30,0	150	1345	740	663	448	370	415	350	0,0778	0,156
1x500	26,0	2,2	30,4	33,6	252	1660	856	770	510	420	470	400	0,0605	0,121
1x630	30,0	2,4	34,8	38,6	290	2160	996	899	590	480	545	460	0,0469	0,094

*Valores sujetos a tolerancias de fabricación / Values subject to manufacturing tolerances.

**Intensidad máxima admisible según UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52) / Permissible currents in accordance with UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52).

(1) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto al aire a temperatura ambiente de 30 °C. Instalación tipo F, tabla B.52.13 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). / Considering two or three single-core cables laid in touching formation in air with ambient temperature of 30°C. Installation F, table B.52.13 (UNE-HD 60364-5-52 and IEC 60364-5-52).

(2) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto y directamente enterrados a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D2. Secciones superiores a 300 mm² calculadas según IEC 60287 / Considering two or three single-core cables laid in touching formation, directly buried at a depth of 0,7m, ground temperature of 20°C and ground resistivity of 2,5 K·m/W according to table B.52.3 and table B.52.5, installation D2. Sections over 300 mm² calculated according IEC 60287.

(3) Considerando 2 o 3 conductores unipolares cargados tendidos en contacto y enterrados bajo tubo a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D1. Secciones superiores a 300 mm² calculadas según IEC 60287. / Considering two or three single-core cables laid in touching formation, directly buried at a depth of 0,7m, ground temperature of 20°C and ground resistivity of 2,5 K·m/W according to table B.52.3 and table B.52.5, installation D1. Sections over 300 mm² calculated according IEC 60287.

©PRYSMIAN, Todos los derechos reservados. La información contenida en este documento no se debe copiar, reimprimir o reproducir en ninguna forma, enteramente o en parte, sin el consentimiento escrito de Prysmian. La información se ha creído correcta a la hora de la edición. Prysmian reserva el derecho a enmendar esta especificación sin previo aviso. Esta especificación no es contractualmente válida a menos que sea autorizada específicamente por Prysmian.
©PRYSMIAN, All Rights Reserved. The information contained within this document must not be copied, reprinted or reproduced in any form, either wholly or in part, without the written consent of Prysmian. The information is believed to be correct at the time of issue. Prysmian reserves the right to amend this specification without prior notice. This specification is not contractually valid unless specifically authorized by Prysmian.

Tensiones máximas admisibles

Según se recoge en las características técnicas de esta ficha el cable Al Voltalene Flamex CPRO (S) soporta las siguientes tensiones máximas:

Tensión máxima permanente permitida para el cable Al Voltalene Flamex CPRO (S) (kV)			
Corriente alterna		Corriente continua	
Conductor/tierra	Conductor/conductor	Conductor/tierra	Conductor/conductor
1,2	1,2	1,8	1,8

La tensión asignada del Al Voltalene Flamex CPRO (S) es 0,6/1 kV. Su aislamiento cumple las especificaciones de IEC 60502-1. En el punto 4.1. de dicha norma encontramos la siguiente tabla:

Tensión más elevada del sistema (Um) kV	Tensión asignada (Uo) kV	
	Categorías A y B	Categoría C
1,2	0,6	0,6
3,6	1,8	3,6*
*Esta categoría está cubierta por los cables 3,6/6 (7,2) kV según norma IEC 60502-2		

Podemos ver que para el caso de cables de 0,6/1 kV de acuerdo con esta norma, los valores asignados de tensión Uo/U (Um) [0,6/1 (1,2) kV] son correctos tanto entre conductores como entre conductor y tierra (ver que para categorías A, B o C se admite Uo = 0,6 kV).

Las redes de categoría C pueden funcionar, en caso de defecto, con un conductor a tierra por tiempo prolongado, de ahí que se exija normalmente un nivel de tensión superior al cable. Ver por ejemplo caso de sistemas de hasta 3,6 kV en tabla, se exige Uo = 3,6 kV para categoría C, mientras que para A y B se permite Uo = 1,8 kV. Pero en el caso de sistemas de hasta 1,2 kV Uo es 0,6 para redes de categoría A, B o C.

El Al Voltalene Flamex CPRO (S) soporta los exigentes ensayos de tensión reflejados en la norma EN 50618 de cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos (5 minutos a 6,5 kVac y 15 kVdc).

Intensidades de corriente de cortocircuito

El valor límite de corriente de cortocircuito para un conductor aislado se obtiene según la siguiente fórmula deducible de UNE 21192 (IEC 949):

$$\frac{I}{S} = \frac{K}{\sqrt{t}} \quad [\text{A/mm}^2]$$

Siendo:

I: intensidad de cortocircuito [A]

K = 94 (conductor de aluminio y aislamiento de XLPE) [A·s^{1/2}/mm²]

S: sección del conductor [mm²]

t: duración del cortocircuito [s] (tiempos de duración entre 0,1 y 5 segundos)

©PRYSMIAN, Todos los derechos reservados. La información contenida en este documento no se debe copiar, reimprimir o reproducir en ninguna forma, enteramente o en parte, sin el consentimiento escrito de Prysmian. La información se ha creído correcta a la hora de la edición. Prysmian reserva el derecho a enmendar esta especificación sin previo aviso. Esta especificación no es contractualmente válida a menos que sea autorizada específicamente por Prysmian.
©PRYSMIAN, All Rights Reserved. The information contained within this document must not be copied, reprinted or reproduced in any form, either wholly or in part, without the written consent of Prysmian. The information is believed to be correct at the time of issue. Prysmian reserves the right to amend this specification without prior notice. This specification is not contractually valid unless specifically authorized by Prysmian.

Con la fórmula, podemos obtener valores de la densidad de cortocircuito I/S para diferentes valores de duración del mismo y para aplicar a cada caso sólo es necesario multiplicar el valor de tabla por la sección de conductor.

Duración del cortocircuito (s)	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
Densidad de corriente (A/mm ²)	297	210	172	133	94	77	66	59	54

Factores de corrección

Cuando en nuestros cálculos de líneas nos encontramos condiciones distintas a las de referencia es necesario aplicar coeficientes de corrección.

La norma de referencia UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52) contempla las siguientes condiciones estándar:

.- Instalaciones al aire:

Temperatura ambiente: 30 °C

.- Instalaciones enterradas:

Temperatura del terreno: 20 °C

Resistividad térmica del terreno: 2,5 K·m/W

Profundidad de soterramiento: 0,7 m

Si las condiciones del circuito que estudiamos son distintas es necesario aplicar coeficientes de corrección.

Para instalaciones al aire, el factor de corrección por temperatura ambiente se obtiene de la tabla B.52.14 de UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52):

Temperatura ambiente al aire (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
Factor de corrección	1,15	1,12	1,08	1,04	1	0,96	0,91	0,87	0,82	0,76	0,71	0,65	0,58	0,5	0,41

En la tabla B.52.15 de la citada norma tenemos los valores para diferentes temperaturas del terreno para el caso de tendidos enterrados ya sean directamente o bajo tubo:

Temperatura del terreno (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70
Factor de corrección	1,07	1,04	1	0,96	0,93	0,89	0,85	0,8	0,76	0,71	0,65	0,6	0,53

Y en la tabla B.52.16 figuran los factores de corrección para diferentes valores de resistividad térmica del terreno, dependiente estos de si los cables van enterrados en conductos o directamente:

Resistividad térmica (K·m/W)	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
Cables en conductos enterrados (D1)	1,28	1,2	1,18	1,1	1,05	1	0,96
Cables enterrados directamente (D2)	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9

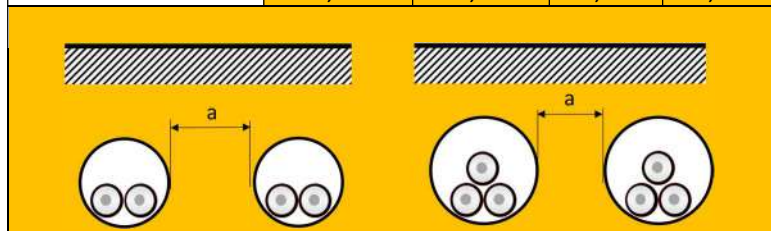
La norma no contempla factores de corrección para diferentes profundidades de enterramiento.

©PRYSMIAN, Todos los derechos reservados. La información contenida en este documento no se debe copiar, reimprimir o reproducir en ninguna forma, enteramente o en parte, sin el consentimiento escrito de Prysmian. La información se ha creído correcta a la hora de la edición. Prysmian reserva el derecho a enmendar esta especificación sin previo aviso. Esta especificación no es contractualmente válida a menos que sea autorizada específicamente por Prysmian.
©PRYSMIAN, All Rights Reserved. The information contained within this document must not be copied, reprinted or reproduced in any form, either wholly or in part, without the written consent of Prysmian. The information is believed to be correct at the time of issue. Prysmian reserves the right to amend this specification without prior notice. This specification is not contractually valid unless specifically authorized by Prysmian.

En caso de influencia térmica de otros circuitos cercanos, se debe considerar en los cálculos coeficiente de corrección por agrupamiento. Existen muchas tablas en la UNE-HD 60364-5-52 que recogen gran parte de las posibilidades de agrupamientos.

Si los cables son instalados bajo tubo enterrado (sistema de referencia D1) la tabla B.52.19 nos da los coeficientes de corrección por agrupamiento:

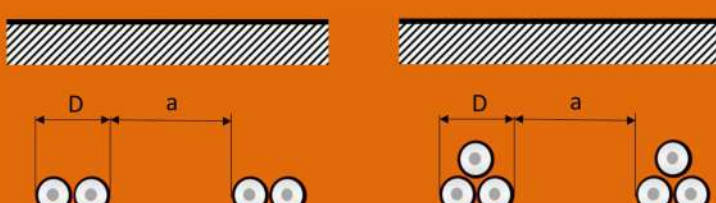
Número de circuitos bajo tubo y enterrados (D1)	Distancia entre tubos (a)			
	Nula (a = 0)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90
7	0,57	0,76	0,80	0,88
8	0,54	0,74	0,78	0,88
9	0,52	0,73	0,77	0,87
10	0,49	0,72	0,76	0,86
11	0,47	0,70	0,75	0,86
12	0,45	0,69	0,74	0,85
13	0,44	0,68	0,73	0,85
14	0,42	0,68	0,72	0,84
15	0,41	0,67	0,72	0,84
16	0,39	0,66	0,71	0,83
17	0,38	0,65	0,70	0,83
18	0,37	0,65	0,70	0,83
19	0,35	0,64	0,69	0,82
20	0,34	0,63	0,68	0,82



©PRYSMIAN, Todos los derechos reservados. La información contenida en este documento no se debe copiar, reimprimir o reproducir en ninguna forma, enteramente o en parte, sin el consentimiento escrito de Prysmian. La información se ha creído correcta a la hora de la edición. Prysmian reserva el derecho a enmendar esta especificación sin previo aviso. Esta especificación no es contractualmente válida a menos que sea autorizada específicamente por Prysmian.
©PRYSMIAN, All Rights Reserved. The information contained within this document must not be copied, reprinted or reproduced in any form, either wholly or in part, without the written consent of Prysmian. The information is believed to be correct at the time of issue. Prysmian reserves the right to amend this specification without prior notice. This specification is not contractually valid unless specifically authorized by Prysmian.

Para el caso de agrupamiento de circuitos de cable soterrados directamente (sistema de referencia D2) que se recogen en la tabla B.52.18:

Número de circuitos (directamente enterrados, D2)	Distancia entre circuitos (a)				
	Nula (a = 0)	D (= Φ circuito)	0,125 m	0,25 m	0,5 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80
7	0,45	0,51	0,59	0,67	0,76
8	0,43	0,48	0,57	0,65	0,75
9	0,41	0,46	0,55	0,63	0,74
12	0,36	0,42	0,51	0,59	0,71
16	0,32	0,38	0,47	0,56	0,68
20	0,29	0,35	0,44	0,53	0,66

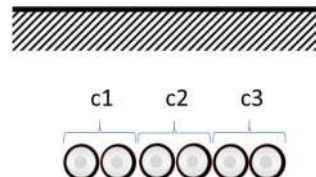


Ejemplo de uso de datos de tablas

Calcular la sección, caída de tensión y cortocircuito máximo en 0,1 segundo para un circuito de corriente continua (c1) de 224 A que une una "combiner box" de un parque fotovoltaico con un inversor y está enterrado directamente (sin tubo) y con otros dos circuitos similares en contacto (c2 y c3).

Datos:

Cable Al Valtalene Flamex CPRO (S)
Longitud: 360 m
Temperatura del terreno: 25 °C
Tensión: 837 V



.- Sección por intensidad admisible (siguiendo los códigos de colores de las tablas encontramos los valores fácil)

Coefficiente de corrección por agrupamiento (3 circuitos en contacto): 0,65 (tabla B.52.18)

Coefficiente de corrección por temperatura del terreno (25 °C): 0,96 (tabla B.52.15)

De forma sencilla si dividimos el valor de la intensidad de corriente por los coeficientes de corrección obtenemos un valor de intensidad para obtener en la tabla inicial la sección del conductor a emplear:

$$224 \text{ A} / (0,65 \times 0,96) = 359 \text{ A} \rightarrow \text{sección } 1 \times 300 \text{ mm}^2$$

Otra forma igualmente válida es tomar el valor de intensidad de tablas y multiplicarla por los coeficientes de corrección hasta obtener un valor de intensidad superior al necesario:

$$343 \text{ A} \times 0,65 \times 0,96 = 214 \text{ A} < 224 \text{ A} \text{ (no vale la sección de } 240 \text{ mm}^2)$$

$$386 \text{ A} \times 0,65 \times 0,96 = 241 \text{ A} > 224 \text{ A} \text{ (la sección de } 300 \text{ mm}^2 \text{ es correcta*)}$$

*Siempre será necesario poder intercalar una protección entre la intensidad máxima de funcionamiento del circuito (224 A) y la máxima admisible del cable en ese circuito (241 A), de no ser posible hay que incrementar la sección.

.- Caída de tensión

En la tabla inicial tenemos que la caída de tensión máxima para cable de 300 mm² tipo Al Valtalene Flamex CPRO es 0,200 V/(A·km). Multiplicando este valor por la intensidad en A y la longitud de la línea en km obtenemos la caída de tensión en V.

$$\Delta U = 0,2 \text{ V/(A·km)} \times 224 \text{ A} \times 0,36 \text{ km} = 16,13 \text{ V}$$

Porcentualmente:

$$\Delta U = 16,13/837 \times 100 = 1,93 \%$$

Si pretendemos reducir la caída de tensión debemos aumentar la sección de conductor (o emplear varios conductores por polo).

.- Cortocircuito

Para t = 0,1 s vemos que la densidad de corriente máxima es de 297 A/mm²:

$$I_{cc} = 297 \text{ A/mm}^2 \times 300 \text{ mm}^2 = 89,1 \text{ kA}$$

7. CONDUCTOR CA – AT

AL EPROTENAX H COMPACT

AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE-HD 620-9E
 Designación genérica: AL HEPRZ1



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



LIBRE DE HALÓGENOS
 EN 60754-1
 IEC 60754-1



REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS
 EN 60754-2
 IEC 60754-2



BAJA OPACIDAD DE HUMOS
 EN 61034-2
 IEC 61034-2



DESCÁRGATE
 la DoP (Declaración de
 Prestaciones) en este código QR.
www.prysmianclub.es/cprblog/DoP



Nº DoP 1003884



ALTA RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DE AGUA



RESISTENCIA AL FRÍO



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA



CAPA SEMICONDUCTORA EXTERNA PELABLE EN FRÍO Mayor facilidad de instalación de terminales, empalmes o conectores separables. Instalación más segura al ejecutarse más fácilmente con corrección.

TRIPLE EXTRUSIÓN Capa semiconductora interna, aislamiento y capa semiconductora externa se extruyen en un solo proceso. Mayor garantía al evitarse deterioros y suciedad en las interfaces de las capas.

AISLAMIENTO RETICULADO EN CATENARIA Mejor reticulación de las cadenas poliméricas. Mayor vida útil.

CUBIERTA VEMEX Mayor resistencia a la absorción de agua, al rozamiento y abrasión, a los golpes, al desgarro, mayor facilidad de instalación en tramos tubulares, mayor seguridad de montaje. Resistencia a los rayos uva.

GARANTÍA ÚNICA PARA EL SISTEMA Posibilidad de instalación con accesorios Prysmian (terminales, empalmes, conectores separables).

MAYOR INTENSIDAD ADMISIBLE Por mayor temperatura de servicio gracias al aislamiento de HEPR (105 °C frente a 90 °C del XLPE).

MENOR DIÁMETRO EXTERIOR Mayor facilidad de instalación por su mayor flexibilidad y menores peso y diámetro que redunda en un menor coste de la línea eléctrica.

FORMULACIÓN DE AISLAMIENTO PRYSMIAN Mayor vida útil gracias a la formulación propia basada en la amplia experiencia de Prysmian.

EXCELENTE COMPORTAMIENTO FRENTE A LA ACCIÓN DEL AGUA Gracias a su aislamiento de goma HEPR de formulación Prysmian.

NORMALIZADO POR IBERDROLA

- Temperatura de servicio: -25 °C, + 105 °C,
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min. (tensión conductor-pantalla): 42 kV (cables 12/20 kV), 63 kV (cables 18/30 kV).
- Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2.

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): **Fca**.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- Libre de halógenos: EN 60754-1; EN 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; IEC 60754-2.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.

AL EPROTENAX H COMPACT

AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE-HD 620-9E
 Designación genérica: AL HEPRZ1



CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.

Flexibilidad: clase 2, según UNE-EN 60228

Temperatura máxima en el conductor: 105 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

SEMICONDUCTORA INTERNA

Capa extrusionada de material conductor.

AISLAMIENTO

Material: etileno propileno de alto módulo (HEPR, 105 °C). **Espesor reducido.**

SEMICONDUCTORA EXTERNA

Capa extrusionada de material semiconductor **separable en frío.**

PANTALLA METÁLICA

Material: hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira. Sección total 16 mm² (12/20 kV) ó 25 mm² (18/30 kV).

SEPARADOR

Cinta de poliéster.

CUBIERTA EXTERIOR

Material: poliolefina termoplástica, Z1 Vemex.

Color: rojo.

DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

1 x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm ²)	Ø NOMINAL AISLAMIENTO* (mm)	ESPESOR AISLAMIENTO (mm)	Ø NOMINAL EXTERIOR* (mm)	ESPESOR CUBIERTA (mm)	PESO APROXIMADO (kg/km)	RADIO DE CURVATURA ESTÁTICO (POSICIÓN FINAL) (mm)	RADIO DE CURVATURA DINÁMICO (DURANTE TENDIDO) (mm)
12/20 kV							
1 x 50/16	18,1	4,5	25,8	2,5	780	387	516
1 x 95/16 (1)	20,9	4,3	28,6	2,7	960	429	572
1 x 150/16 (1)	23,8	4,3	32	3	1200	480	640
1 x 240/16 (1)	28	4,3	36	3	1600	540	720
1 x 400/16 (1)	33,2	4,3	41,3	3	2130	620	826
1 x 630/16	41,5	4,5	49,5	2,7	3130	743	990
18/30 kV							
1 x 95/25 (1)	25,7	6,7	34,4	3	1330	516	688
1 x 150/25 (1)	27,6	6,2	36,3	3	1500	545	726
1 x 240/25 (1)	31,8	6,2	40,4	3	1900	606	808
1 x 400/25 (1)	37	6,2	45,7	3	2550	686	914
1 x 630/25 (1)	45,3	6,4	53,4	3	3600	801	1068

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola.

(*) Valores aproximados (sujetos a tolerancias propias de fabricación).

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión nominal simple, U ₀ (kV)	12	18
Tensión nominal entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U _m (kV)	24	36
Tensión a impulsos, U _p (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	105	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	

AL EPROTENAX H COMPACT

AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE-HD 620-9E
 Designación genérica: AL HEPRZ1



DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

1 x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm²)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO EL TUBO Y ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1 s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1 s*** (A)	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV (pant, 16 mm²)	18/30 kV (pant, 25 mm²)
1 x 50/16	135	145	180	4700	3130	4630
1 x 95/16 (1)	200	215	275	8930	3130	4630
1 x 150/16 (1)	255	275	360	14100	3130	4630
1 x 240/16 (1)	345	365	495	22560	3130	4630
1 x 400/16 (1)	450	470	660	37600	3130	4630
1 x 630/16 (2)	590	615	905	59220	3130	4630

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV.

(*) Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W.

(**) Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.

(***) Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949.

1 x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm²)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T 20 °C (Ω/km)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T MÁX (105 °C) (Ω/km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km)		CAPACIDAD (μF/km)	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1 x 50/16	0,641	0,861	0,132	0,217	0,147	0,147
1 x 95/16 (1)	0,320	0,430	0,118	0,129	0,283	0,204
1 x 150/16 (1)	0,206	0,277	0,110	0,118	0,333	0,250
1 x 240/16 (1)	0,125	0,168	0,102	0,109	0,435	0,301
1 x 400/16 (1)	0,008	0,105	0,096	0,102	0,501	0,367
1 x 630/16 (2)	0,047	0,0643	0,090	0,095	0,614	0,095

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV

NOTA: valores obtenidos para una terna de cables en contacto y al tresbolillo.

ÍNDICE DE DOCUMENTOS

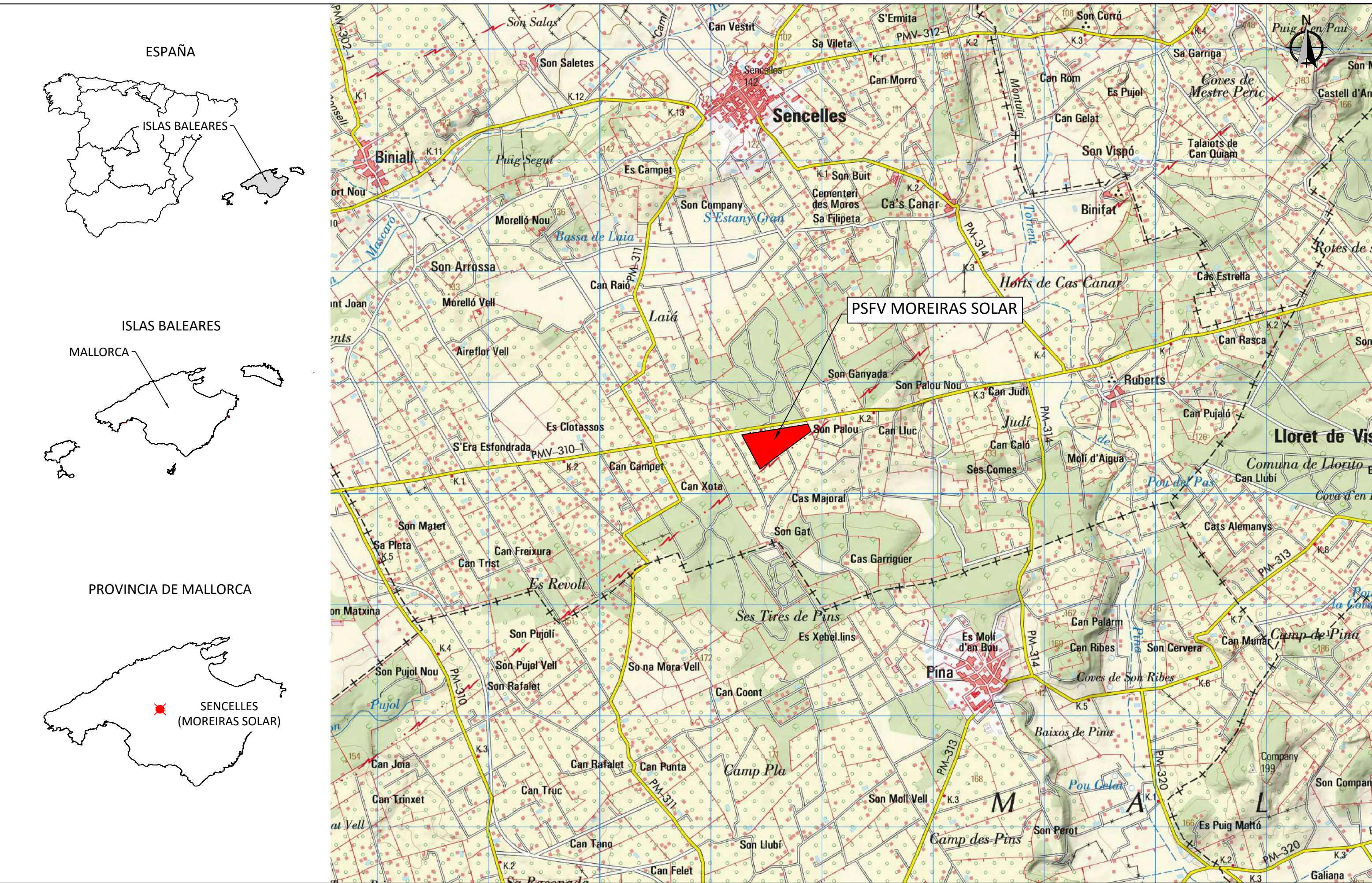
1	-	MEMORIA
2	-	CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS
3	-	ESTUDIO ECONÓMICO
4	-	FICHAS TÉCNICAS
5	-	PLANOS

DOCUMENTO Nº5: PLANOS

ÍNDICE DE PLANOS

- 1 - PLANO DE UBICACIÓN
- 2 - PLANO DE EMPLAZAMIENTO
- 3 - PARCELAS CATASTRALES
- 4 - PLANO DE SERVIDUMBRES
- 5 - VALLADO Y ACCESOS
- 6 - ANÁLISIS TOPOGRÁFICO
- 7 - LAYOUT – PLANTA GENERAL
- 8 - LAYOUT – AGRUPACIÓN CTs
- 9 - LAYOUT – AGRUPACIÓN INVERSORES
- 10 - LAYOUT – CABLEADO Y ZANJAS BT Y MT
- 11 - RED DE TIERRAS
- 12 - PLANOS UNIFILARES
- 13 - DETALLE – CONEXIONADO DE MÓDULOS
- 14 - DETALLE – EDIFICIO O&M ESTRUCTURA
- 15 - DETALLE – ESTRUCTURA

- 16 - DETALLE – INVERSORES
- 17 - DETALLE – AFECCIONES
- 18 - DETALLE – ZANJAS TIPO
- 19 - DETALLE – PUESTA A TIERRA
- 20 - DETALLE – SECCIÓN VIALES Y DRENAJES



Ingeniera Industrial y del ICAI							INGENIERÍA: osprel	ESCALA: 1/50000	SITUACIÓN: SENCELLES, MALLORCA, ISLAS BALEARES	
									TÍTULO DEL PLANO: UBICACIÓN	
									TÍTULO DEL PROYECTO:	
									PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MOREIRAS SOLAR DE POTENCIA INSTALADA 4,48 MWn E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN EN 15 KV	
Dña. Adriana Moreiras Blanco	00	MAYO 2023	A.M.B.	A.M.B.	A.M.B.	J.G.O.J.	PROMOTOR: COMILLAS INGENIERÍA INDUSTRIAL ICAI	TAMAÑO: A3	Nº HOJA 01 de 01 Rev. 00 NÚMERO DEL PLANO: 01	
	Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado				



MOREIRAS SOLAR
UTM 31
X: 491556,19
Y: 4385463,19

Ingeniera Industrial y del ICAI								INGENIERÍA:	ESCALA:	SITUACIÓN: SENCELLES, MALLORCA, ISLAS BALEARES		
									1/25000	TÍTULO DEL PLANO: EMPLAZAMIENTO		
								PROMOTOR:	TAMAÑO:	TÍTULO DEL PROYECTO:		
									A3	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MOREIRAS SOLAR DE POTENCIA INSTALADA 4,48 MWn E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN EN 15 KV		
Dña. Adriana Moreiras Blanco	00	MAYO 2023	A.M.B.	A.M.B.	A.M.B.	J.G.O.J.					Nº HOJA	Rev.
	Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado					01 de 01	00
											NÚMERO DEL PLANO: 02	



1

TM SENCELLES

TM ALGAIDA

NÚMERO	TÉRMINO MUNICIPAL	PROVINCIA	POLÍGONO	PARCELA	REF CATASTRAL
1	SENCELLES	MALLORCA	17	153	07047A01700153

Ingeniera Industrial y del ICAI

Dña. Adriana Moreiras Blanco

00	MAYO 2023	A.M.B.	A.M.B.	A.M.B.	J.G.O.J.	
Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado	

INGENIERÍA:

PROMOTOR:

ESCALA:
1/5000

TAMAÑO:
A3

SITUACIÓN: SENCELLES, MALLORCA, ISLAS BALEARES

TÍTULO DEL PLANO: CATASTRAL

TÍTULO DEL PROYECTO:
PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MOREIRAS SOLAR DE POTENCIA
INSTALADA 4,48 MWn E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN EN 15 kV

Nº HOJA
01 de 01

Rev.
00

NÚMERO DEL PLANO:
03



CARRETERA MA-3010
Se respeta una servidumbre de 25 m a cada lado

EDIFICACIONES
Se respeta un retranqueo de 10 metros de servidumbre a la implantación de los módulos

LAAT 220 kV
Se respeta una servidumbre de 20 metros desde el punto de máxima oscilación de la línea

LAMT 15 kV
Se respeta una servidumbre de 7 metros desde el punto de máxima oscilación de la línea

CAMINO SON GAT
Se respeta 3 metros de servidumbre

ARBOLADO
Se respeta 3 metros de servidumbre

LEYENDA

Sup. Útil

Z. Excluidas

Caminos

Línea de baja tensión

Carreteras

Ingeniera Industrial y del ICAI							INGENIERÍA: 	ESCALA: 1/5000	SITUACIÓN: SENCELLES, MALLORCA, ISLAS BALEARES			
									TÍTULO DEL PLANO: PLANO DE SERVIDUMBRES			
									TÍTULO DEL PROYECTO:			
									PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MOREIRAS SOLAR DE POTENCIA INSTALADA 4,48 MWn E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN EN 15 kV			
									Nº HOJA 01 de 01			
Dña. Adriana Moreiras Blanco	00	MAYO 2023	A.M.B.	A.M.B.	A.M.B.	J.G.O.J.	PROMOTOR: 	TAMAÑO: A3	TÍTULO DEL PROYECTO:			
	Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado			PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MOREIRAS SOLAR DE POTENCIA INSTALADA 4,48 MWn E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN EN 15 kV			
									NÚMERO DEL PLANO: 04			

VÉRTICES	ETRS89 UTM31	
	COORD X	COORD Y
1	491.443,86	4.385.222,62
2	491.902,94	4.385.562,33
3	491.874,47	4.385.626,88
4	491.554,61	4.385.575,15
5	491.335,62	4.385.540,65
6	491.306,11	4.385.535,89
7	491.279,99	4.385.531,85
8	491.295,08	4.385.500,88



Ingeniera Industrial y del ICAI							LEYENDA Viales Vallado Centro transformación Módulos Centro de seccionamiento Edificio O y M	INGENIERÍA: 	ESCALA: 1/2000	SITUACIÓN: SENCELLES, MALLORCA, ISLAS BALEARES			
	TÍTULO DEL PLANO: VALLADO Y ACCESOS												
	TÍTULO DEL PROYECTO:												
	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MOREIRAS SOLAR DE POTENCIA INSTALADA 4,48 MWn E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN EN 15 kV												
	Nº HOJA 01 de 01				Rev. 00								
Dña. Adriana Moreiras Blanco	00	MAYO 2023	A.M.B.	A.M.B.	A.M.B.	J.G.O.J.	PROMOTOR: 	TAMAÑO: A3	NÚMERO DEL PLANO: 05				
	Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado							

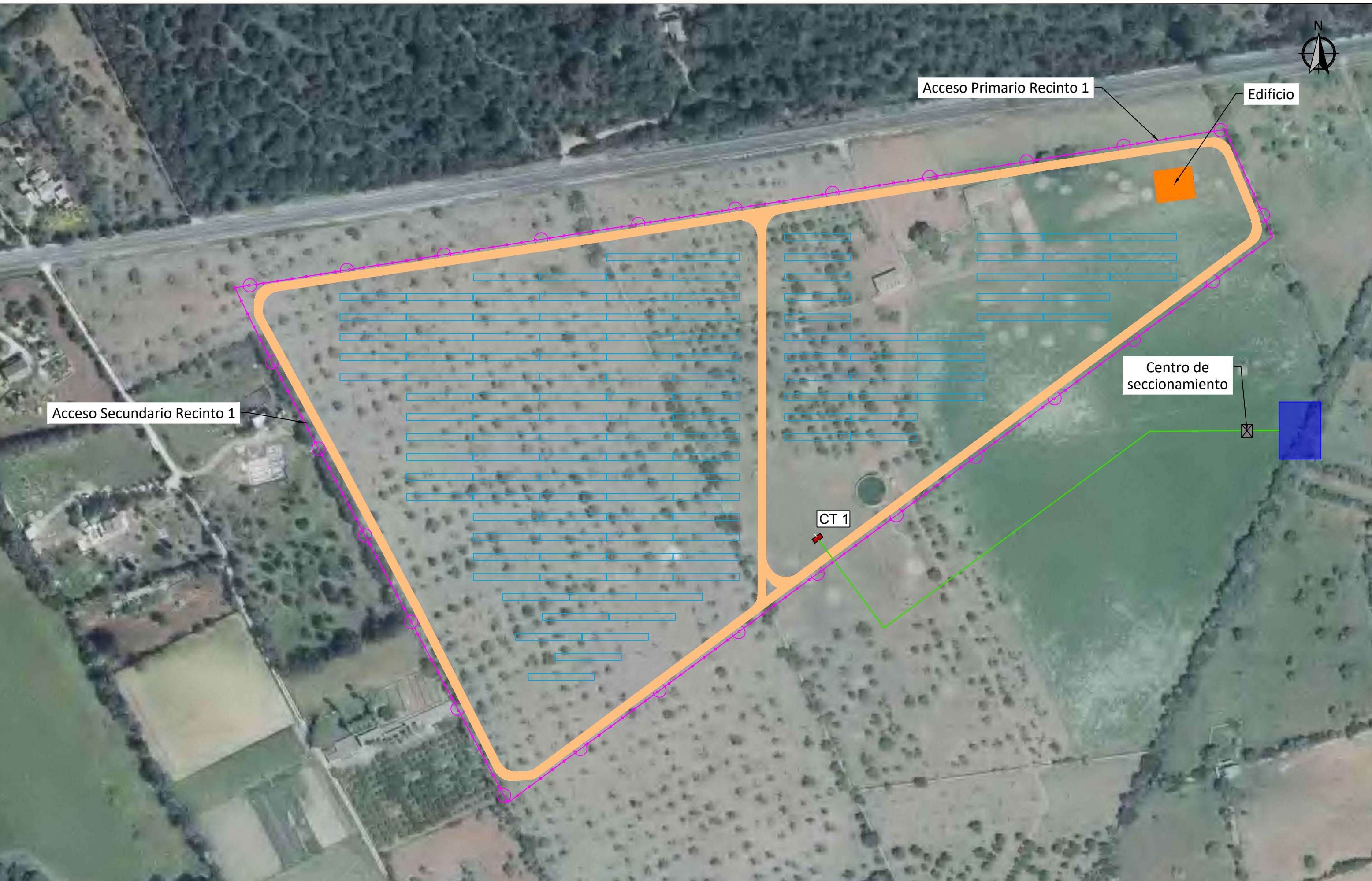


Acceso Primario Recinto 1

Acceso Secundario Recinto 1

Angle min., °	Angle max., °	Distribution, %	Color
0.00	5.00	84.25	Green
5.00	10.00	13.74	Light Green
10.00	15.00	1.76	Yellow
15.00	55.00	0.25	Red

Ingeniera Industrial y del ICAI							INGENIERÍA:  PROMOTOR: 	ESCALA: 1/2000 TAMAÑO: A3	SITUACIÓN: SENCELLES, MALLORCA, ISLAS BALEARES	15.00	33.00	0.25	
									TÍTULO DEL PLANO: ANÁLISIS TOPOGRÁFICO				
									TÍTULO DEL PROYECTO:				
	00	MAYO 2023	A.M.B.	A.M.B.	A.M.B.	J.G.O.J.			PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MOREIRAS SOLAR DE POTENCIA INSTALADA 4,48 MWn E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN EN 15 kV	Nº HOJA 01 de 01	Rev. 00		
	Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado							
Dña. Adriana Moreiras Blanco									NÚMERO DEL PLANO: 06				



Ingeniera Industrial y del ICAI							LEYENDA Viales Vallado Centro de transformación Módulos Centro de seccionamiento Edificio	INGENIERÍA: 	ESCALA: 1/2000	SITUACIÓN: SENCELLES, MALLORCA, ISLAS BALEARES			
	TÍTULO DEL PLANO: LAYOUT - PLANTA GENERAL												
	TÍTULO DEL PROYECTO:												
	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MOREIRAS SOLAR DE POTENCIA INSTALADA 4,48 MWn E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN EN 15 kV												
	Nº HOJA 01 de 01		Rev. 00										
Dña. Adriana Moreiras Blanco	00	MAYO 2023	A.M.B.	A.M.B.	A.M.B.	J.G.O.J.		TAMAÑO: A3	NÚMERO DEL PLANO: 07				
	Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado							



Acceso Primario Recinto 1

Edificio

Centro de
seccionamiento

Acceso Secundario Recinto 1

CT 1

LEYENDA

- Viales
- Vallado
- Centro transformación
- Módulos
- Centro de seccionamiento
- Edificio O y M

INGENIERÍA:

osprel

ESCALA:

1/2000

PROMOTOR:

COMILLAS
UNIVERSIDAD POLITÉCNICA
ICAI

TAMAÑO:

A3

SITUACIÓN: SENCELLES, MALLORCA, ISLAS BALEARES

TÍTULO DEL PLANO: LAYOUT - AGRUPACIÓN DE CT's

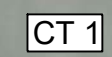
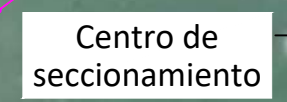
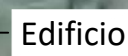
TÍTULO DEL PROYECTO:
PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MOREIRAS SOLAR DE POTENCIA
INSTALADA 4,48 MWn E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN EN 15 KV

Nº HOJA	Rev.
01 de 01	00
NÚMERO DEL PLANO:	
08	

Ingeniera Industrial y del ICAI

Dña. Adriana Moreiras Blanco

00	MAYO 2023	A.M.B.	A.M.B.	A.M.B.	J.G.O.J.
Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado



Nº HOJA	Rev.
01 de 01	00
NÚMERO DEL PLANO:	
09	



Edificio

Centro de
seccionamiento

CT 1

INV 1-10

INV 1-9

INV 1-8

INV 1-7

INV 1-6

INV 1-5

INV 1-4

INV 1-3

INV 1-2

INV 1-1

INV 1-11

INV 1-12

INV 1-13

INV 1-14



Ingeniera Industrial y del ICAI							LEYENDA Viales Vallado Centro de transformación Módulos Zanjas Cableado BT CC Cableado BT CA Zanjas MT Edificio O y M
---------------------------------	--	--	--	--	--	--	--



Edificio

Centro de
seccionamiento

CT 1

LEYENDA

- Viales
- Vallado
- Centro de transformación
- Módulos
- Centro de seccionamiento
- Red de tierras

INGENIERÍA:

osprel

PROMOTOR:

COMILLAS
UNIVERSIDAD POLITÉCNICA
ICAI

ESCALA:

1/2000

TAMAÑO:

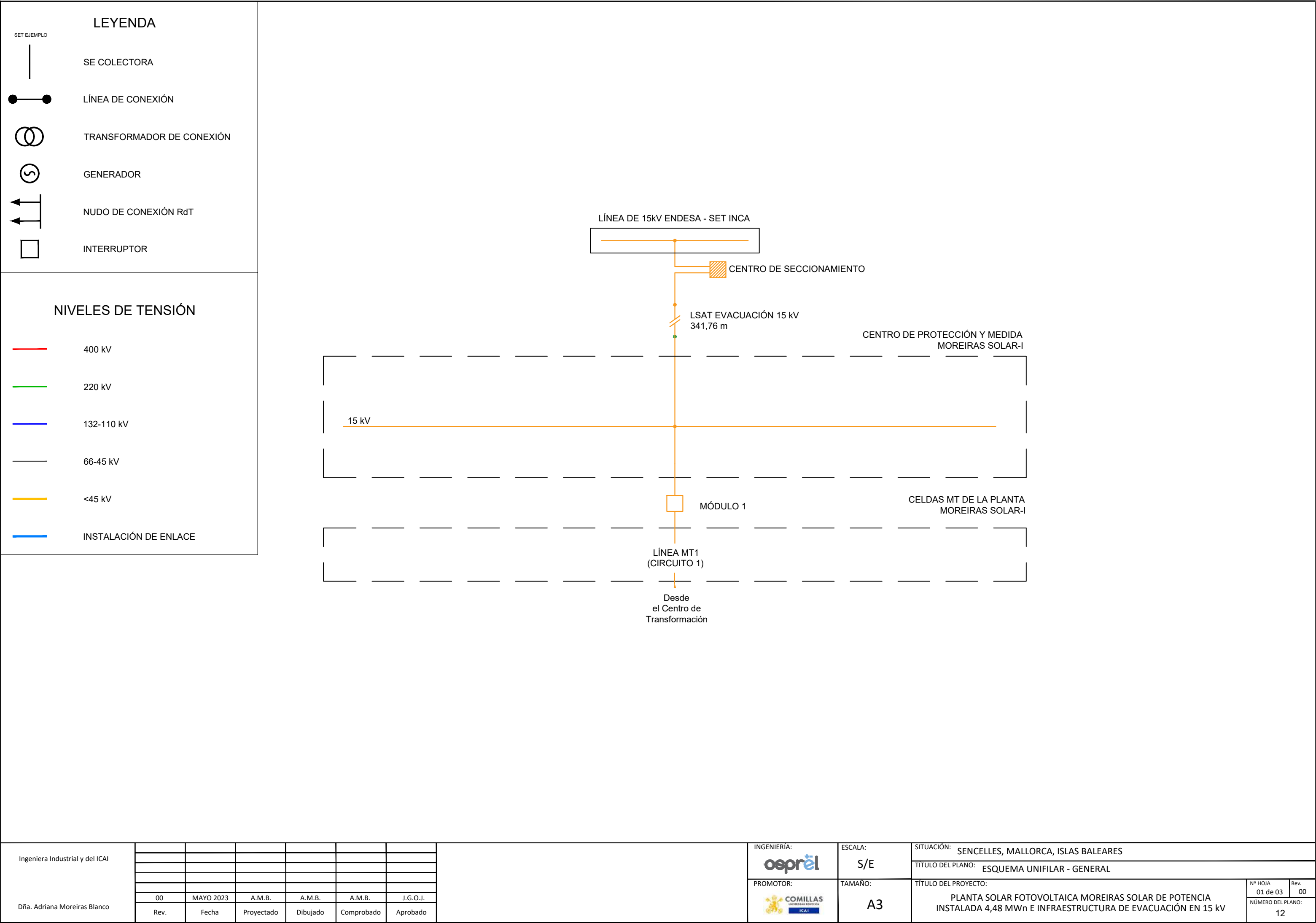
A3

SITUACIÓN: SENCELLES, MALLORCA, ISLAS BALEARES

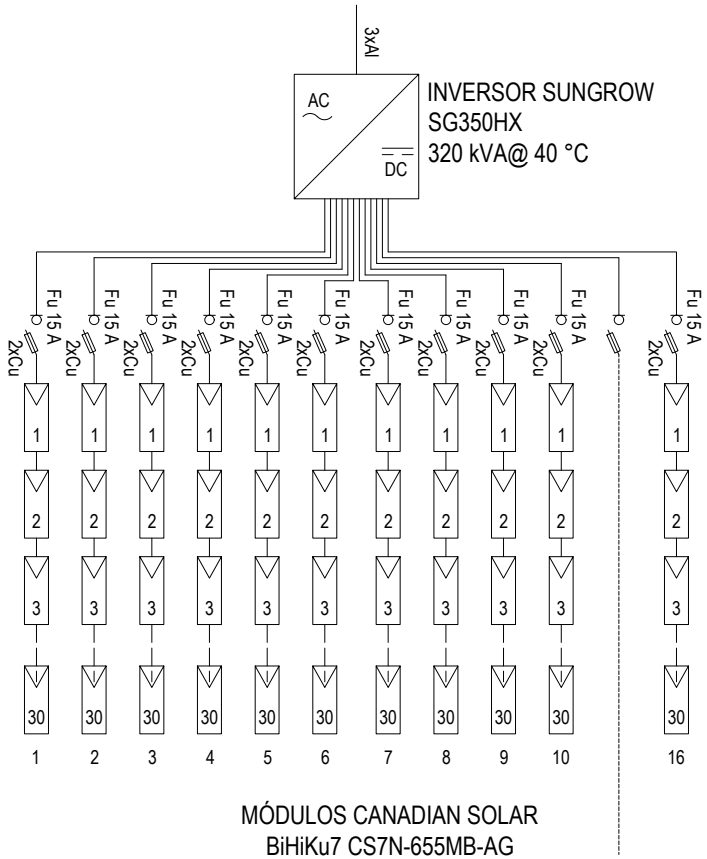
TÍTULO DEL PLANO: RED DE TIERRAS

TÍTULO DEL PROYECTO:

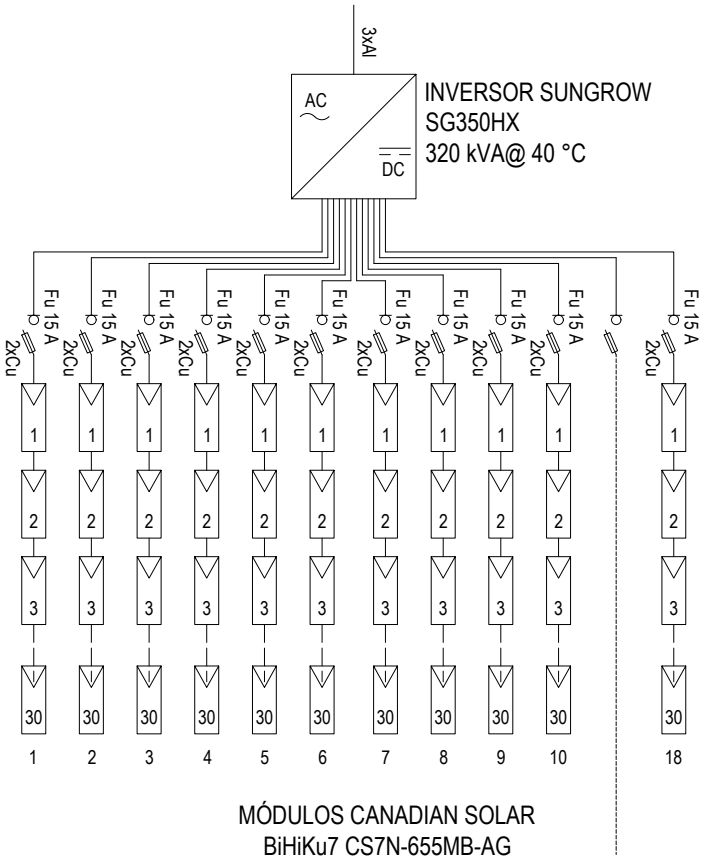
PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MOREIRAS SOLAR DE POTENCIA
INSTALADA 4,48 MWn E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN EN 15 KV



INVERSORES CON 16 STRINGS DE 30 MÓDULOS



INVERSORES CON 18 STRINGS DE 30 MÓDULOS



LEYENDA



Inversor

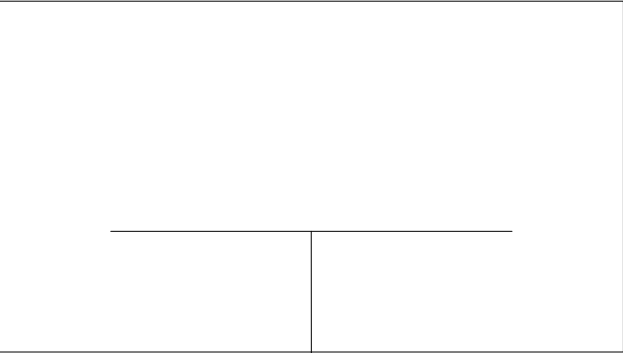


Fusible



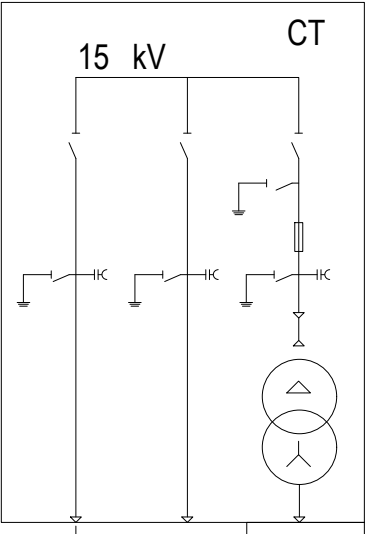
Módulo fotovoltaico

Ingeniera Industrial y del ICAI							INGENIERÍA: 	ESCALA: S/E	SITUACIÓN: SENCELLES, MALLORCA, ISLAS BALEARES			
									TÍTULO DEL PLANO: ESQUEMA UNIFILAR - GENERAL			
Dña. Adriana Moreiras Blanco	00	MAYO 2023	A.M.B.	A.M.B.	A.M.B.	J.G.O.J.		TAMAÑO: A3	TÍTULO DEL PROYECTO: PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MOREIRAS SOLAR DE POTENCIA INSTALADA 4,48 MWn E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN EN 15 kV		Nº HOJA 02 de 03	Rev. 00
	Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado					NÚMERO DEL PLANO: 12	



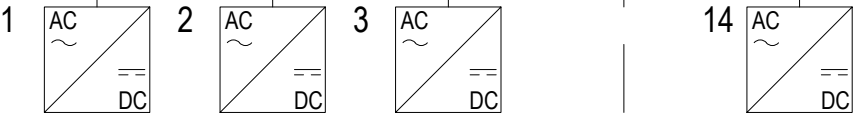
LÍNEA DE 15 kV UFD

LSAT 15 kV:
CONEXIÓN CT Y CS



SUNGROW
4.000 kVA @40 °C
15/0,80 kV
Dy11y11

LSBT 800 V
CONEXIÓN INVERSORES Y CT



LEYENDA



Inversor



Fusible



Interruptor de puesta a tierra



Interruptor



Interruptor de puesta a tierra
con condensador



Transformador

Ingeniera Industrial y del ICAI

Dña. Adriana Moreiras Blanco

00	MAYO 2023	A.M.B.	A.M.B.	A.M.B.	J.G.O.J.
Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado

INGENIERÍA:
osprel

PROMOTOR:
COMILLAS
UNIVERSIDAD POLITÉCNICA
ICAI

ESCALA:
S/E

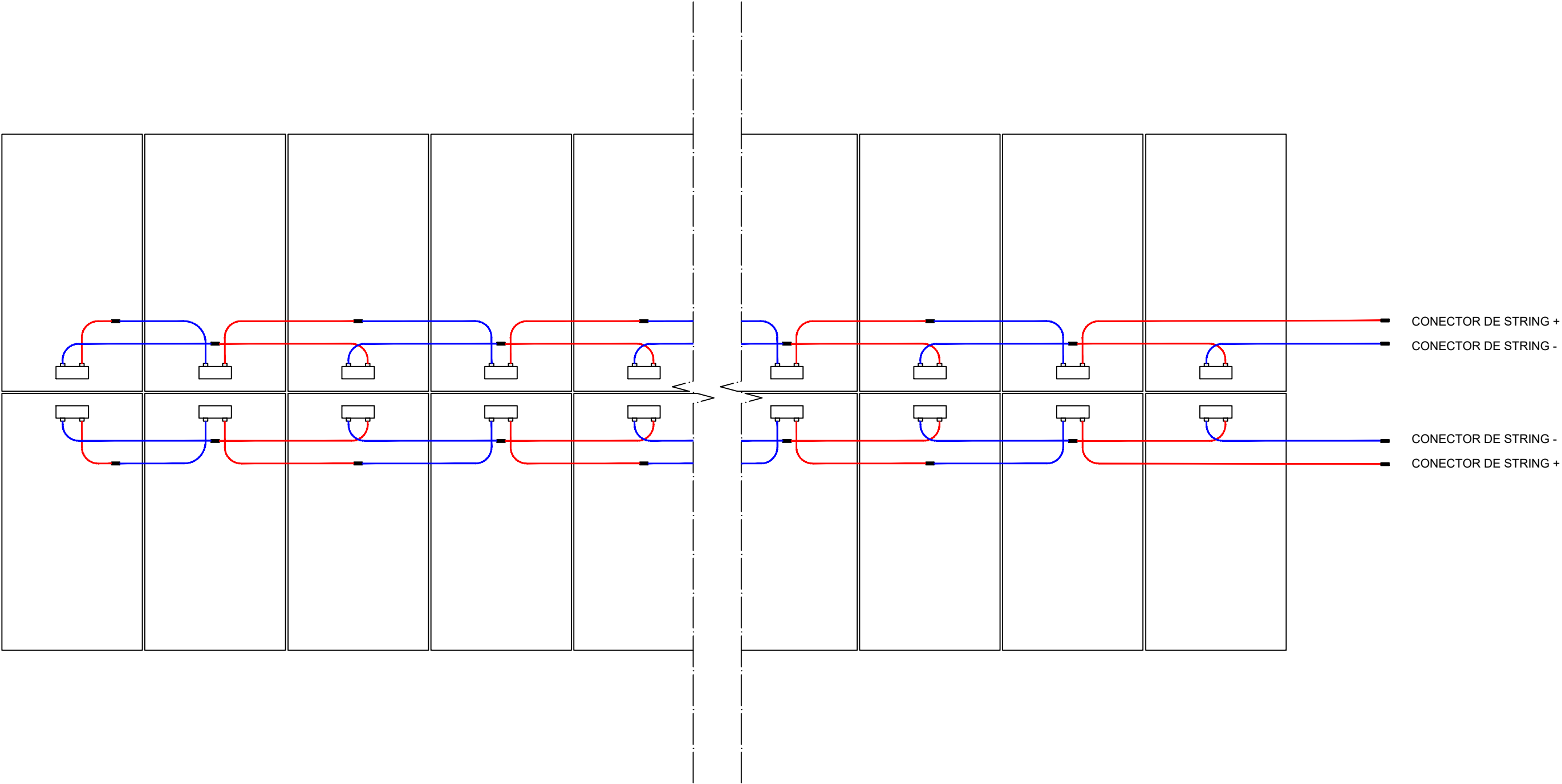
TAMAÑO:
A3

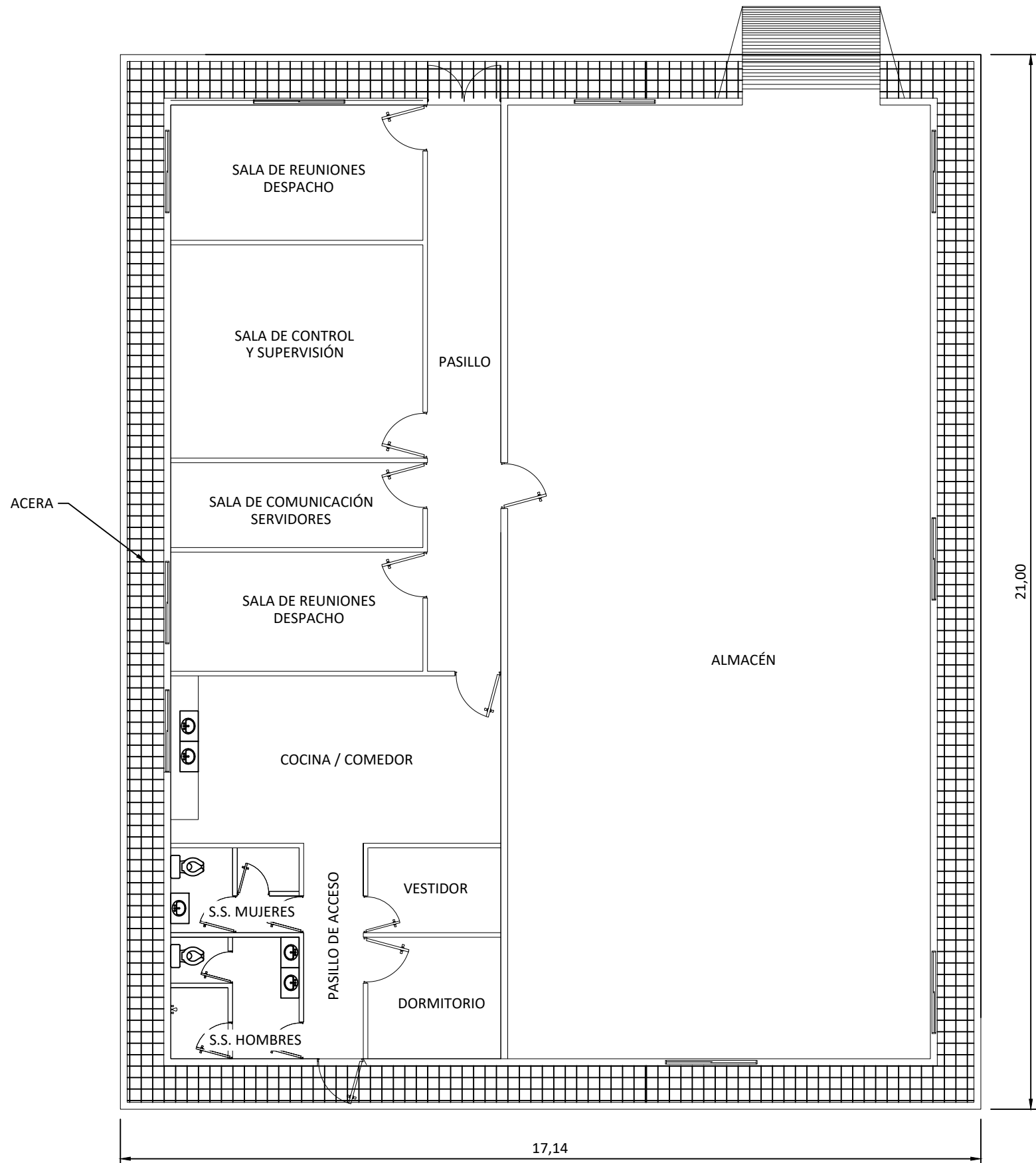
SITUACIÓN: SENCELLES, MALLORCA, ISLAS BALEARES

TÍTULO DEL PLANO: ESQUEMA UNIFILAR - GENERAL

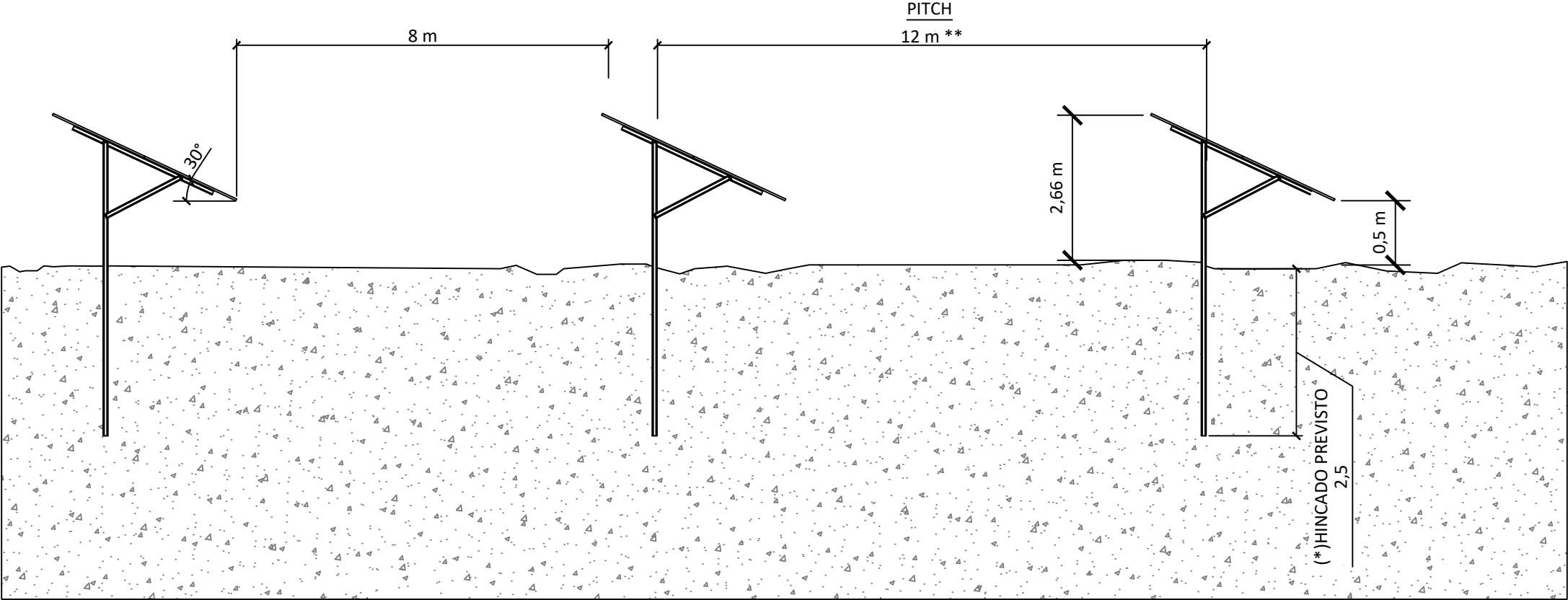
TÍTULO DEL PROYECTO:
PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MOREIRAS SOLAR DE POTENCIA
INSTALADA 4,48 MWn E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN EN 15 kV

Nº HOJA 03 de 03	Rev. 00
NÚMERO DEL PLANO: 12	



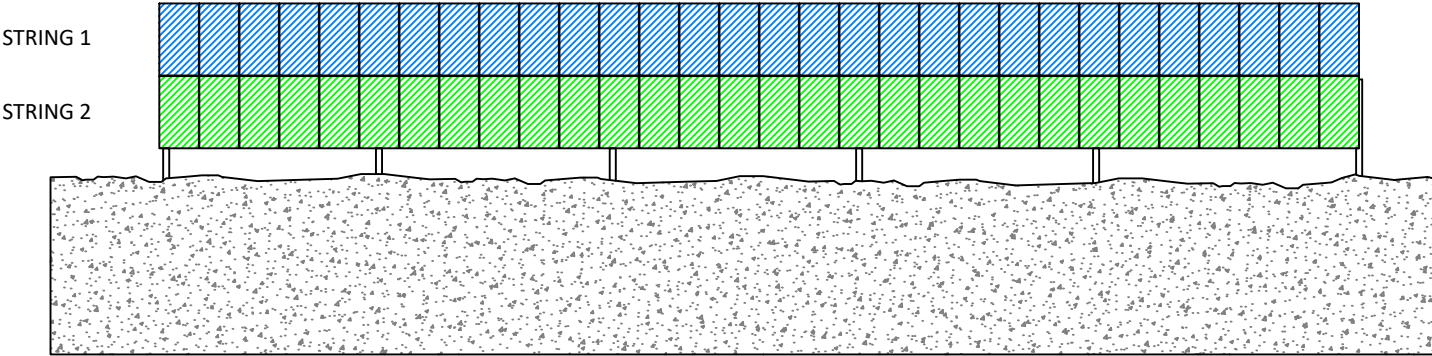
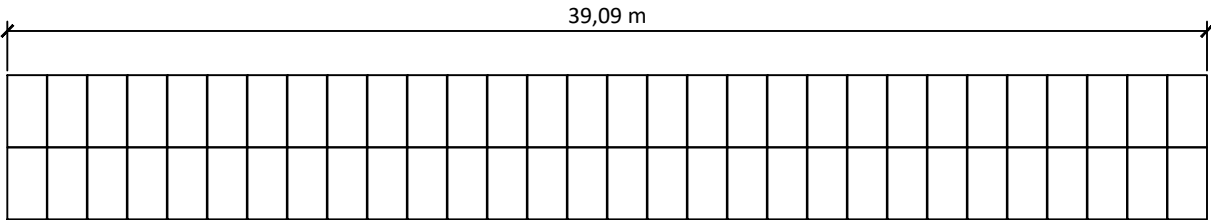


Ingeniera Industrial y del ICAI							NOTA: - Todas las unidades son en metros.	INGENIERÍA: 	ESCALA: 1/100	SITUACIÓN: SENCELLES, MALLORCA, ISLAS BALEARES				
										TÍTULO DEL PLANO: DETALLE EDIFICIO OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO				
										PROMOTOR: 	TAMAÑO: A3	TÍTULO DEL PROYECTO: PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MOREIRAS SOLAR DE POTENCIA INSTALADA 4,48 MWn E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN EN 15 kV	Nº HOJA 01 de 01	Rev. 00
	00	MAYO 2023	A.M.B.	A.M.B.	A.M.B.	J.G.O.J.								
	Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado								
Dña. Adriana Moreiras Blanco										NÚMERO DEL PLANO: 14				

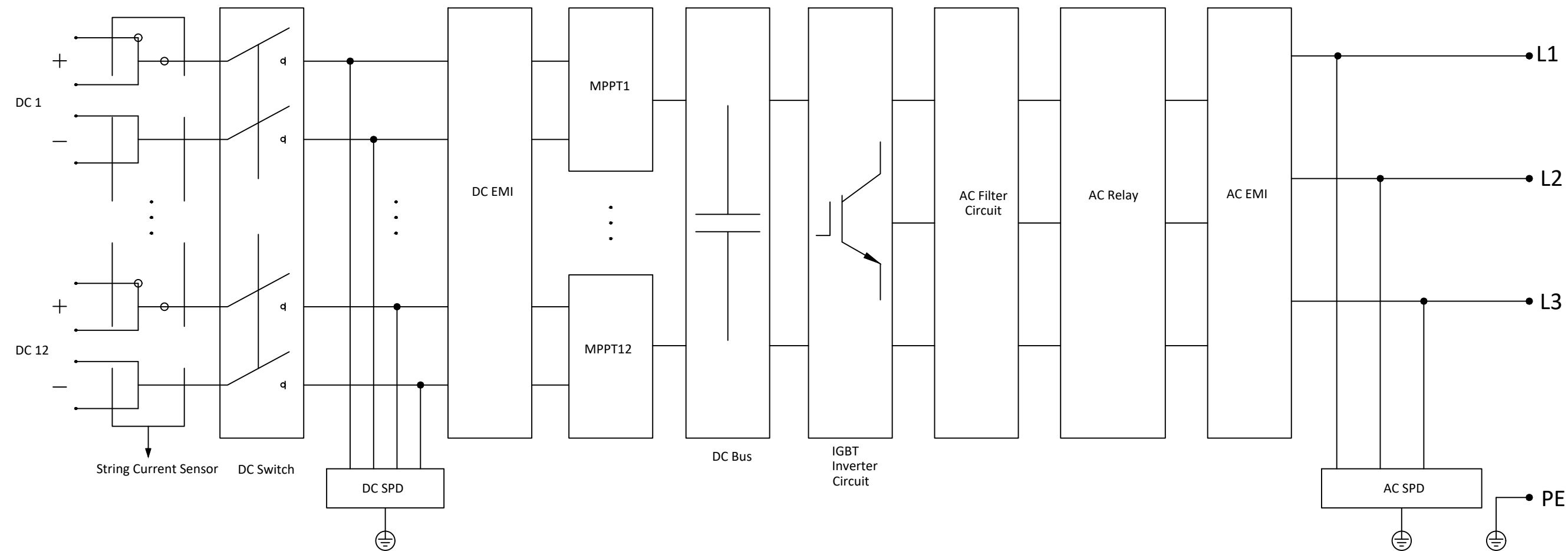


(*) La profundidad de hincado se determinará en fases posteriores, y estará condicionada por el resultado del estudio geotécnico.
(**) El pitch es variable en función de la topografía reduciendo las pérdidda por sombras cercanas y maximizando el aprovechamiento del terreno.

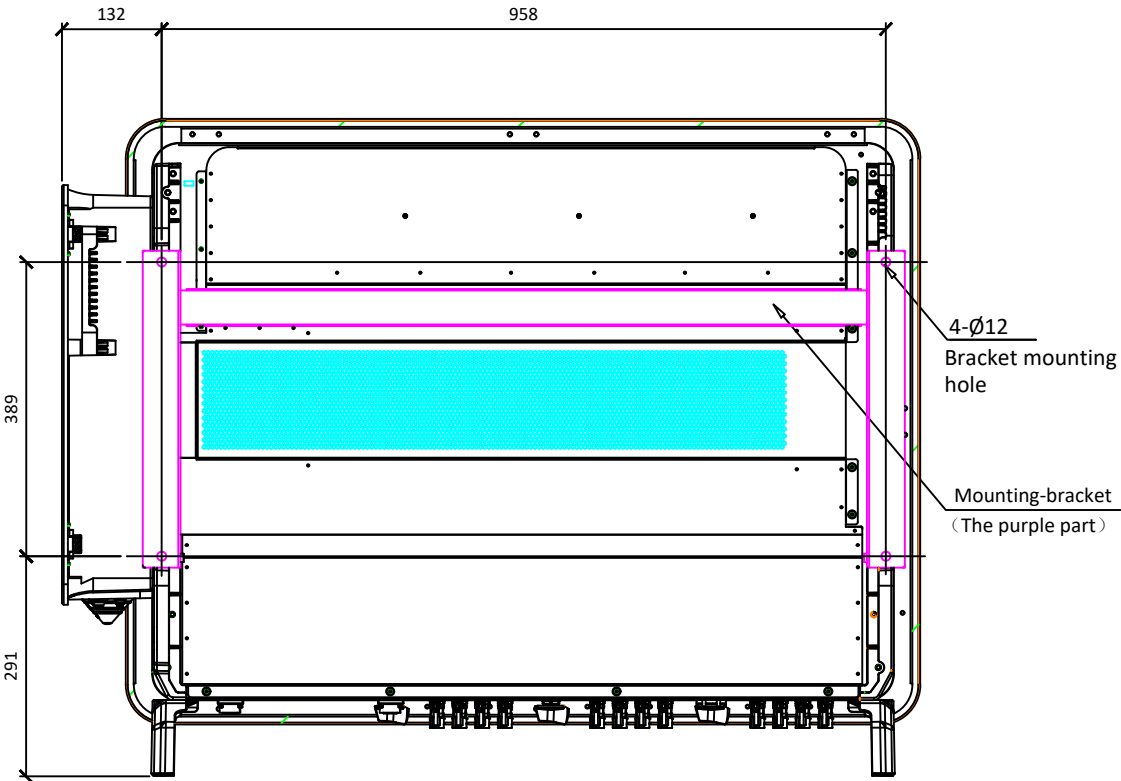
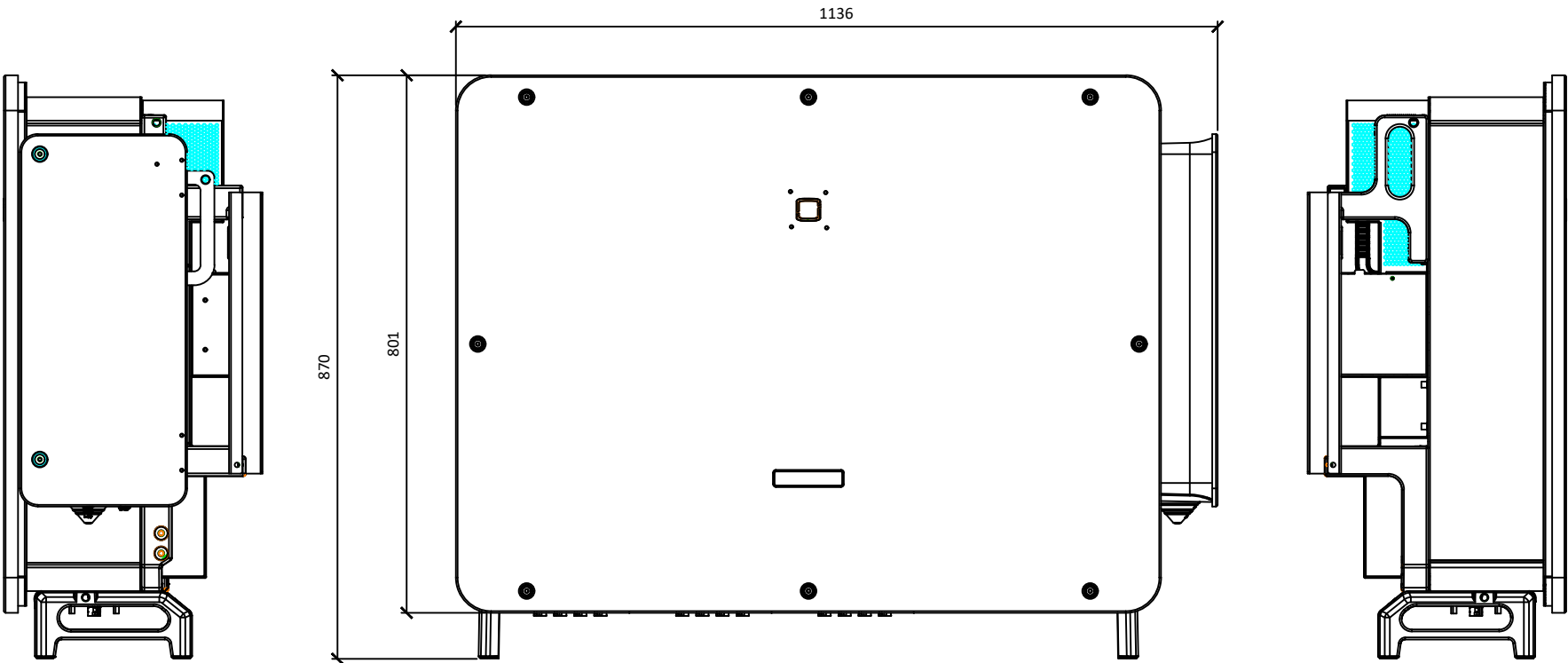
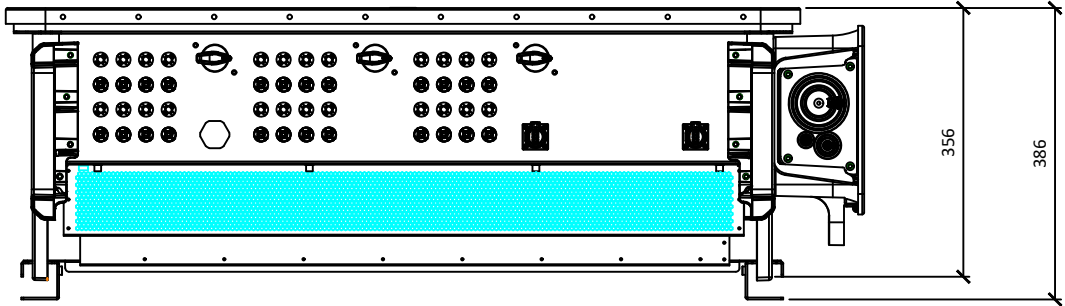
MESA DE 2 STRINGS



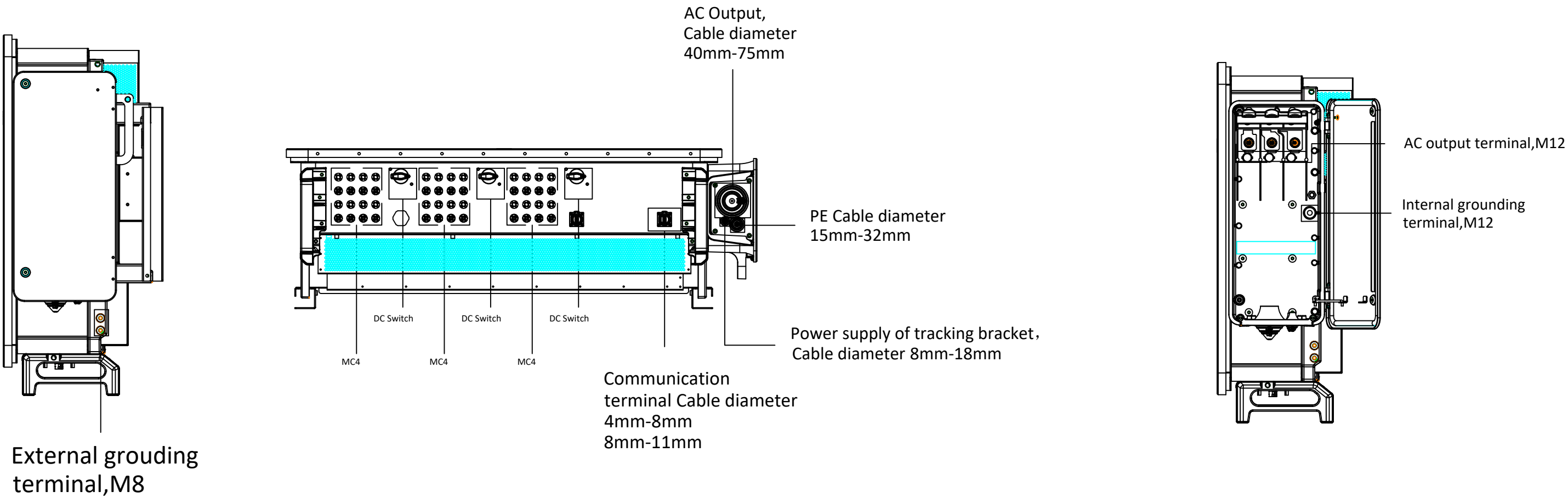
1. Inverter single line diagram



2. Inverter dimension and internal layout



3. Inverter Terminal diagram

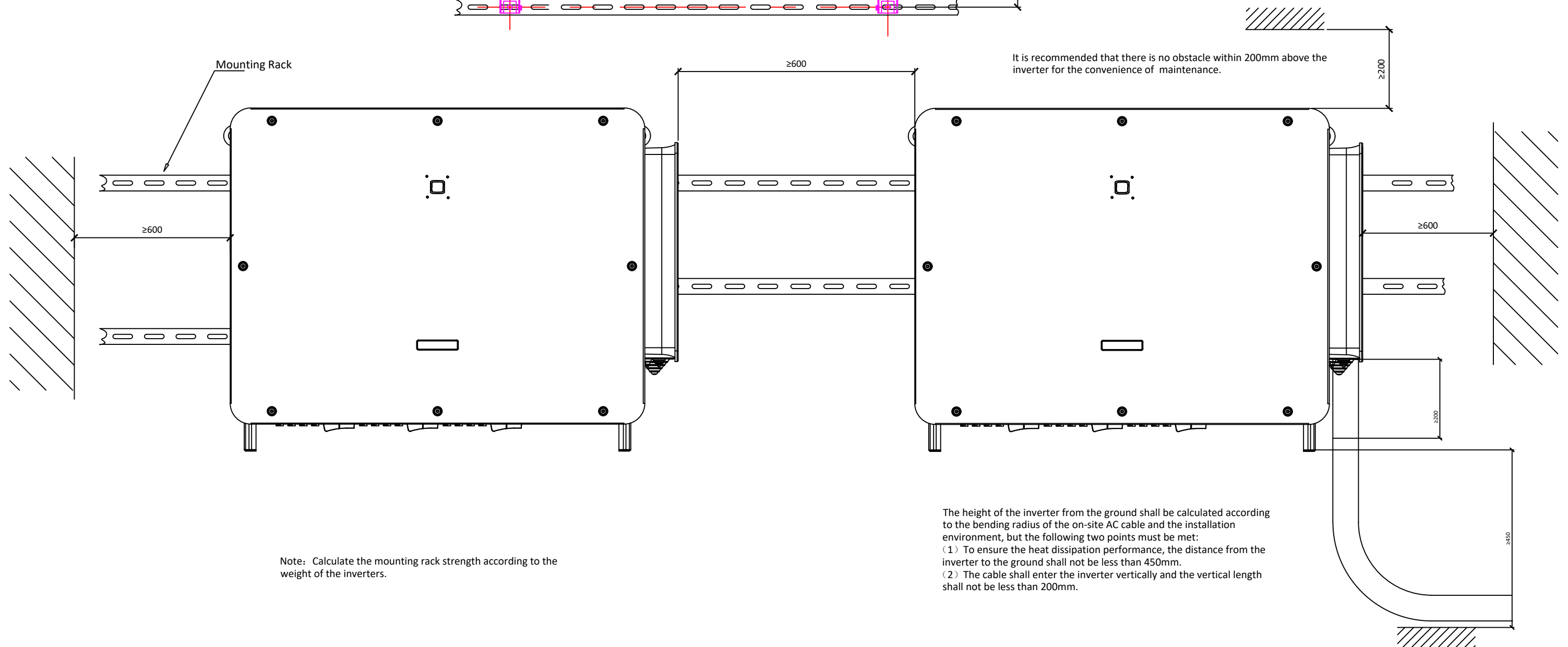
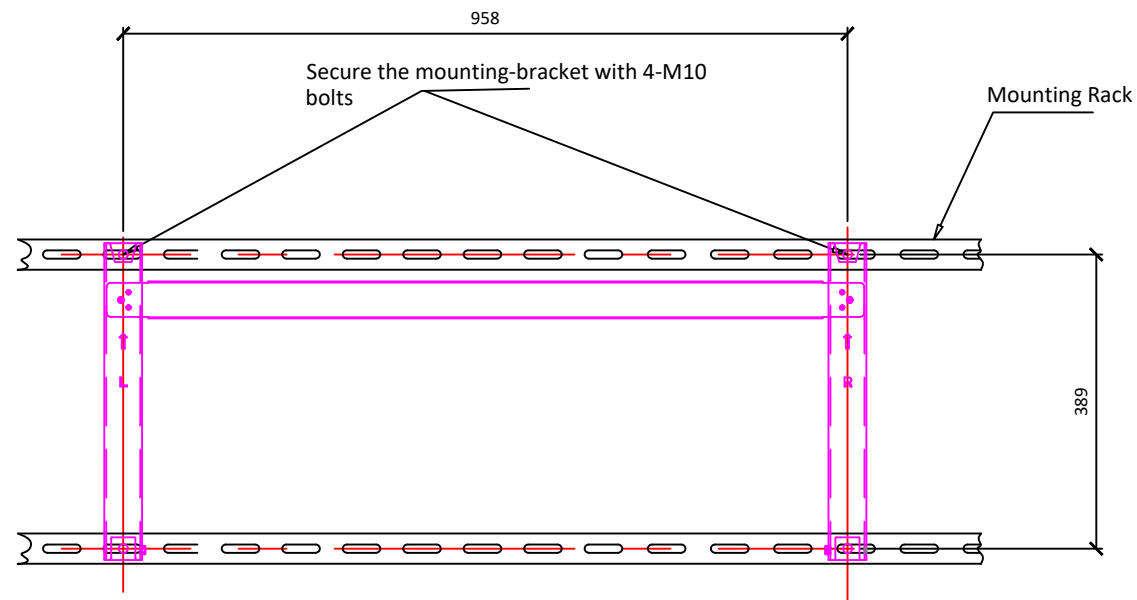


Cable description:

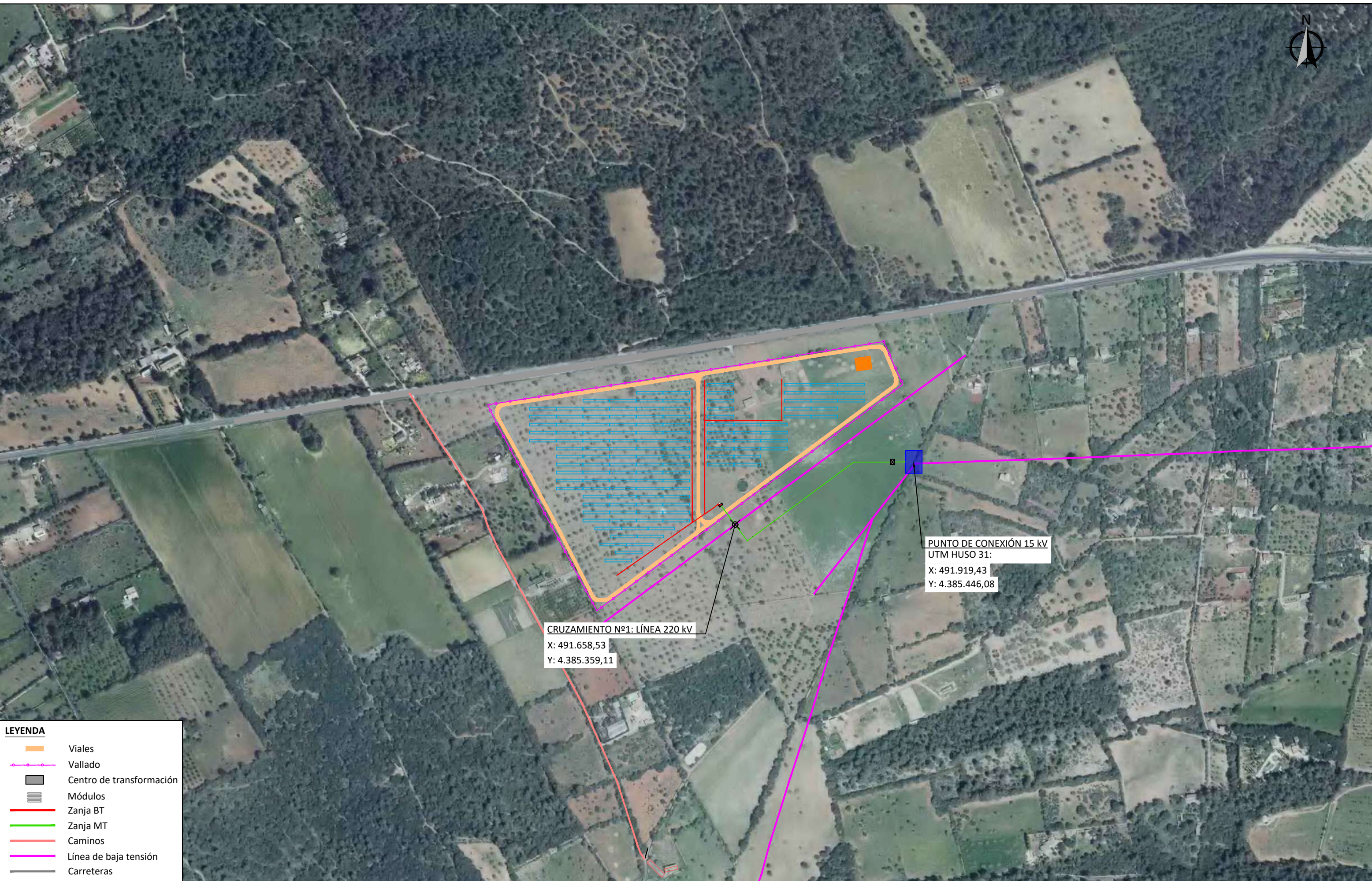
NO.	Name	Specification	Terminal Type
1	AC output cable	Outdoor four-core copper cable or outdoor three-core copper cable:the cable outer diameter range is 40-75mm, and the recommended AC wiring range is 70~185mm². Outdoor four-core aluminum cable or outdoor three-core aluminum cable:the cable outer diameter range is 40-75mm, and the recommended AC wiring range is 150~400mm².	OT/DT terminal
2	DC input cable	4mm² or 6mm², the cable outer diameter range is 4.7-6.4mm	MC4-Evo2 terminal
3	485 communication cable	2*1.0mm² shielded cable	—
4	Grounding cable	S/2(S: phase wire cross-section). Only when materials of the phase wires and PE wire are the same. If the material is different, it shall be selected according to the equivalent resistance of PE cable.	OT/DT terminal

Note: Please refer to the user manual for more details.

4. Inverter rack mounting



Ingeniera Industrial y del ICAI							NOTA: - Todas las unidades son en mm.	INGENIERÍA:	ESCALA:	SITUACIÓN: SENCELLES, MALLORCA, ISLAS BALEARES				
									S/E	TÍTULO DEL PLANO: DETALLE INVERSORES				
								PROMOTOR:	TAMAÑO:	TÍTULO DEL PROYECTO: PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MOREIRAS SOLAR DE POTENCIA INSTALADA 4,48 MWn E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN EN 15 kV			Nº HOJA	Rev.
									A3				04 de 04	00
											NÚMERO DEL PLANO: 16			
Dña. Adriana Moreiras Blanco	00	MAYO 2023	A.M.B.	A.M.B.	A.M.B.	J.G.O.J.								
	Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado								



LEYENDA

Viales

Vallado

Centro de transformación

Módulos

Zanja BT

Zanja MT

Caminos

Línea de baja tensión

Carreteras

Ingeniera Industrial y del ICAI						
Dña. Adriana Moreiras Blanco	00	MAYO 2023	A.M.B.	A.M.B.	A.M.B.	J.G.O.J.
	Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado

INGENIERÍA: 	ESCALA: 1/5000	SITUACIÓN: SENCELLES, MALLORCA, ISLAS BALEARES		
		TÍTULO DEL PLANO: DETALLE AFECCIONES		
PROMOTOR: 	TAMAÑO: A3	TÍTULO DEL PROYECTO: PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MOREIRAS SOLAR DE POTENCIA INSTALADA 4,48 MWn E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN EN 15 kV	Nº HOJA 01 de 01	Rev. 00
			NÚMERO DEL PLANO: 17	

Technical drawing of a rectangular structure, likely a foundation or wall section, showing dimensions and components.

Dimensions:

- Overall width: 400
- Overall height: 450
- Top section width: 150
- Top section height: 250
- Bottom section width: 250
- Bottom section height: 50
- Left side height segments: 50, 400, 50

Labels and Features:

- TERRENO:** Indicated by a hatched area on the left side.
- Top Section:** A rectangular area with a width of 150 and a height of 250, filled with a stippled pattern.
- Bottom Section:** A rectangular area with a width of 250 and a height of 50, filled with a hatched pattern.
- Central Section:** A rectangular area between the top and bottom sections, filled with a stippled pattern.
- Internal Features:** A small circle is located in the central section, and a small blue dot is located in the bottom section.

Technical drawing of a rectangular structure, likely a foundation or wall cross-section, showing dimensions and components.

Dimensions:

- Overall width: 500
- Overall height: 850
- Top section width: 150
- Top section height: 150
- Section height below top: 350
- Section height below that: 550
- Bottom section height: 50
- Bottom section width: 250

Labels and Components:

- TERRENO:** Indicated by a hatched pattern in the top left corner.
- TUBO Ø 120 mm:** Indicated by a line pointing to a circular feature (pipe) within the structure.

Technical drawing of a rectangular structure, likely a foundation or wall cross-section, showing dimensions and components.

Dimensions:

- Overall width: 500
- Overall height: 650
- Top section width: 150
- Top section height: 150
- Section below top: 200
- Section below that: 100
- Section below that: 250
- Bottom section height: 50

Components and Features:

- TERRENO:** Indicated by a hatched pattern in the top left corner.
- Top Section:** Contains a black horizontal bar and a red horizontal bar.
- Section below that:** Contains a blue dot.
- Section below that:** Contains two circular elements, each containing three smaller circles.
- Bottom Section:** Contains a hatched pattern.
- Label:** "TUBO Ø 120 mm" with a line pointing to the right circular element in the section below that.

Technical drawing of a rectangular experimental setup. The overall dimensions are 1200 mm in height and 750 mm in width.

The setup is divided into two main horizontal sections:

- Top Section (650 mm high):**
 - Top Layer (500 mm high):** Contains a speckled pattern. A 150 mm wide area at the top is marked with a black horizontal bar.
 - Bottom Layer (100 mm high):** Contains a red horizontal bar.
- Bottom Section (550 mm high):**
 - Top Layer (250 mm high):** Contains a blue dot.
 - Bottom Layer (250 mm high):** Contains a cross-hatched pattern.

Additional details:

- A legend in the top left corner shows a hatched pattern labeled "TERRENO".
- Six circular elements, each labeled "TUBO Ø 120 mm", are arranged in a 2x3 grid in the bottom section.
- Dimensions are indicated by arrows and numbers: 150, 100, 200, 500, 650, 1200, 750, 250, 50.

[illegible]

	Cinta de señalización
	Cinta de protección mecánica
	n Cables de fibra óptica
	Tubo Ø 40 mm con conductores de CC
	Tubo Ø 70 mm con conductores de CC
	Terna de conductores de aluminio de CA y BT
	Terna de conductores de aluminio de CA y AT
	Arena de relleno
	Arena seleccionada compactada
	Arena fina lavada
	Tetratubo de control HDPE Ø40 mm
	LSBT: Línea subterránea BT (800v)
	LSAT:Línea subterránea AT (30 kV)
	CC: Corriente Continua
	CA: Corriente Alterna

00	MAYO 2023	A.M.B.	A.M.B.	A.M.B.	J.G.O.J.
Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado

- Las cotas están en mm.



COMILLA
UNIVERSITY
ICAI

1/15

A3

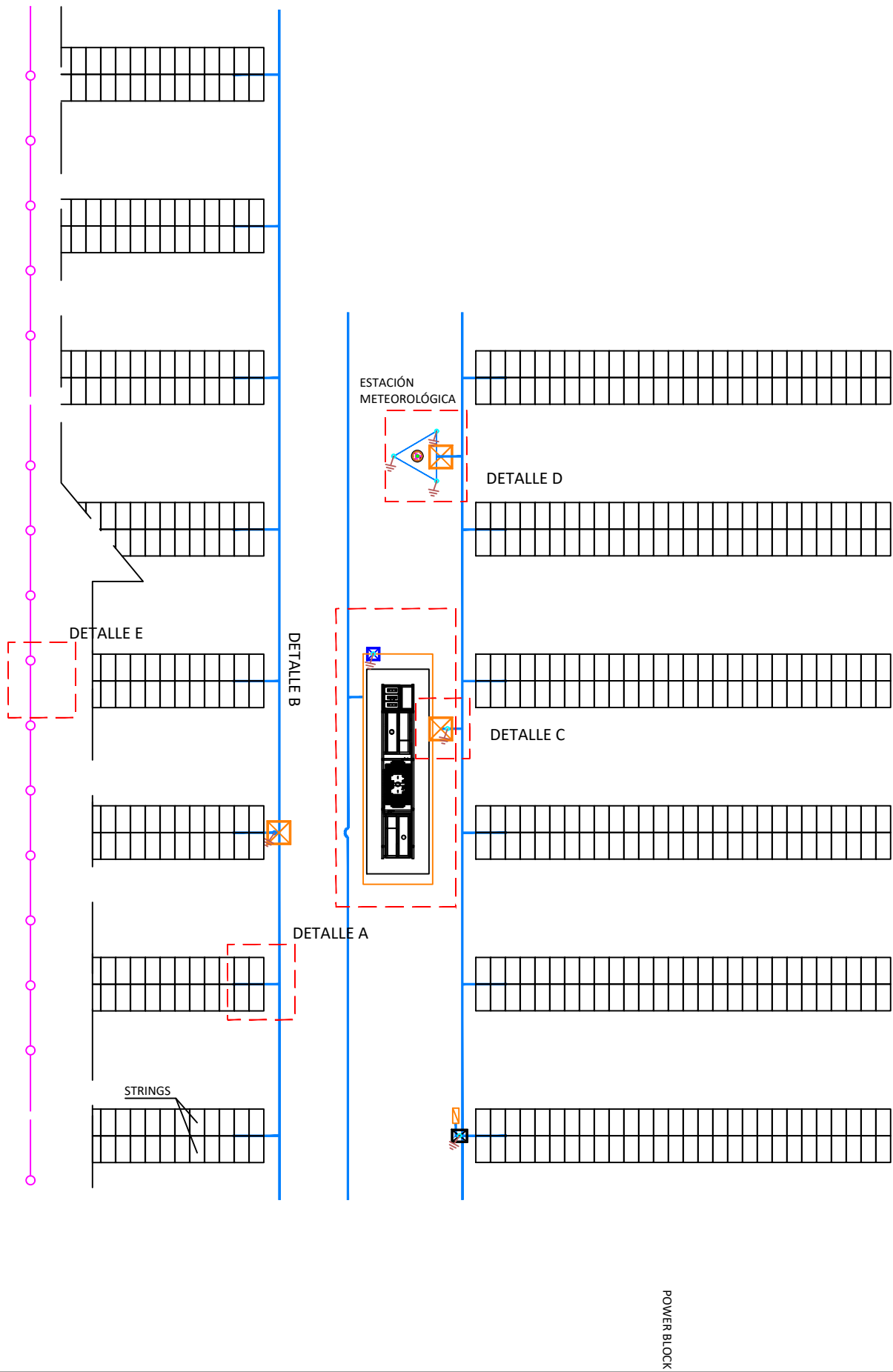
TÍTULO DEL PLANO: ZANJAS TIPO

TÍTULO DEL PROYECTO:

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MOREIRAS SOLAR DE POTENCIA
INSTALADA 4,48 MWn E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN EN 15 kV

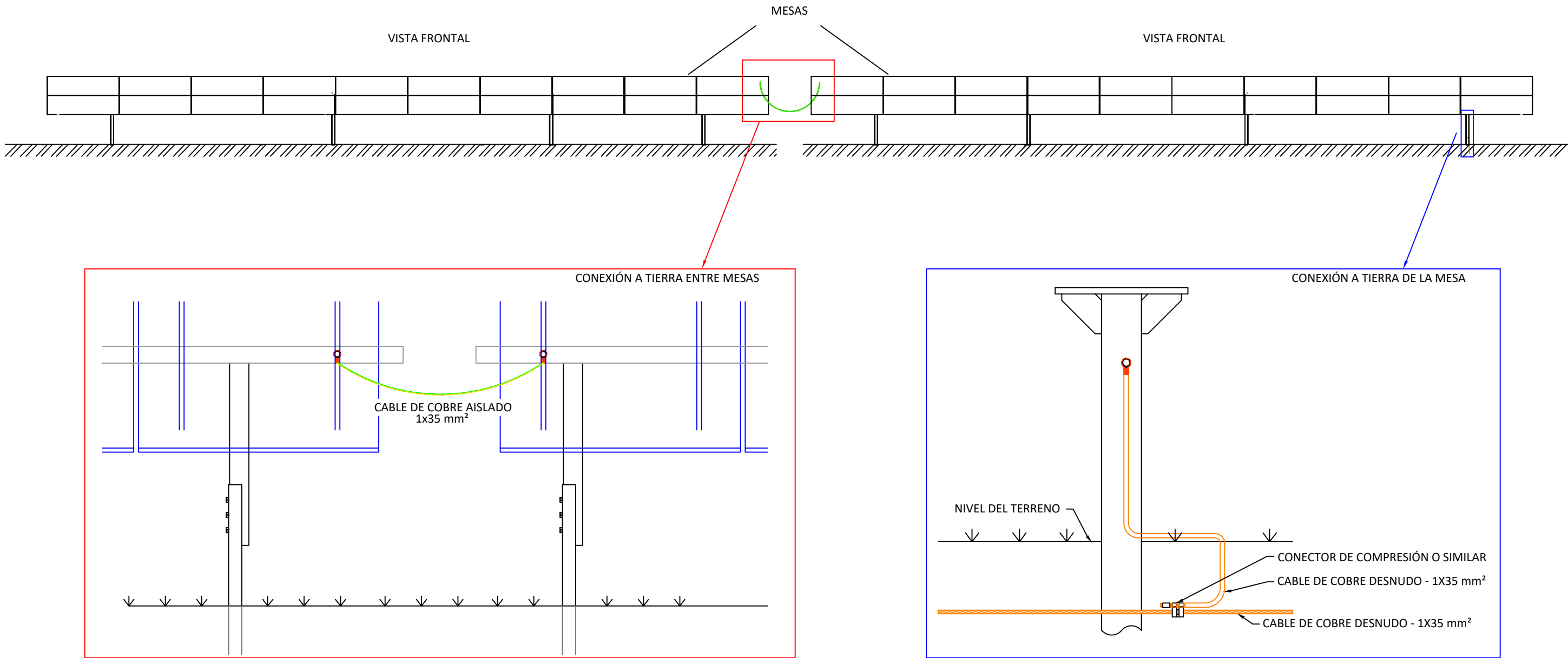
2 HOJA	Rev.
01 de 02	00

NÚMERO DEL PLANO:
18



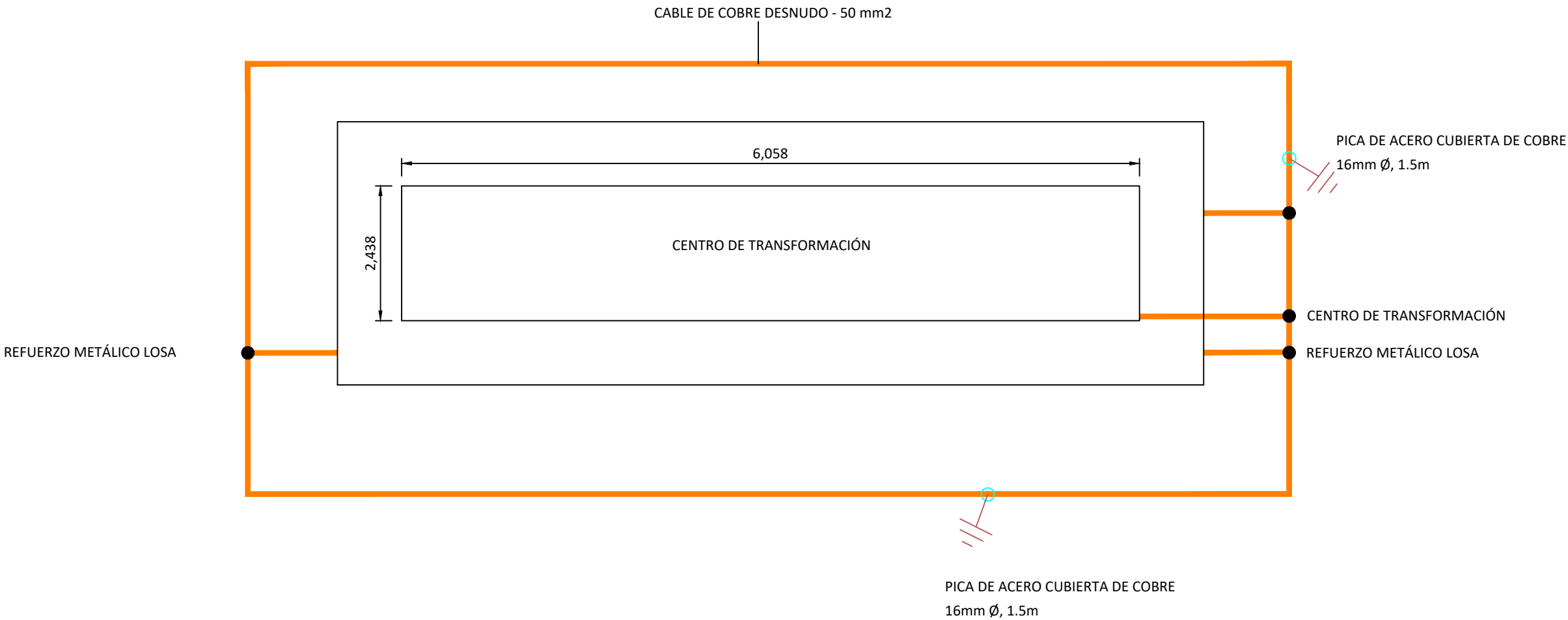
DETALLE A: CONEXIÓN TIERRA
DETALLE B: CONEXIÓN TIERRA LOSA HORMIGÓN CT
DETALLE C: CONEXIÓN TIERRA CCTV
DETALLE D: CONEXIÓN TIERRA ESTACIÓN METEOROLÓGICA
DETALLE E: DETALLE VALLADO CINEGÉTICO
DETALLE F: DETALLE VALLADO EN CRUZAMIENTO CON ARROYO

DETALLE A: CONEXIÓN A TIERRA



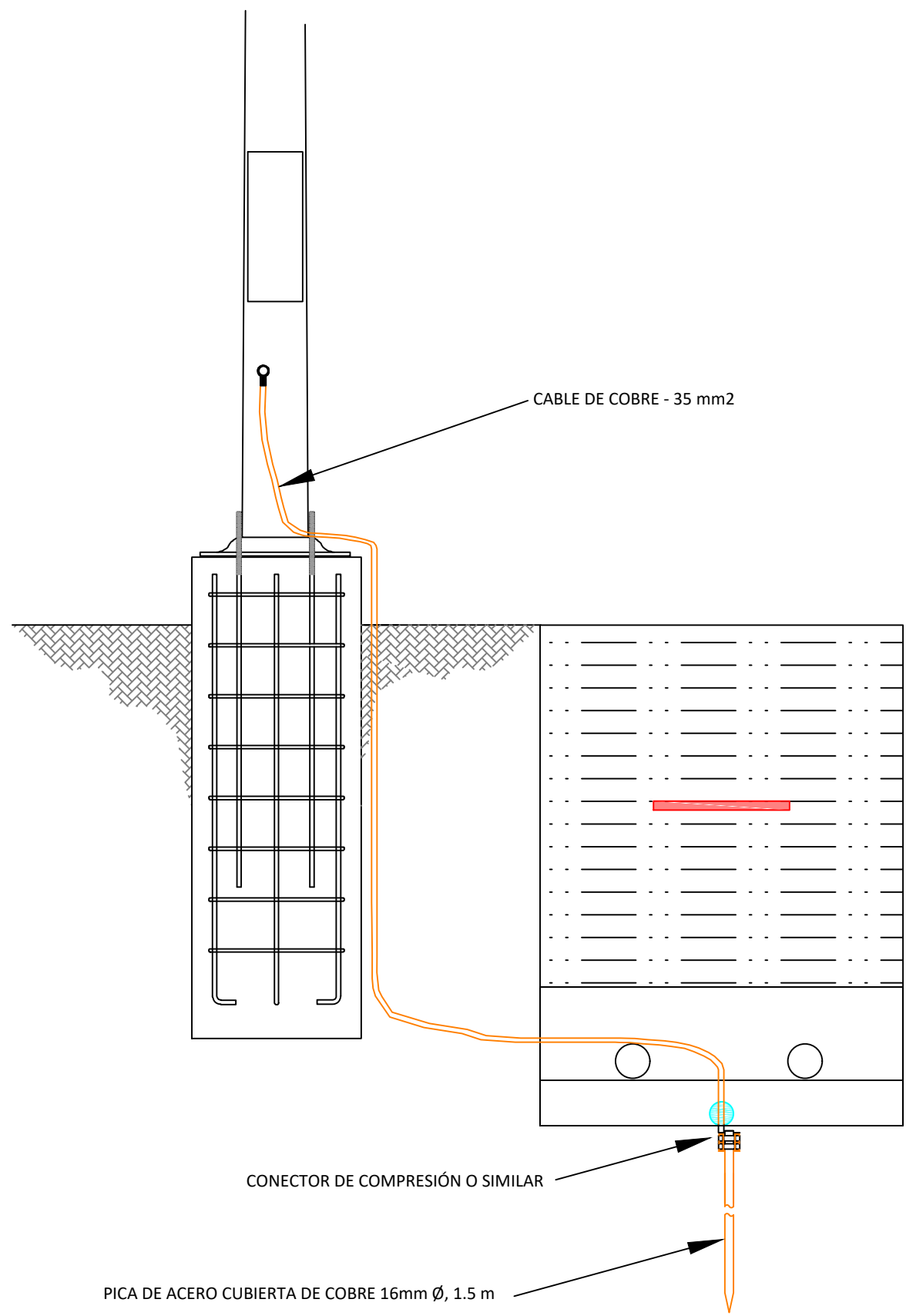
Ingeniera Industrial y del ICAI								INGENIERÍA: osprel	ESCALA: S/E	SITUACIÓN: SENCELLES, MALLORCA, ISLAS BALEARES		
										TÍTULO DEL PLANO: DETALLE PUESTA A TIERRA - DETALLE A		
										TÍTULO DEL PROYECTO:		
										PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MOREIRAS SOLAR DE POTENCIA INSTALADA 4,48 MWn E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN EN 15 kV		
										Nº HOJA 02 de 07		
Dña. Adriana Moreiras Blanco	00	MAYO 2023	A.M.B.	A.M.B.	A.M.B.	J.G.O.J.		PROMOTOR: COMILLAS UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID ICAI	TAMAÑO: A3			
	Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado				Rev. 00		
										NÚMERO DEL PLANO: 19		

DETALLE B: CONEXIÓN TIERRA LOSA HORMIGÓN CT



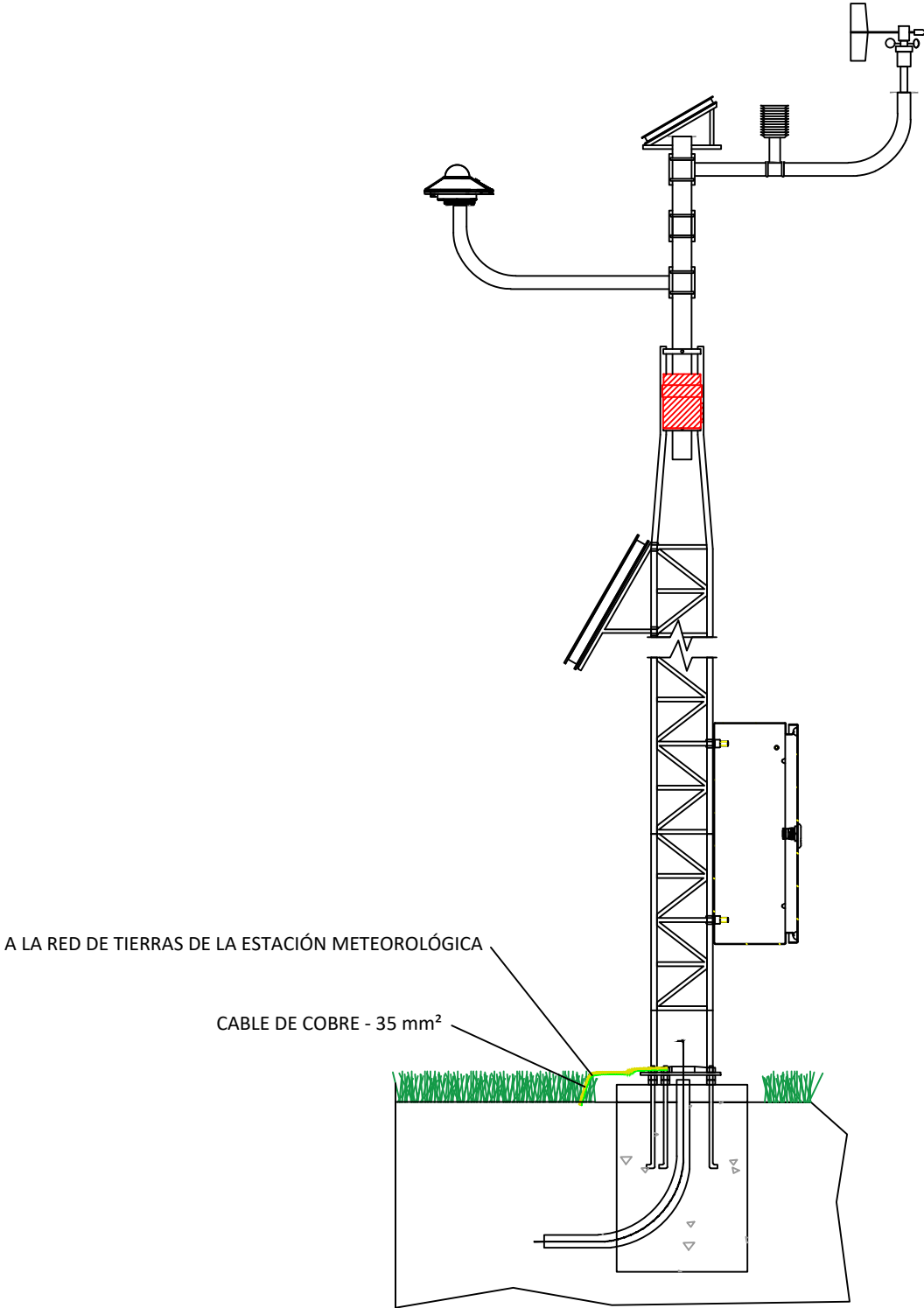
Ingeniera Industrial y del ICAI							NOTA: - Todas las cotas están expresadas en metros. LEYENDA Red de tierras Pica de acero	INGENIERÍA: 	ESCALA: S/E	SITUACIÓN: SENCELLES, MALLORCA, ISLAS BALEARES		
										TÍTULO DEL PLANO: DETALLE PUESTA A TIERRA - DETALLE B		
	00	MAYO 2023	A.M.B.	A.M.B.	A.M.B.	J.G.O.J.				TÍTULO DEL PROYECTO: PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MOREIRAS SOLAR DE POTENCIA INSTALADA 4,48 MWn E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN EN 15 kV	Nº HOJA 03 de 07	Rev. 00
	Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado					NÚMERO DEL PLANO: 19	

DETALLE C: CONEXIÓN TIERRA CCTV



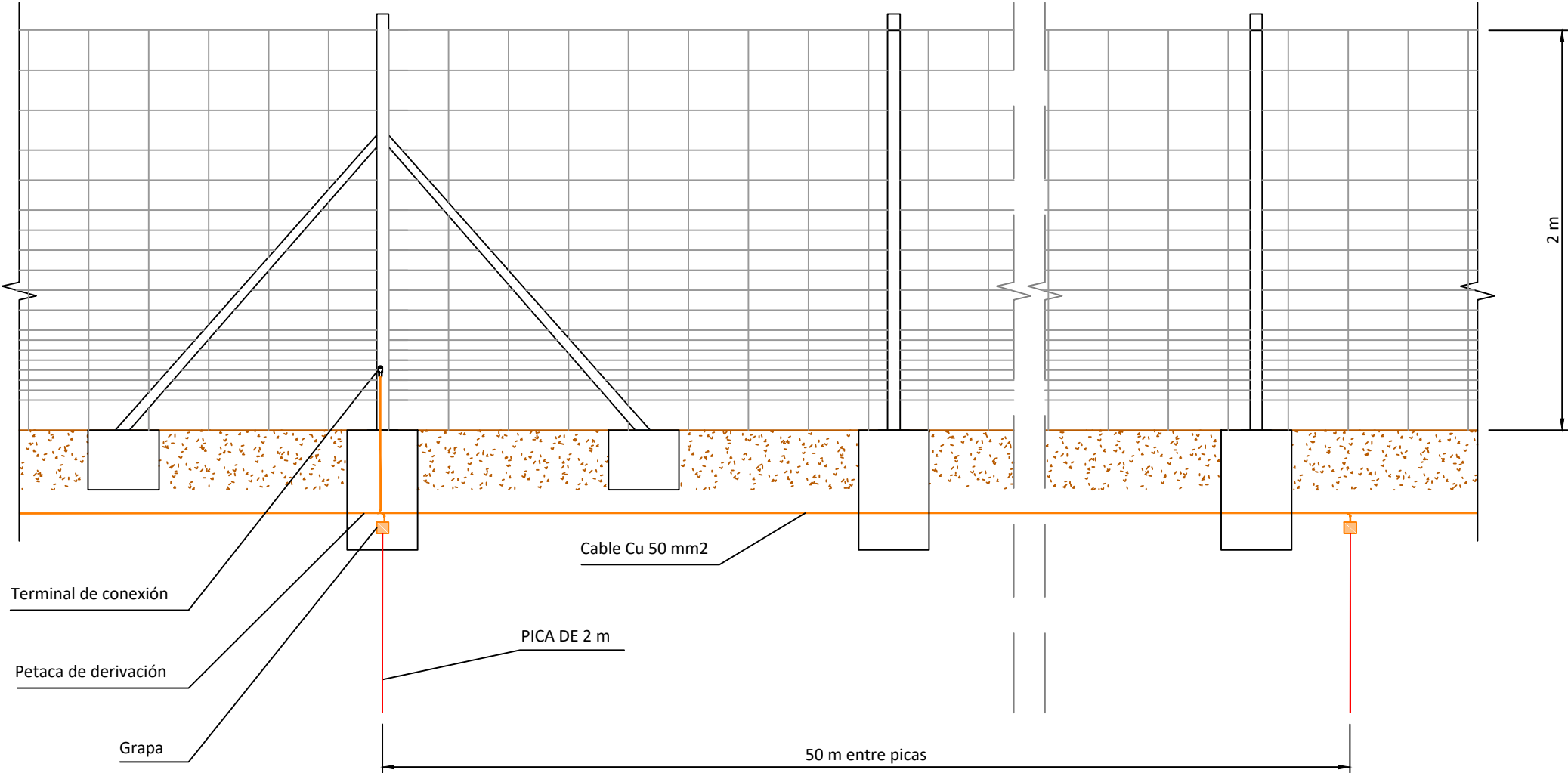
Ingeniera Industrial y del ICAI								INGENIERÍA: 	ESCALA: S/E	SITUACIÓN: SENCELLES, MALLORCA, ISLAS BALEARES		
										TÍTULO DEL PLANO: DETALLE PUESTA A TIERRA - DETALLE C		
										TÍTULO DEL PROYECTO:		
										PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MOREIRAS SOLAR DE POTENCIA INSTALADA 4,48 MWn E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN EN 15 kV		
										Nº HOJA 04 de 07		
Dña. Adriana Moreiras Blanco	00	MAYO 2023	A.M.B.	A.M.B.	A.M.B.	J.G.O.J.		PROMOTOR: 	TAMAÑO: A3			
	Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado				Rev. 00		
										NÚMERO DEL PLANO: 19		

DETALLE D: CONEXIÓN ESTACIÓN METEOROLÓGICA



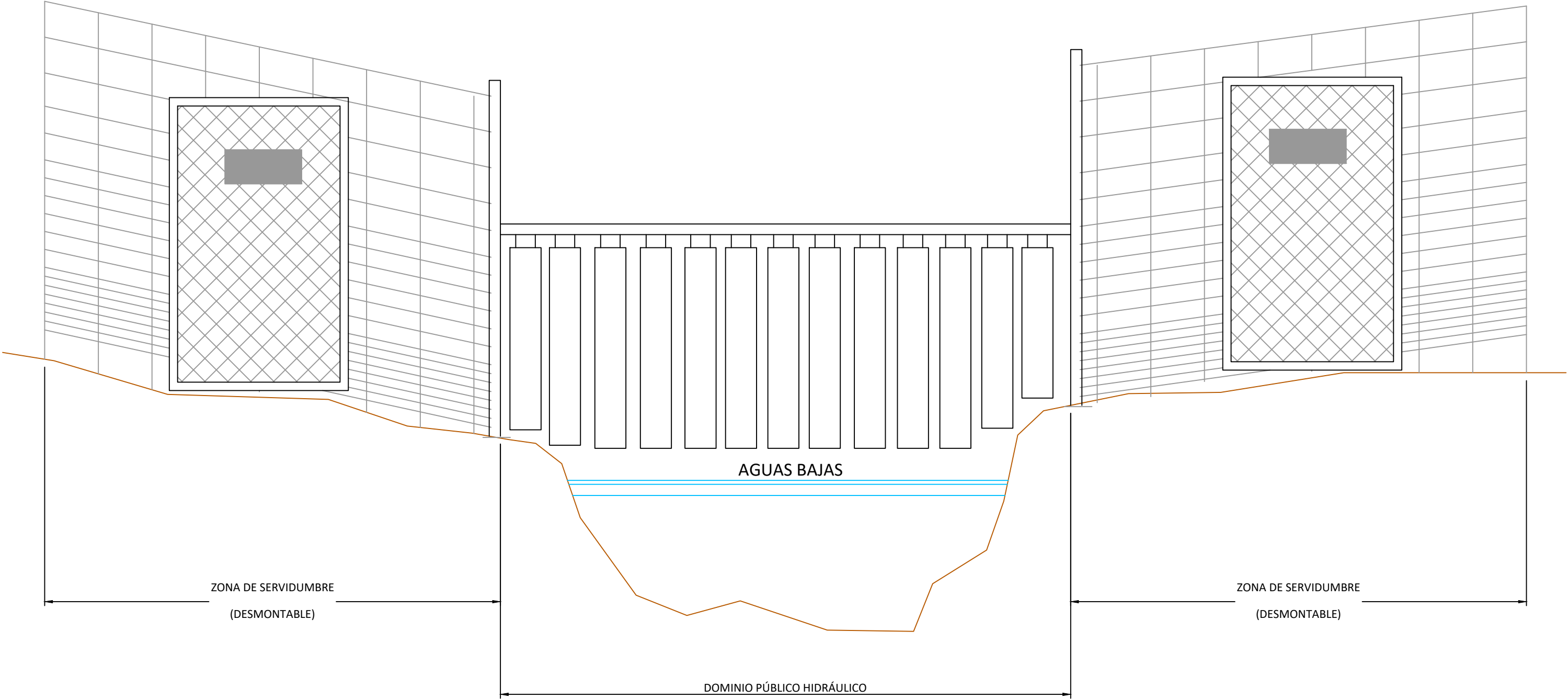
Ingeniera Industrial y del ICAI							NOTA: - Todas las unidades son en metros.	INGENIERÍA: 	ESCALA: S/E	SITUACIÓN: SENCELLES, MALLORCA, ISLAS BALEARES			
									TÍTULO DEL PLANO: DETALLE PUESTA A TIERRA - DETALLE D				
								PROMOTOR: 	TAMAÑO: A3	TÍTULO DEL PROYECTO: PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MOREIRAS SOLAR DE POTENCIA INSTALADA 4,48 MWn E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN EN 15 kV		Nº HOJA 05 de 07	Rev. 00
	00	MAYO 2023	A.M.B.	A.M.B.	A.M.B.	J.G.O.J.						NÚMERO DEL PLANO: 19	
	Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado							
Dña. Adriana Moreiras Blanco													

DETALLE E: VALLADO



Ingeniera Industrial y del ICAI							INGENIERÍA: 	ESCALA: S/E	SITUACIÓN: SENCELLES, MALLORCA, ISLAS BALEARES			
									TÍTULO DEL PLANO: DETALLE PUESTA A TIERRA - DETALLE E			
									TÍTULO DEL PROYECTO:			
									PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MOREIRAS SOLAR DE POTENCIA INSTALADA 4,48 MWn E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN EN 15 kV			
									Nº HOJA 06 de 07 Rev. 00			
Dña. Adriana Moreiras Blanco	00	MAYO 2023	A.M.B.	A.M.B.	A.M.B.	J.G.O.J.	PROMOTOR: 	TAMAÑO: A3	TÍTULO DEL PROYECTO:			
	Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado			NÚMERO DEL PLANO: 19			

DETALLE F: DETALLE VALLADO EN CRUZAMIENTO DPH

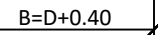


Ingeniera Industrial y del ICAI							NOTA: Será necesario un estudio Topográfico para determinar la ubicación final de las picas.	INGENIERÍA: 	ESCALA: S/E	SITUACIÓN: SENCELLES, MALLORCA, ISLAS BALEARES			
										TÍTULO DEL PLANO: DETALLE PUESTA A TIERRA - DETALLE F			
										TÍTULO DEL PROYECTO: PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MOREIRAS SOLAR DE POTENCIA INSTALADA 4,48 MWn E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN EN 15 kV	Nº HOJA 07 de 07	Rev. 00	
	00	MAYO 2023	A.M.B.	A.M.B.	A.M.B.	J.G.O.J.							
	Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado							
Dña. Adriana Moreiras Blanco								PROMOTOR: 	TAMAÑO: A3				
											NÚMERO DEL PLANO: 19		

Escala: S/E
Cotas en cm



Escala: S/E
Cotas en cm



Ingeniera Industrial y del ICAI							NOTA: - Las cotas están en cm.	INGENIERÍA:	ESCALA:	SITUACIÓN: SENCELLES, MALLORCA, ISLAS BALEARES			
									S/E	TÍTULO DEL PLANO: SECCIÓN DE VIALES Y DRENAJE			
								PROMOTOR:	TAMAÑO:	TÍTULO DEL PROYECTO: PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MOREIRAS SOLAR DE POTENCIA INSTALADA 4,48 MWn E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN EN 15 kV		Nº HOJA	Rev.
									A3			01 de 01	00
											NÚMERO DEL PLANO: 20		
Dña. Adriana Moreiras Blanco	00	MAYO 2023	A.M.B.	A.M.B.	A.M.B.	J.G.O.J.							
	Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado							