



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Evaluación técnica/económica de un parque solar de 18,85 MWh.

Autor: Álvaro Barrero Barrio

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Agradecimientos

A mis padres, José Ángel y Julia, que han dedicado toda su vida personal y profesional a mi hermana y a mí, trabajando sin descanso para permitirme cursar los estudios que quería en la Escuela que quería.

A mi hermana Belén, por haberme acompañado durante toda mi vida, siendo participe de todos los momentos que han definido cómo soy ahora, y por su ayuda incondicional.

A mis compañeros y amigos, por su apoyo y compañía, especialmente durante los momentos más difíciles. Su apoyo ha sido una fuente constante de motivación y energía. Especialmente aquellos que me han acompañado en Estados Unidos durante el último año, Andrea, Carlota, Gonzalo, Javi... no han sido pocas las conversaciones que hemos tenido sobre nuestros TFGs.

A la Universidad Pontificia Comillas y su Escuela ICAI por brindarme la oportunidad, herramientas y recursos necesarios para llevar a cabo este proyecto. A mis profesores, por haberme proporcionado los conocimientos y habilidades que han sido esenciales a lo largo de mi formación académica, en especial a Ignacio Martín Gutierrez como tutor de este Proyecto, Daniel Fernandez Alonso como coordinador y, María Teresa Sánchez Carazo y Pablo Frías Marín por su ayuda técnica.

Y finalmente, a Antonio Villanueva, Javier Martín y todos los miembros de IDOM por toda la información y ayuda con el Proyecto durante el periodo de prácticas que realicé con ellos.

Este logro no habría sido posible sin la ayuda y apoyo de todos vosotros. A todos, muchas gracias.

EVALUACIÓN TÉCNICA/ECONÓMICA DE UN PARQUE SOLAR

Autor: Barrero Barrio, Álvaro.

Director: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto se basa en la evaluación técnica y económica de un parque solar de 18.850 kWp instalados sobre un terreno sito en el término municipal de Moraleja de Enmedio (Comunidad de Madrid) con conexión a red a través de Subestación Eléctrica.

Palabras clave: Fotovoltaica, Parque solar, Generación, Red Eléctrica.

1. Introducción

Poco a poco, a lo largo de la historia la sociedad se ha ido haciendo más dependiente de la energía para su forma de vivir, ha ido adaptando todas sus acciones para hacerlas demandantes de la electricidad. Esto ha supuesto que la demanda eléctrica a nivel mundial se haya disparado en los últimos años, pasando de 15.000 TWh anuales en el año 2004 a más de 25.000 TWh a cierre de 2022. (Klyuev, y otros, 2022).

Desde el descubrimiento del fuego, hemos ido descubriendo y explotando distintas fuentes de generación de energía, empezando por las basadas en la combustión, incorporando la energía nuclear y recientemente las de origen renovable, bien sea la solar o la eólica, principalmente.

Centrando el punto de atención en España, según datos de Red Eléctrica Española, apenas el 10,1% de la estructura de generación eléctrica de nuestro país es de origen solar fotovoltaica (Red Eléctrica de España, 2023), una proporción significativamente baja para ser el país de Europa con mayor número horas de sol aprovechables al año, y siendo la energía fotovoltaica española la más barata del mercado. Esta estructura se conforma de un total de 24.000 MWp instalados a cierre de 2023, lo que ha supuesto un incremento del 108% respecto a ejercicios anteriores, de los cuales 19.600 MWp son instalaciones sobre suelo para vertido a la red y el restante, instalaciones individuales para autoconsumo; generando de forma conjunta anualmente más de 28.000 GWh.

A la situación social y la problemática de la estructura de generación de nuestro país, se suma el alto grado de dependencia eléctrica que tiene España, necesitando importar aproximadamente el 70% de la energía que consume, según datos de Red Eléctrica Española.

2. Análisis Técnico

La instalación diseñada consta de un total de 32.500 módulos fotovoltaicos de 580Wp del fabricante JASolar situados sobre 31 hectáreas de terreno del término municipal de Moraleja de Enmedio, resultando en una potencia total instalada de 18,85MWp. La Ilustración 1 muestra el plano general del parque solar.

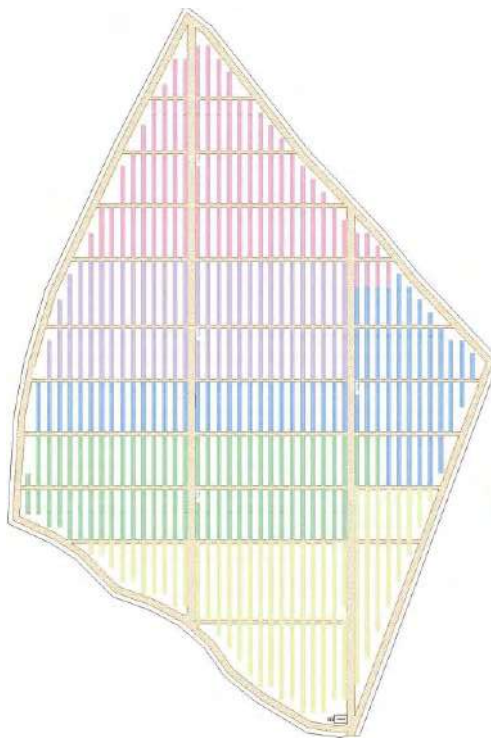


Ilustración 1: Plano general del parque solar (Fuente: propia Elaboración: propia)

La energía generada por estos módulos se convierte a CA a través de 5 grupos generadores de SunGrow con potencia de 3.437 kWp cada uno, ofreciendo una tensión de salida de 30kV.

Debido a que el punto de conexión a la ST MORALEJA requiere de una tensión de 45kV, el parque cuenta con un centro de transformación con relación 30/45kV y 16MW de potencia, lo que permitirá elevar la energía generada a las características requeridas para su vertido a la red.

Según datos de simulación realizada con el software PVSyst el parque generará un total aproximado de 40.566MWh anuales. La Ilustración 2 muestra el grafico de producción por meses.

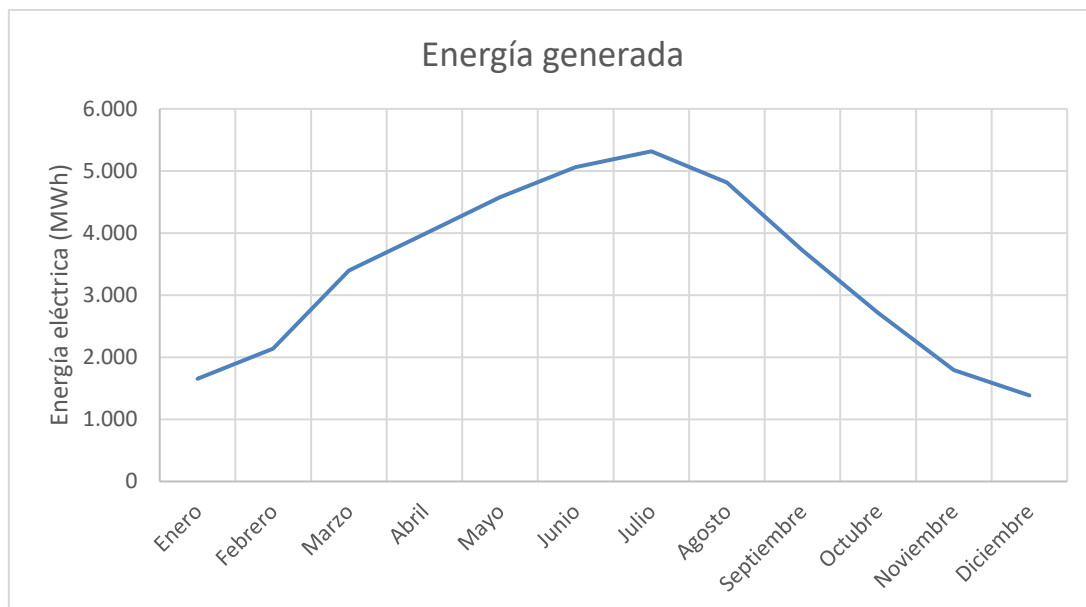


Ilustración 2: Grafico de producción mensual (MWh) (Fuente: PVSyst Elaboración: propia)

3. Análisis Económico

El cómputo total presupuestado, incluyendo terreno, materiales, obra y trámites para su puesta en funcionamiento se presupuesta en 7.385.646,70€, los cuales serán financiados en un 32% aproximadamente con capital propio y el restante mediante un préstamo bancario. En cuanto a indicadores financieros se destaca un VAN de 3.885.930,55€, evaluado con una tasa de descuento del 10,6645% y un payback alcanzado durante el séptimo año de funcionamiento.

4. Referencias

Fundación Descubre. (2023). Obtenido de <https://descubrelaenergia.fundaciondescubre.es/sobre-la-energia/origen-y-evolucion/>

Fundeen. (s.f.). Obtenido de <https://www.fundeen.com/blog-energias-renovables/origen-de-las-energias-renovables>

Klyuev, R. V., Klyuev, R. V., Morgoeva, A. D., Gavrina, O. A., Martyushev, N. V., Efremenkoy, E. A., & Mengxu, Q. (2022). *Methods of Forecasting Electric Energy Consumption*. Energies 2022.

Red Eléctrica de España. (2023). Obtenido de <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion>

TECHNICAL/ECONOMIC EVALUATION OF A SOLAR PARK.

Author: Barrero Barrio, Álvaro.

Supervisor: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project is based on the technical and economic evaluation of a 18,850 kWp solar park installed on ground located in Moraleja de Enmedio (Comunidad de Madrid), with grid connection through an Electrical Substation.

Keywords: Photovoltaic, Solar Park, Generation, Electrical Grid

1. Introduction

Gradually throughout history, society has become more dependent on energy for its way of living, adapting all its actions to make them electricity demanding. This has led to a sharp increase in global electricity demand in recent years, from 15,000 TWh annually in 2004 to over 25,000 TWh by the end of 2022 (Klyuev et al., 2022).

Since the discovery of fire, we have been discovering and exploiting different sources of energy generation, starting with combustion-based ones, incorporating nuclear energy, and more recently renewable ones, whether solar or wind, primarily.

Focusing on Spain, according to data from Red Eléctrica Española, only 10.1% of our country's electricity generation structure comes from photovoltaic solar sources (Red Eléctrica de España, 2023), a significantly low proportion considering Spain has the most hours of usable sunlight per year in Europe, and Spanish photovoltaic energy is the cheapest on the market. This structure comprises a total of 24,000 MWp installed by the end of 2023, representing a 108% increase compared to previous years, of which 19,600 MWp are ground-mounted installations for grid connection, and the rest are individual installations for self-consumption: generating annually over 28,000 GWh.

In addition to the social situation and the problematic generation structure of our country, Spain also faces a high degree of electrical dependency, needing to import approximately 70% of the energy it consumes, according to data from Red Eléctrica Española.

2. Technical Analysis

The designed installation consists of a total of 32,500 photovoltaic modules of 580Wp from the manufacturer JASolar, located on 31 hectares of land in the municipality of Moraleja de Enmedio, resulting in a total installed capacity of 18.85MWp. Illustration 1 shows the overall layout of the solar park.

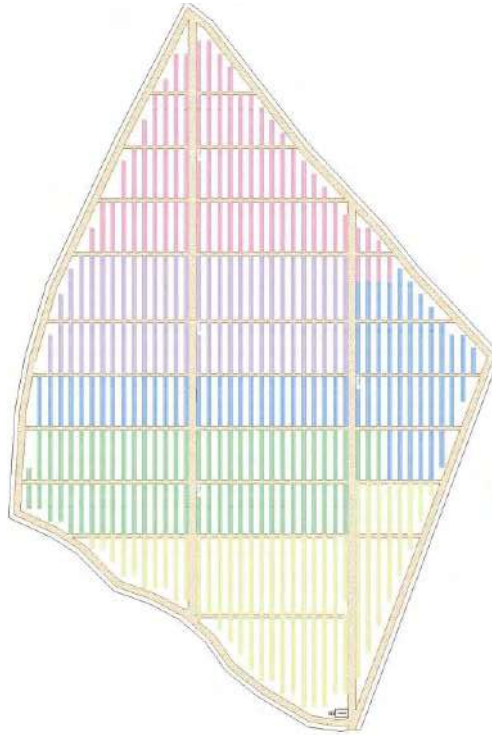


Illustration 1: Solar Park layout (Source: Author's own, Compilation: Author's own)

The energy generated by these modules is converted to AC through 5 SunGrow generator groups with a power of 3,437kWp each, providing an output voltage of 30kV.

Due to the connection point to the ST MORALEJA requiring a voltage of 45kV, the park has a transformation center with a 30/45kV ratio and 16MW of power, which will allow the generated energy to be raised to the required characteristics for grid connection.

According to simulation data from the PVSyst software, the park will generate an approximate total of 40,566MWh annually. Illustration 2 shows the production graph by months.

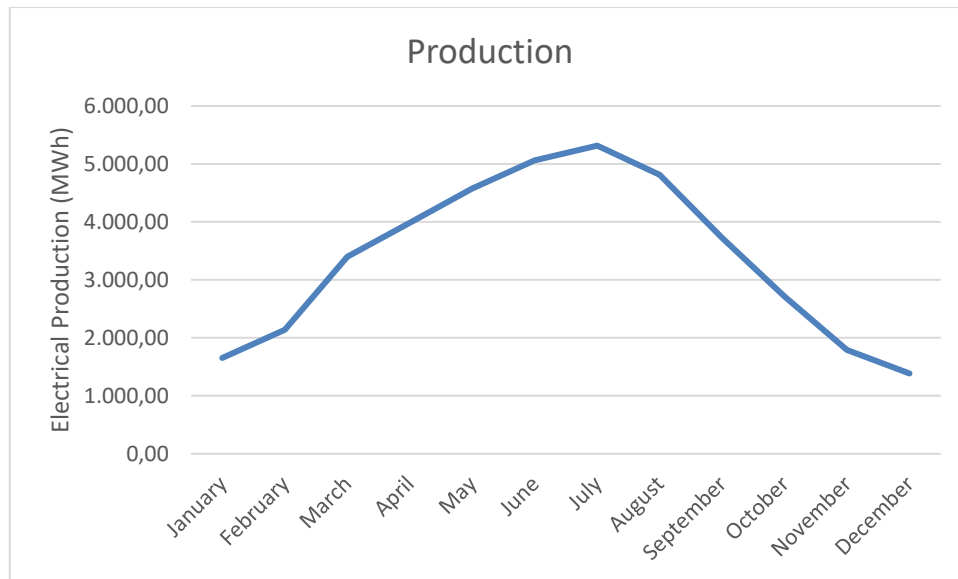


Illustration 2: Monthly production graph (MWh) (Source: PVSyst Compilation: Author's own)

3. Economical Analysis

The total budgeted cost, including land, materials, construction, and procedures for its commissioning, is estimated at €7,385,646.70, which will be financed approximately 32% with own capital and the remaining through a bank loan. Regarding financial indicators, a NPV of €3,885,930.55 is highlighted, evaluated with a discount rate of 10.6645%, and a payback achieved during the seventh year of operation.

4. References

Fundación Descubre. (2023). Retrieved from <https://descubrelaenergia.fundaciondescubre.es/sobre-la-energia/origen-y-evolucion/>.

Fundeen. (s.f.). Retrieved from <https://www.fundeen.com/blog-energias-renovables/origen-de-las-energias-renovables>.

Klyuev, R. V., Klyuev, R. V., Morgoeva, A. D., Gavrina, O. A., Martyshev, N. V., Efremkov, E. A., & Mengxu, Q. (2022). *Methods of Forecasting Electric Energy Consumption*. *Energies* 2022.

Red Eléctrica de España. (2023). Retrieved from <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion>.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	6
1.1 Contexto	6
1.2 Motivación del proyecto.....	9
1.3 Justificación.....	9
1.4 Situación y Emplazamiento.....	10
1.4.1 Criterios de elección del emplazamiento.....	10
1.4.2 Ubicación del parque	10
1.5 Permisos y trámites burocráticos.....	15
1.5.1 Permisos y trámites previos al inicio de la construcción	15
1.5.2 Permisos y trámites durante la construcción	17
1.5.3 Permisos y trámites posteriores a la construcción.....	17
1.6 Normativa y legislación de aplicación	18
Capítulo 2. Características Técnicas.....	20
2.1 Instalación solar fotovoltaica.....	20
2.1.1 Diseño y configuración del parque	22
2.1.2 Estimación de producción eléctrica	24
2.1.3 Estimación de pérdidas	26
2.2 Equipos.....	30
2.2.1 Panel fotovoltaico.....	30
2.2.2 Seguidor solar	31
2.2.3 Estructura.....	32
2.2.4 Caja de String.....	32
2.2.5 Grupos de inversión	34
2.2.6 Centro de transformación.....	35
2.3 Instalación eléctrica de media tensión.....	36
2.3.1 Cableado de MT en CC.....	37
2.3.2 Cableado de MT en CA	40
2.3.3 Protecciones y seguridad	41
2.4 Instalación eléctrica de alta tensión.....	43
2.5 Puesta a tierra	43

Capítulo 3. Obra civil.....	45
3.1 Adecuación del terreno.....	45
3.2 Vallado perimetral.....	45
3.3 Viales internos al parque fotovoltaico.....	46
3.4 Edificaciones.....	48
3.5 Drenajes.....	49
Capítulo 4. Evaluación económica	50
4.1 Plazos de ejecución	50
4.2 Presupuesto.....	55
4.3 Financiación	63
4.4 Flujos de caja.....	66
4.4.1 Ingresos de explotación.....	66
4.4.2 Gastos.....	69
4.5 Rentabilidad.....	73
Capítulo 5. Conclusiones.....	78
Capítulo 6. Bibliografía.....	79
Anexo I: Situación y Emplazamiento	80
Anexo II: Planos.....	87
Anexo III: Simulación de Producción PVSyst.....	110
Anexo IV: Equipos	113
Anexo V: Cálculo de Cableado	122
I. Cálculo de cables de Media Tensión en CC.....	122
II. Cálculo de cables de Media Tensión en CA.....	125
Anexo VI: Cuadro Amortización Préstamo.....	128
Anexo VII: Cuadros Financieros	136
Anexo VIII: Alineación Objetivos de Desarrollo Sostenible	137

Índice de figuras

Ilustración 1: Evolución de la cantidad de energía anual demandada	6
Ilustración 2: Estructura de la generación por tecnologías España 2022	8
Ilustración 3: Ubicación del parque solar sobre mapa de España.	11
Ilustración 4: Ubicación del parque solar sobre mapa de la Comunidad de Madrid.....	11
Ilustración 5: Ubicación del parque solar sobre mapa de Moraleja de Enmedio	12
Ilustración 6: Radiación solar mensual en la localización.....	25
Ilustración 7: Temperatura media mensual en la localización.	25
Ilustración 8: Diagrama Sankey pérdidas simulado con PVSYST	29
Ilustración 9: Sección transversal vial principal.....	48
Ilustración 10: Sección transversal vial secundario.....	48
Ilustración 11: Previsión del OMIP de la evolución del pool de 2025 a 2034.....	67
Ilustración 12: Previsión de la evolución del pool de 2025 a 2050.....	68
Ilustración 13: Gráfica VAN-k.....	76

Índice de tablas

Tabla 1: Parcelas catastrales	13
Tabla 2: Características ST Moraleja	14
Tabla 3: Características principales planta fotovoltaica	21
Tabla 4: Datos de radiación solar y temperatura en la localización	24
Tabla 5: Estimación de producción por PVSYST	26
Tabla 6: Performance Ratio simulado con PVSYST.....	27
Tabla 7: Pérdidas estimadas por PVSyst	28
Tabla 8: Características técnicas módulo fotovoltaico	30
Tabla 9: Características técnicas seguidor solar	31
Tabla 10: Características técnicas cajas de strings	33
Tabla 11: Características técnicas de los grupos inversores.....	34
Tabla 12: Características técnicas del Centro de Transformación	36
Tabla 13: Tensiones nominales cableado MT	37
Tabla 14: Características cableado entre módulo y caja de strings	38
Tabla 15: Características cableado entre cajas de string y grupo inversor.....	39
Tabla 16: Características cableado línea CA a MT.	41
Tabla 17: Características principales viales internos.....	47
Tabla 18: Cronología aproximada del proyecto	53
Tabla 19: Resumen presupuesto total.....	63
Tabla 20: Fuentes de financiación	65
Tabla 21: Estimación de energía producida en 25 años	66
Tabla 22: Evolución "pool" eléctrico desde 2027 a 2051	69
Tabla 23: Ingresos anuales de explotación	69
Tabla 24: Resumen gastos anuales de explotación.....	72
Tabla 25: Intereses devengados del préstamo en cada ejercicio	72
Tabla 26: Conductores de MT en CC.....	122
Tabla 27: Factores de Corrección en CC en MT	123
Tabla 28: Conductores de Media Tensión en CA)	125

Tabla 29: Factores de corrección en CA en MT	126
Tabla 30: Cuadro amortización préstamo.....	135

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 CONTEXTO

Desde el descubrimiento del fuego hace cerca de 1.000.000 de años nuestra forma de vivir ha ido poco a poco siendo más dependiente de la energía, llegando al punto actual en el que es imaginable continuar con nuestro trabajo, ocio, costumbres... en definitiva, vida, si no es con energía. En gran medida, los avances tecnológicos y el automatismo son responsables de esta creciente dependencia energética en la que vivimos. Los datos son concluyentes, en el presente siglo, se ha más que duplicado la cantidad mundial de energía demandada superando en 2022 los 25.000 TWh, tal y como se muestra en la Ilustración 1:

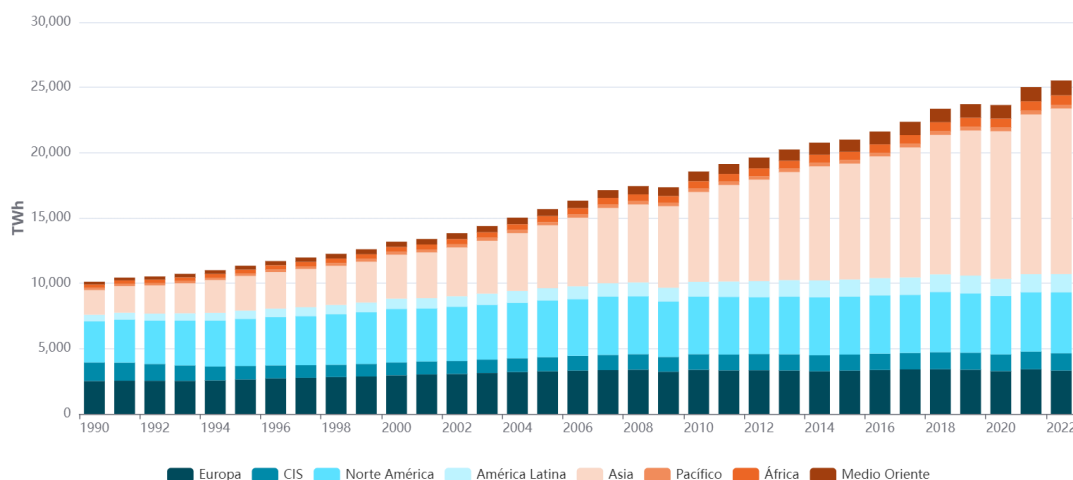


Ilustración 1: Evolución de la cantidad de energía anual demandada. (Klyuev, y otros, 2022)

Es por ello, por lo que ha sido necesario explorar nuevas fuentes de energía capaces de satisfacer la demanda que la sociedad necesitaba. Siguiendo por el camino iniciado por el fuego se estableció la combustión como la tecnología a emplear para la generación de energía, dando lugar a la explotación de recursos naturales fósiles como la madera o el carbón. Más adelante se ampliaron horizontes con la extracción del petróleo y sus derivados; y en un pasado más cercano con la energía nuclear.

Sin embargo, todas estas fuentes de energía tienen el mismo inconveniente, su relativa escasez; si mantuviésemos el mismo ritmo de consumo y la misma distribución de energía, en la que el petróleo y el gas natural se hacen cargo de más del 50% de la generación, las reservas disponibles y conocidas de estos se agotarían previsiblemente en 70 años.

Más allá de la problemática de la escasez, las formas convencionales de generación suponen una amenaza para nuestro planeta, puesto que son grandes protagonistas en el incremento de la desertización, lluvia ácida, cambio climático, contaminación... debido al almacenamiento de residuos, producción de dióxido de carbono, emisión de gases con alta concentración en nitrógeno y azufre.

Es de la necesidad de generación y las problemáticas asociadas a la utilización de las formas tradicionales de generación de donde cobran relevancia las formas de generación energética alternativas, aquellas a partir de recursos naturales. Fue Europa y el agua los pioneros de esta tecnología en el Siglo X, posteriormente se añadió el viento en los primeros molinos a mediados del Siglo XII en Inglaterra. El sol, la energía solar, protagonista de este proyecto, por su parte no fue de practicidad hasta 1868 cuando Augustin Mouchot (1825-1912) desarrolló los primeros sensores solares, capaces de absorber la radiación solar e interpretarla como energía.

Volviendo al presente, España, siendo mundialmente conocido como “*el país del sol*” apenas explota este recurso viéndose en la obligación de tener que comprar energía mucho más cara y sucia a países terceros, haciéndonos absolutamente dependientes como país en cuanto a energía se refiere. En la Ilustración 2 se muestra la actual estructura del sistema eléctrico español en el año 2022.

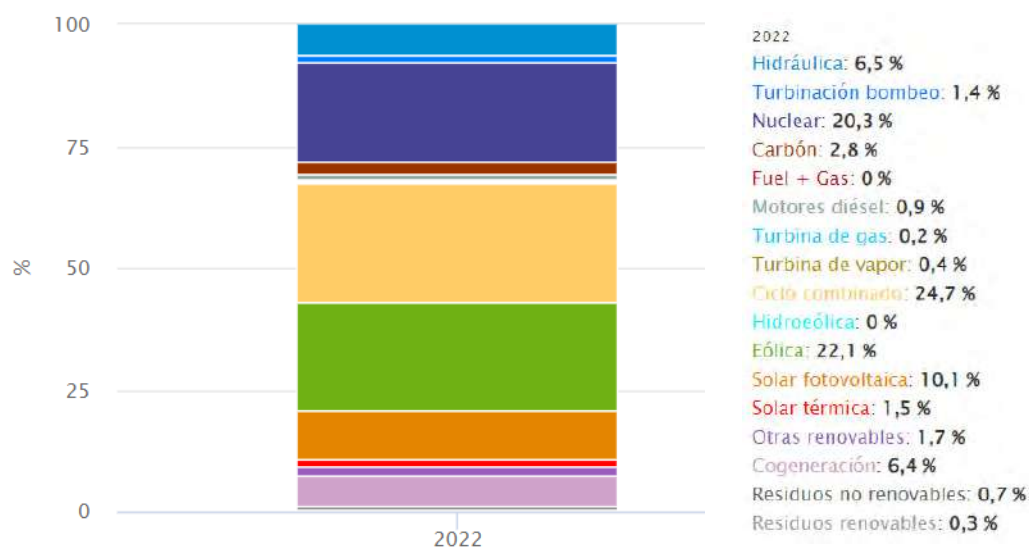


Ilustración 2: Estructura de la generación por tecnologías España 2022 (Red Eléctrica de España, 2023)

Tal y como se muestra, solamente el 10% de nuestra energía proviene un recurso inagotable como es el sol, por ello es de gran interés proyectar y construir parques solares y de este modo, aumentar nuestra autosuficiencia energética.

El año 2022 se cerró con más de 19.600 MW de potencia instalada de energía solar sobre suelo a la que hay que sumar los más de 5.250 MW de potencia instalada para el autoconsumo, según datos de la Unión Española Fotovoltaica presentados en la nota de prensa del 23 de enero de 2023.¹

Junto con estas cifras cabe destacar que según Red Eléctrica Española durante el año 2022 se generaron unos 28.000 GWh de electricidad de procedencia solar, un 33% más que en el ejercicio anterior; aunque, como se ha mencionado antes, apenas ocupa el 10% de la potencia total demandada.²

Caben destacar las instalaciones "Núñez de Balboa" (Badajoz) y "Mula" (Murcia) ya que son las únicas dos con categoría nacional de "Central solar fotovoltaica" con

¹ Fotovoltaica, U. E. (2023). El autoconsumo fotovoltaico instalado en España creció un 108% respecto a 2021

² Red Eléctrica de España (2023). La solar fotovoltaica ya produce en 2023 más electricidad que en todo el año 2022.

aproximadamente 500 MW pico de potencia instalada en cada uno de ellos, siendo la vigésima y vigésima primera plantas fotovoltaicas con conexión a red más grandes del mundo.³

1.2 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

Tal y como se acaba de exponer, España se encuentra en una situación de absoluta dependencia energética, esto implica que nos vemos obligados a comprar energía a otros países lo que supone pagar un precio más elevado por ella. Además, el conflicto bélico entre Rusia y Ucrania iniciado en febrero de 2022 no ayuda en absoluto a esta situación ya que los precios de la energía se han visto fuertemente afectados.

Es por esto, por lo que se brinda una oportunidad única y necesaria de aprovechar el recurso solar en nuestro suelo para la generación de energía, con la construcción del parque proyectado no solo se contribuirá a la generación de una energía más limpia, barata y sostenible; sino que beneficiará a la economía nacional con la atracción tanto de inversión nacional como extranjera.

1.3 JUSTIFICACIÓN

La situación energética que Europa, en especial, atraviesa en estos momentos, derivada de la crisis económica ocasionada en 2020 por la pandemia del COVID-19 y el posterior conflicto bélico entre Ucrania y Rusia iniciado en 2022, hace que sea necesario ampliar los puntos suministradores de energía para evitar la dependencia de terceros. Esta necesidad, junto con la tecnología y responsabilidad con el medio ambiente y el cambio climático han hecho que energías renovables se conviertan en nuestro punto de atención.

³ Energía Solar España. (s.f.).

La energía derivada del sol, del aire, agua o tierra son las principales alternativas a las formas tradicionales de generación de energía, aquellas basadas en combustión (carbón y gas natural).

El proyecto en cuestión permitirá la inyección anual de más de 40.500 MWh a la red de distribución.

1.4 SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

1.4.1 CRITERIOS DE ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

A la hora de buscar el emplazamiento ideal sobre el que construir el parque solar se han tenido en consideración los siguientes criterios, con fin de poder obtener la mayor producción solar posible:

- Proximidad a una subestación con capacidad suficiente de acceso.
- Facilidad de acceso de vehículos pesados.
- Ausencia de elementos naturales y/o artificiales que comprometan la irradiación solar.
- Tipología del terreno.

1.4.2 UBICACIÓN DEL PARQUE

Como resultado de la búsqueda en base a los criterios expuestos, se pretende ubicar la instalación solar en el término municipal de Moraleja de Enmedio, provincia de Madrid concretamente en el Polígono 9, Parcelas 29, 30, 31, 32, 33, 199 y 288, en el paraje conocido como “La Roana”. La Ilustración 3, Ilustración 4, Ilustración 5 muestran la ubicación exacta del terreno sobre el que se emplazará el parque solar sobre distintos mapas.



Ilustración 3: Ubicación del parque solar sobre mapa de España. (Fuente: Catastro)



Ilustración 4: Ubicación del parque solar sobre mapa de la Comunidad de Madrid (Fuente: Catastro)



Ilustración 5: Ubicación del parque solar sobre mapa de Moraleja de Enmedio (Fuente: Catastro)

El conjunto de parcelas linda al norte con la urbanización de viviendas unifamiliares “Las Colinas” del mismo termino municipal, al este con parcelas de cultivo agrario, al sur con el “Camino del Alto de Moraleja” que naciendo de la carretera comarcal M-413 conecta el municipio de Moraleja de Enmedio con el de Arroyomolinos y oeste con la autopista Madrid-Toledo (AP-41).

El acceso a la instalación está previsto a través del citado camino, que, al ser colindante con las parcelas del parque solar, no es necesario realizar ningún vial de acceso; tal y como se muestra en el Anexo I, Plano I.

En la Tabla 1 se detallan los datos relativos a las parcelas afectadas por el proyecto según Catastro.

	Referencia Catastral	Superficie	Uso	Termino municipal
Polígono 9 Parcela 29	28089A009000290000OB	149.569 m ²	Agrario	Moraleja de Enmedio, Madrid
Polígono 9 Parcela 30	28089A009000300000OW	29.927 m ²	Agrario	Moraleja de Enmedio, Madrid
Polígono 9 Parcela 31	28089A009000310000OA	8.137 m ²	Agrario	Moraleja de Enmedio, Madrid
Polígono 9 Parcela 32	28089A009000320000OB	10.697 m ²	Agrario	Moraleja de Enmedio, Madrid
Polígono 9 Parcela 33	28089A009000330000OY	42.178 m ²	Agrario	Moraleja de Enmedio, Madrid
Polígono 9 Parcela 199	28089A009001990000OT	32.822 m ²	Agrario	Moraleja de Enmedio, Madrid
Polígono 9 Parcela 288	28089A009002280000OL	43.670 m ²	Agrario	Moraleja de Enmedio, Madrid

Tabla 1: Parcelas catastrales (Fuente: Catastro. Elaboración: propia)

Se adjuntan en el Anexo I las fichas catastrales de todas las parcelas afectadas en el parque solar.

El parque solar se conectará mediante una línea de media tensión (45kV) a la subestación eléctrica ST Moraleja operada por I-DE Grupo Iberdrola, concretamente al punto de conexión MORALEJA 45.000 con número de identificación 0021046174 que a fecha del estudio dispone de una capacidad de acceso disponible de 21.57MW. En la Tabla 2 se detallan las características del punto de conexión a la ST Moraleja facilitados por Iberdrola.

Identificador del Punto de Conexión	0021046174
Denominación del Punto de Conexión	MORALEJA 45.000
Coordenada X (m) (WGS84 Mercator)	425526
Coordenada Y (m) (WGS84 Mercator)	4457001
Nivel de Tensión (kV)	45
Nudo de afección mayoritaria en la RdT	MORALEJA 220
Capacidad de Acceso Disponible (MW)	21.57

Tabla 2: Características ST Moraleja (Fuente: I-DE Iberdrola. Elaboración: propia)

1.5 PERMISOS Y TRÁMITES BUROCRÁTICOS

Durante todo el proceso de planeamiento y construcción del parque solar se han de ir alcanzando distintos hitos de corte administrativo. Todos ellos se encuentran reflejados en tiempo y forma en el cronograma adjunto en el apartado 4.1 de esta memoria.

1.5.1 PERMISOS Y TRÁMITES PREVIOS AL INICIO DE LA CONSTRUCCIÓN

Una vez escogida la subestación eléctrica donde se verterá la energía producida por la instalación fotovoltaica, en este caso la ST Moraleja, ubicada en el término municipal de Moraleja de Enmedio (Comunidad de Madrid) se solicita a la entidad administradora de esta, en este caso I-DE DISTRIBUCIÓN la consulta de la capacidad de acceso disponible. Si esta excede el planeamiento de potencia previsto a instalar en el parque se inicia el proceso de solicitud del aval bancario para la obtención del Resguardo Acreditativo requerido por el Real Decreto 1183/2020 por un importe de 40€/kWp instalado; en este caso al tratarse de 18.850 kWp previstos a instalar la cuantía del aval resulta en 754.000€. Dicho aval se ha de depositar en Caja General de Depósitos obteniendo el correspondiente Resguardo a presentar en el Ayuntamiento del término municipal de la actuación en este caso el de Moraleja de Enmedio.

Posterior a este trámite se inicia la preparación de la Documentación requerida por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) de acuerdo con el Artículo 3 de la Circular 1/2021 del 20 de enero. Esta incluye la solicitud de la acreditación bien sobre la presentación de la solicitud del estudio de impacto medioambiental ordinario o bien del inicio de la evaluación medioambiental simplificada y un anteproyecto que debe incluir la siguiente información:

- Identificación de la instalación (tecnología, capacidad de acceso solicitada, coordenadas UTM de la línea poligonal que constituye la instalación)
- Nudo, tramo de línea y posición precisa a la que se pretende conectar a la red eléctrica.

- Esquemas unifilares de la instalación necesaria para el transporte de la energía exportada hasta el punto de conexión.
- Presupuesto estimado incluyendo elementos de las infraestructuras de evacuación.

De forma paralela a la preparación de esta documentación se ha de abonar las cuantías de Estudios de Capacidad de Acceso y Viabilidad de Conexión previstas en el artículo 27 del Real Decreto 1047/2013, así como la obtención del resguardo de dicho abono.

Toda esta documentación se reúne para iniciar el procedimiento de Solicitud de Punto de Conexión y Acceso, para ello el gestor dispone de un plazo máximo de 20 días hábiles.

En caso de ser satisfactoria la solicitud del punto de conexión se debe emitir el presente proyecto que contiene la evaluación técnico-económica de la instalación. Para ello se dispone de un plazo de 30 días.

En cuanto a autorizaciones administrativas se ha de obtener la Solicitud de Autorización Administrativa Previa y la Solicitud de Autorización Administrativa de Construcción, ambas contempladas en el Real Decreto 1955/2000. Para ello se ha de presentar la siguiente documentación:

- Proyecto Básico de la instalación fotovoltaica y del Centro de Transformación.
- Estudio de Impacto Medioambiental, compuesto por:
 - o Información del uso del terreno.
 - o Informe de Contaminación Acústica (estudiar si atañe).
 - o Afección al Patrimonio Histórico.
 - o Informe de Compatibilidad Urbanística, emitido por el Ayuntamiento competente.
- Informe de Líneas de AT del proyecto.
- Relación de Bienes y Derechos Afectados por el proyecto.
- Solicitud de Declaración de Utilidad Pública (DUP) contemplado en el Real Decreto 1434/2002. Esta declaración categoriza el proyecto como bien de interés general lo

que facilita la negociación en la compra de terrenos, iniciada de forma paralela a este proceso.

Finalmente se solicita el alta de la empresa que se encargará de la explotación del parque solar, si es que no lo está, en el Impuesto de Actividades Económicas (IAE) y las licencias de obra municipales.

1.5.2 PERMISOS Y TRÁMITES DURANTE LA CONSTRUCCIÓN

Durante la actuación sobre el terreno, pero con carácter previo al inicio de la construcción de la instalación propiamente dicha, esto es, durante la adecuación del terreno principalmente, se debe solicitar la inclusión en el Régimen Especial dispuesto en el artículo 9 del Real Decreto 661/2007, a la Comunidad Autónoma competente, en este caso la Comunidad de Madrid que dispone de un plazo de 30 días para revisar la documentación presentada y dictar la resolución; esta documentación se compone de:

- Propuesta de opción de venta de la energía producida a la Red Eléctrica.
- Certificado del cumplimiento de los puntos de medida de energía eléctrica.
- Acreditación de la autorización del punto de conexión.
- Acreditación del cumplimiento de los requisitos por el que se organiza y regula el mercado de producción eléctrica.

Finalmente, una vez alcanzados estos hitos se inicia la construcción de la planta y de la línea de evacuación.

1.5.3 PERMISOS Y TRÁMITES POSTERIORES A LA CONSTRUCCIÓN

Una vez concluida la construcción de la planta y cuando esta se encuentre lista para la puesta en funcionamiento se ha de emitir el Acta de puesta en servicio, que al tratarse de una instalación de más de 100 kWp se compone de distintas fases:

- Autorización administrativa:
 - o Anteproyecto.
 - o Acreditación de capacidad legal, económica y técnica del proyecto.

- o Resolución del reconocimiento de la instalación en el régimen especial.
 - o Estudio de impacto medioambiental.
 - o Informe de capacidad de acceso emitido por IDE-IBERDROLA.
- Autorización de explotación:
 - o Certificado de dirección y fin de obra.
 - o Certificado de instalación de BT.

Además, se ha de solicitar al Ministerio de Industria la Licencia de Explotación y el Registro Industria de la instalación, así como la inscripción de la Actividad de Producción Eléctrica en la Agencia tributaria.

Finalmente se devuelve el aval depositado al inicio en la Caja General de Depósitos.

1.6 NORMATIVA Y LEGISLACIÓN DE APLICACIÓN

En esta sección se citan las distintas normas tenidas en cuenta en la redacción de esta memoria y que son de aplicación en instalaciones fotovoltaicas de tal magnitud.

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- 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 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.
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- 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 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.
- IEC 60287-2-2
- IEC-60364-5-523.

Capítulo 2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

2.1 INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

El parque solar fotovoltaico proyectado tendrá una potencia pico total de 18,85 MWp, resultantes de un total de 32.500 módulos de 580 Wp cada uno. Los módulos se agruparán en strings de 26 unidades cada uno lo que resulta en un total de 1.250 strings agrupados en 5 grupos inversores.

Los módulos irán instalados sobre una estructura metálica con seguidores solares de un eje Norte-Sur, lo que resulta en un seguimiento azimutal Este-Oeste.

En la Tabla 3 se resumen las características principales del proyecto de la planta solar fotovoltaica.

EMPLAZAMIENTO	X: 3° 53' 08.0" O
	Y: 40° 15' 54.5" N
Municipio	Moraleja de Enmedio
Provincia	Madrid
Comunidad Autónoma	Comunidad de Madrid
MÓDULO FOTOVOLTAICO	
Número total de módulos instalados	32.500
Potencia por módulo (Wp)	580
Potencia pico total (MWp)	18,85
Número de módulos por string	26

ESTRUCTURA DE SOPORTE	
Tipo	Estructura de seguimiento E-O metálica
Número de seguidores	572 dobles 106 individuales
INVERSORES	
Número de inversores	5
Potencia nominal por inversor (KVA) a 45°C	3.437
Potencia nominal total (KVA) a 45°C	17.185
TRANSFORMADOR DE MT	
Tensión primaria (KV)	30
Tensión secundaria (KV)	45
Potencia nominal (MVA)	16

Tabla 3: Características principales planta fotovoltaica (Fuente: propia. Elaboración: propia)

A la localización del parque solar se accederá a través del “Camino del Alto de Moraleja” que nace de la carretera M-413, en el municipio de Moraleja de Enmedio (Comunidad de Madrid). La instalación consta de 5 subcampos, cada uno con su grupo inversor independiente y un total de 32.500 módulos instalados sobre estructura móvil de 26 módulos con eje Norte-Sur.

Los principales equipos e instalaciones presentes en el parque son:

- Generador solar fotovoltaico: compuesto de módulos fotovoltaicos, estructuras y sujeción y soportes al terreno.
- Conexiones: compuesto de cableado, cajas de protección, agrupación y conexión.
- Centros de inversión: compuesto de grupo inversor, centro de transformador, protección y cuadros eléctricos
- Centro de transformación: compuesto de transformador elevador de 30kV a 45kV para su conexión con la ST eléctrica.

2.1.1 DISEÑO Y CONFIGURACIÓN DEL PARQUE

El parque solar proyectado se compone de un total de 32.500 módulos fotovoltaicos de 580 W de potencia pico cada uno, que se agrupan en 1.250 strings de 26 módulos cada uno.

El parque se encuentra internamente dividido en 5 áreas numeradas desde la X1 hasta la X5, cada una está dotada de su propio centro inversor-transformador. Las salidas de cada uno de los 5 inversores a la tensión de 30kV se dirigirán mediante una línea de MT interna hasta el centro de transformación que lo elevará a los 45KV requeridos por el punto de conexión a la ST Moraleja 45.000.

Para la configuración del parque se ha atendido a las siguientes consideraciones:

a) Número de módulos por string

Como premisa inicial se decide que cada bancada de paneles sea un string independiente, de esta forma se simplifica el diseño y mantenimiento de la planta. El número máximo de módulos de cada string viene limitado por la tensión máxima de entrada al inversor, puesto que los paneles van conectados en serie en cada uno de estos.

$$N \text{ max mod en oc} = \frac{V_{max}}{V_0} = \frac{1.500}{53,11} = 28 \text{ módulos en serie}$$

$$N \text{ max mod en mp} = \frac{V_{max}}{V_{mp}} = \frac{1.300}{44,35} = 29 \text{ módulos en serie}$$

Donde,

V_{max} : Tensión máxima de entrada al inversor.

V_0 : Tensión en circuito abierto del módulo fotovoltaico.

V_{mp} : Tensión nominal del módulo fotovoltaico.

En base a este resultado se decide asignar 26 módulos en serie por cada string por cuestiones de diseño de las estructuras.

b) Número de strings en paralelo por inversor.

Cada string entra en paralelo al inversor haciendo que las intensidades se sumen, por tanto, el número máximo de strings por inversor se determina como el cociente entre la corriente máxima de entrada al inversor y la corriente máxima de cada string (corriente máxima de cada módulo al estar en serie).

$$N \text{ max strings en cc} = \frac{I_{max}}{I_{cc}} = \frac{10.000}{13,84} = 722 \text{ strings por inversor}$$

$$N \text{ max strings en mp} = \frac{I_{max}}{I_{mp}} = \frac{4.178}{13,08} = 305 \text{ strings por inversor}$$

Donde,

I_{max} : Corriente máxima de entrada al inversor.

I_{cc} : Corriente en cortocircuito del módulo fotovoltaico.

I_{mp} : Corriente nominal del módulo fotovoltaico.

En base a este resultado y atendiendo a aspectos de diseño se decide asignar 250 cadenas en serie por cada inversor; que posteriormente se agruparan en grupos de 25 para solo tener 10 entradas al grupo inversor.

c) Número de inversores

El rango óptimo de trabajo de los grupos inversores es cercano a su potencia nominal.

$$N \text{ inversores} = \frac{P_{pico \text{ modulos}}}{P_{maxima \text{ inversor}}} = \frac{32.500 \cdot 580 \text{ W}}{3.437 \cdot 10^3 \text{ W}} = 5,48 \text{ inversores}$$

Puesto que las condiciones nominales de los modulos fotovoltaicos, aquellas que proporcionarían una generación de 580 Wp por modulo son extremadamente complicadas de conseguir es posible sobrecargar levemente

los inversores, resultando una sobrecarga del 10%. Por tanto, se decide asignar 5 grupos inversores al parque solar.

En el Anexo II se adjunta un catálogo de planos de la distribución de los paneles solares en el parque, así como distribuciones de los grupos inversores.

2.1.2 ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA

El software “PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM” de la Comisión de la Unión Europea permite estimar de forma precisa la posible radiación incidente que recibiría la instalación en esa ubicación empleando bases de datos meteorológicas de PVGIS-SARAH2.

Los datos obtenidos resultan de la interpolación de las estaciones meteorológicas más cercanas y la aplicación de una distribución asimétrica diaria; es decir, no se presupone una distribución igualitaria de irradiación a lo largo del día, sino que se obtienen bases de datos de frecuencia horaria. En la Tabla 4, Ilustración 6 e Ilustración 7 se muestran los datos de radiación solar presente en la ubicación a estudiar proporcionados por el software:

Mes	Radiación solar (KWh/m ²)	Temperatura ambiente (°C)
Enero	67,45	5,9
Febrero	93,77	9,4
Marzo	126,1	10,5
Abril	158,66	12,9
Mayo	214,6	19,1
Junio	240,4	22,2
Julio	243,7	28,0
Agosto	212,7	25,1
Septiembre	161,2	20,5
Octubre	119,8	13,3
Noviembre	65,99	10,2
Diciembre	59,66	6,1

Tabla 4: Datos de radiación solar y temperatura en la localización (Fuente: PVGIS. Elaboración: propia)

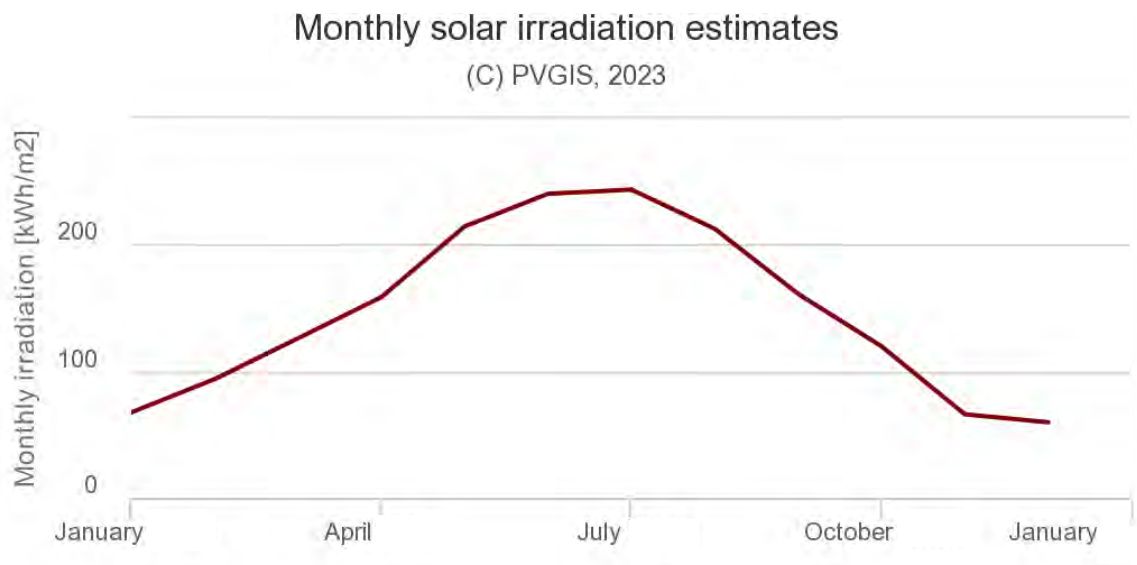


Ilustración 6: Radiación solar mensual en la localización. (Fuente: PVGIS)

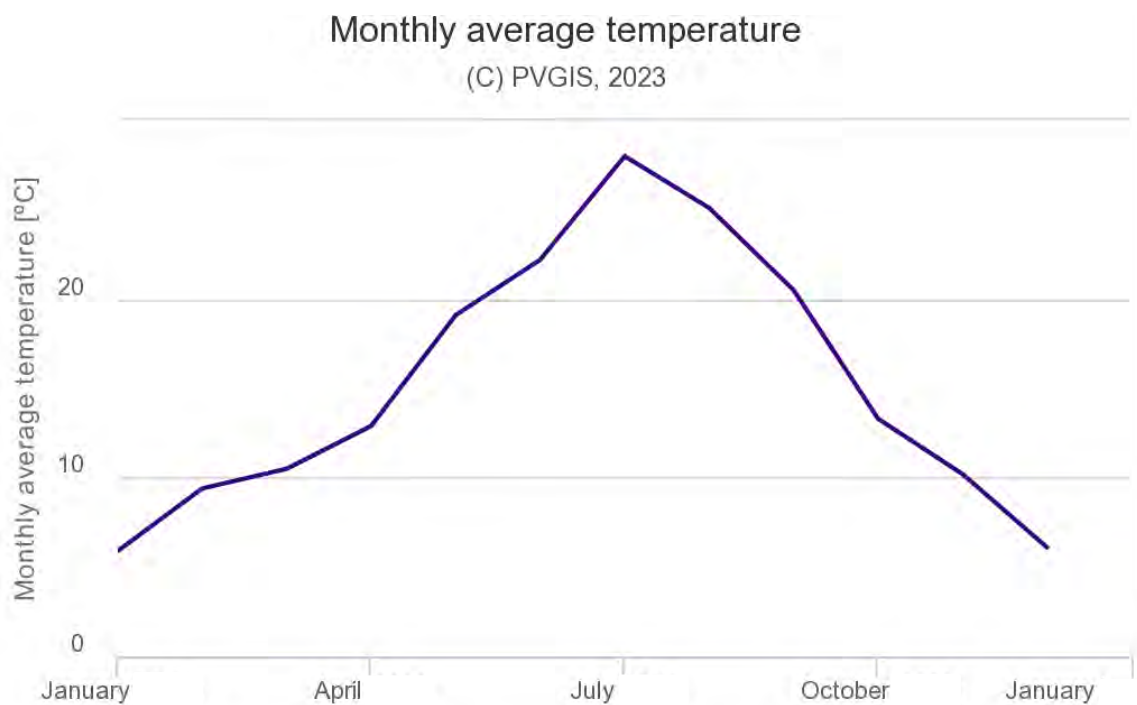


Ilustración 7: Temperatura media mensual en la localización. (Fuente: PVGIS)

La estimación de producción de energía eléctrica se realiza con el software PVSYST, cuyo informe detallado de encuentra en el Anexo III. En la Tabla 5 se indican los resultados de producción simulados para el primer año de funcionamiento.

Mes	Energía generada (MWh)
Enero	1.652,340
Febrero	2.140,945
Marzo	3.397,362
Abril	3.986,665
Mayo	4.577,172
Junio	5.060,923
Julio	5.316,717
Agosto	4.815,137
Septiembre	3.723,729
Octubre	2.716,005
Noviembre	1.793,286
Diciembre	1.385,933

Tabla 5: Estimación de producción por PVSYST (Fuente: PVSyst. Elaboración: propia)

Resultando una producción durante el primer año de funcionamiento de 40.566 MWh.

2.1.3 ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS

El software de simulación nos proporciona el indicador “Performance Ratio” como evaluador del rendimiento energético de la instalación fotovoltaica, sus resultados se muestran en la Tabla 6.

Mes	Performance Ratio
Enero	0,917
Febrero	0,911
Marzo	0,897
Abril	0,880
Mayo	0,857
Junio	0,841
Julio	0,824
Agosto	0,831
Septiembre	0,852
Octubre	0,884
Noviembre	0,904
Diciembre	0,904

Tabla 6: Performance Ratio simulado con PVSYSY (Fuente: PVSyst. Elaboración. Propia)

Este parámetro se calcula en función de los siguientes indicadores de pérdidas:

- Potencia nominal de los módulos: como resultado de cualquier proceso de fabricación la potencia nominal de los módulos presenta cierta imprecisión. El fabricante indica un 3% de error.
- Temperatura: la eficiencia en la producción de energía de los módulos fotovoltaicos se ve afectada en gran medida por la temperatura presente en las celdas. El fabricante realiza el ensayo para determinar la potencia pico en unas condiciones de radiación de 1.000 W/m^2 y una temperatura del panel de 25°C . En la realidad esta temperatura varía mucho debido a la exposición solar del elemento y su sobrecalentamiento por funcionamiento. Esto hace que su rendimiento se vea reducido significativamente. El software de simulación indica que las pérdidas de esta naturaleza ascienden al 8,7%.

- Pérdidas óhmicas: El cobre de los cables que conectan toda la instalación provocan pérdidas por su calentamiento, estimadas en un 1,2%
- Suciedad: Mantener los módulos limpios es clave para optimizar su producción de energía, puesto que el polvo depositado sobre los mismos o manchas tras la evaporación de agua suponen grandes pérdidas, en concreto el software estima en torno al 3%.
- Eficiencia del inversor: Los grupos inversores tienen una curva de operación que sigue el punto de máxima potencia mediante aproximaciones. Según el análisis realizado por PVSyst se estima que las pérdidas por este concepto son el 1,1%

A modo resumen se detallan en la Tabla 7 las pérdidas porcentuales significativas del sistema obtenidas mediante la simulación. Además, la Ilustración 8 representa lo mismo en forma de diagrama de Sankey.

Pérdidas	%
Factor IAM en global	1,2
Suciedad	3,0
Nivel de irradiancia	1,0
Temperatura	8,4
Desajuste	2,1
Óhmicas del cableado	1,2
Eficiencia inversora	1,1

Tabla 7: Pérdidas estimadas por PVSyst (Fuente: PVSyst. Elaboración: propia)

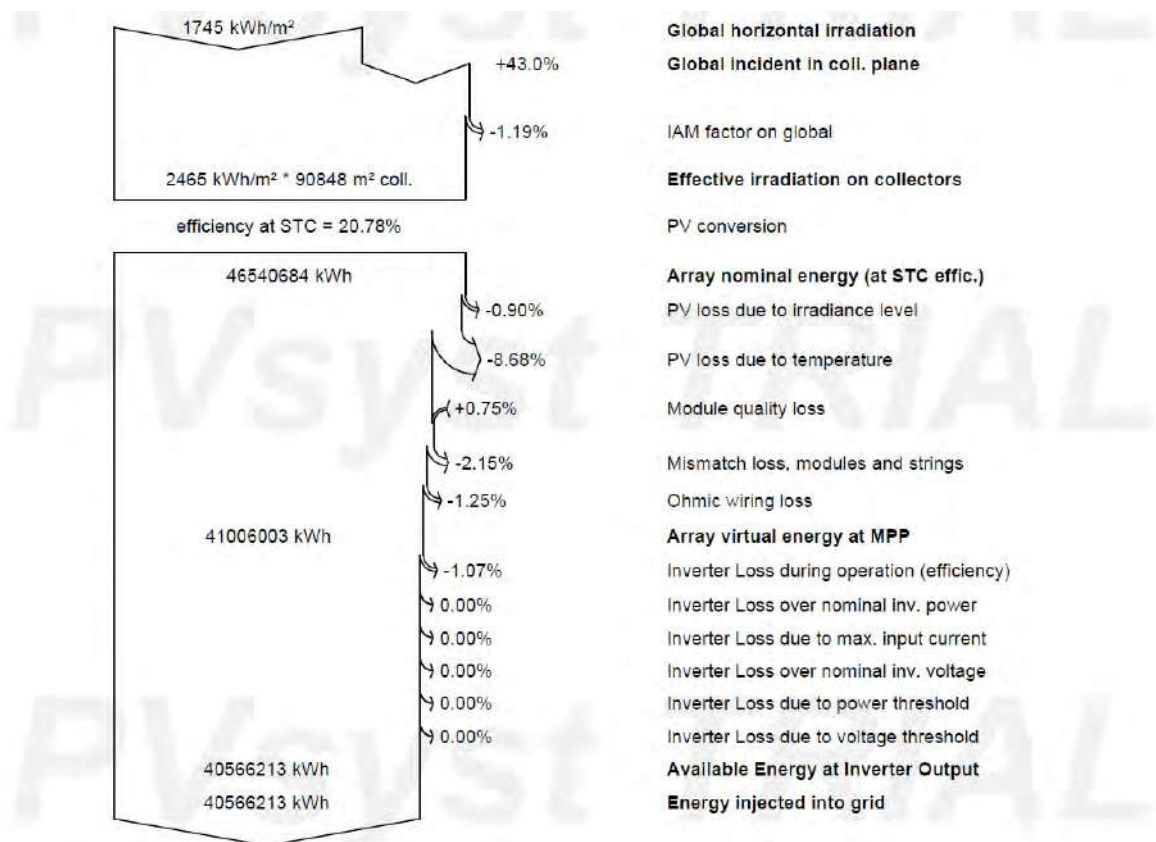


Ilustración 8: Diagrama Sankey pérdidas simulado con PVSYSY (Fuente: PVSyst)

2.2 EQUIPOS

2.2.1 PANEL FOTOVOLTAICO

El módulo fotovoltaico elegido es el modelo JAM78S30-580/MR del fabricante JA Solar, con una potencia pico de 580 Wp. Cada módulo con unas dimensiones de 2465 x 1134 x 35 mm (alto x ancho x espesor) consta de 156 celdas agrupadas en 6 agrupaciones.

Los paneles están cubiertos de vidrio pretensado térmicamente para un mayor aguante y durabilidad con tecnología anti-suciedad y anti reflejante. Dispone de 12 años de garantía de producto y 25 años de linealidad de potencia extraída. Cumple con las certificaciones IEC 61215, IEC 61720, UL61215, UL61730. Además de ISO9001 sobre calidad de gestión de sistemas, ISO14001 sobre gestión medioambiental de sistemas, ISO45001 sobre seguridad y IEC62841 sobre diseño de módulos fotovoltaicos. La caja de conexiones incorporada lleva instalado 3 diodos IP68 que reducen la posibilidad de avería de las células y su circuito, por sombreados parciales en el conjunto.

La Tabla 8 detalla las principales características técnicas de los módulos escogidos.

Característica	Valor
Modelo	JAM78S30-580/MR
Fabricante	JA, Solar
Tipo de celda	Silicio policristalino
Potencia pico	580 Wp
Voltaje en circuito abierto (V_0)	53,11 V
Voltaje máximo (V_{mp})	44,35 V
Corriente en cortocircuito (I_{cc})	13,84 A
Corriente máxima (I_{mp})	13,08 A
Eficiencia	20,7 %
Peso	31,1 Kg

Tabla 8: Características técnicas módulo fotovoltaico (Fuente: JA Solar. Elaboración: propia)

En el Anexo IV, sección 1 se adjunta la ficha técnica del equipo.

2.2.2 SEGUIDOR SOLAR

Para un aprovechamiento máximo de la radiación solar y por consiguiente procurar obtener el máximo rendimiento posible del recurso, se plantea la instalación de los módulos sobre estructuras móviles con seguimiento solar con eje Norte-Sur, haciendo un seguimiento Este-Oeste similar al trazado solar.

Se escogen los seguidores solares del fabricante SolarSteel modelo TracSmart.

Los seguidores solares cuentan con sistema de autoalimentación ya que disponen un panel fotovoltaico propio que suministra energía al motor que realiza el giro de las estructuras realizando un giro total de $\pm 55^\circ$. Cada seguidor dispone de un cuadro eléctrico independiente donde se alberga el sistema de alimentación de este.

Se instalará un seguidor solar por cada 2 string cuando sea posible por cuestiones de diseño, resultando en un total de 662 seguidores, de los cuales 75 son simples y 587 dobles. En el Anexo II se adjunta un plano con la distribución y localización de los seguidores solares.

La Tabla 9 detalla las principales características técnicas de los seguidores solares escogidos.

Característica	Valor
Modelo	TRACSMART + 2V
Fabricante	TracSmart
Ángulo giro azimutal	$\pm 55^\circ$

Tabla 9: Características técnicas seguidor solar (Fuente: SolarSteel. Elaboración: propia)

En el Anexo IV, sección 2 se adjunta la ficha técnica del seguidor solar.

2.2.3 ESTRUCTURA

El sistema de seguidores solares lleva incorporado las estructuras de anclaje de los paneles solares. Estas estructuras serán de acero estructural galvanizado S355JR HDG y tendrán una altura de módulo en posición horizontal (coplanaria al suelo) de 2,5 metros.

Las estructuras se hincarán en el terreno a una profundidad de 3m sin el empleo de hormigón para de esta forma no afectar al terreno.

Cada estructura corresponde a un strings que estarán constituidos de 26 módulos fotovoltaicos cada uno dispuestos de modo que el lado corto del panel quede paralelo al eje Norte-Sur. Cada string tendrá unas dimensiones aproximadas de 14,75m x 4,93 m (largo x ancho) y una superficie aproximada de 72,72m².

La nomenclatura empleada para la identificación de los distintos strings responde a la siguiente forma: X[A] / [B] / [C], donde:

- [A] hace referencia al grupo inversor al que está conectado, tomando valores desde 1 a 5
- [B] hace referencia al string box al que se conecta, tomando valores desde 1 a 10
- [C] hace referencia al número del string dentro de la string box, tomando valores desde 1 a 25.

Por ejemplo, el string X2/8/22 hace referencia al string número 22 conectado a la string box 8 del inversor 2.

2.2.4 CAJA DE STRING

Las cajas de string permiten agrupar conexiones en paralelo para ajustarse al número de entradas del grupo inversor. Cada grupo inversor (X1, X2...X5) dispone de hasta 18 entradas sin embargo el subcampo de módulos fotovoltaicos asociado a cada uno de estos consta de 250 strings. Es por ello por lo que se agruparán 25 strings por cada entrada instalando una string-box intermedia, resultando un total de 10 string-boxes por cada grupo inversor. Además de una función agrupadora sirven de protección ya que disponen de

fusibles para cada una de las series que entran en ella, así como un seleccionador de corte en carga para la maniobra de esta.

Las cajas de strings serán de elaboración propia contando con los siguientes elementos:

- Fusible de 20 A de tipo gPV con tensión nominal de 1500V. Cada caja de string tendrá un fusible para cada entrada (25 unidades) y un fusible para cada uno de los polos de salida (positivo y negativo)
- Seccionadores de corte en carga de corriente nominal superior a 375 A y tensión nominal de 1500V.

Se dispondrán acorde al plano adjunto en el Anexo II anclados a los postes de la estructura metálica de los seguidores solares.

La Tabla 10 detalla las principales características técnicas de las cajas de strings.

Característica	Valor
Material	Plástico reforzado con fibra de vidrio
Índice de protección	IP65
Número de inputs	25
Seccionador de corriente en carga	375 A
Fusibles (# / Intensidad)	27 / 20A
Voltaje máximo (V)	1.500 V

Tabla 10: Características técnicas cajas de strings (Fuente: propia. Elaboración: propia)

2.2.5 GRUPOS DE INVERSIÓN

La conexión a la red en la subestación se realiza a 45kV, por lo tanto, se ha de elevar la tensión hasta tal nivel, para evitar hacer grandes saltos de tensión con los riesgos y pérdidas que ello supone, se realiza la elevación en dos fases, la primera en el propio grupo inversor hasta 30kV y la segunda en el centro de transformación hasta los 45kV.

El parque solar diseñado contará con 5 grupos inversores, identificados desde el X1 hasta el X5. Se han escogido los grupos del fabricante Sungrow, en concreto el modelo SG3400HV-MV-30 de 3437 kVA @45°C. Los equipos son exteriores por lo que se instalarán sobre una losa hormigonada y se entrará directamente mediante los cables de CC desde las cajas de strings provenientes del campo solar y su salida puede ser regulada entre 20 y 35kV, quedando fijado por cuestiones de diseño del centro de transformación posterior en 30kV.

La Tabla 8 detalla las principales características técnicas de los grupos escogidos.

Característica	Valor
Tensión máxima de entrada CC	1.500 V
Rango de tensiones de operación CC	875 – 1.300 V
Número de inputs	16
Corriente máxima de entrada CC	3.997 A
Corriente de cortocircuito CC	10.000 A
Potencia nominal	3437 kVA @45°C
Rango de tensiones de salida CA	20kV – 35kV
Potencia nominal del transformador	3.437 kVA
Grupo de conexión transformador	Dy11
Tipo de refrigeración del transformador	ONAN
Eficiencia	98,7%

Tabla 11: Características técnicas de los grupos inversores (Fuente: SunGrow. Elaboración: propia)

En el Anexo IV, sección 3 se adjunta la ficha técnica del equipo.

2.2.6 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

La salida de los distintos grupos inversores se dirige hacia un único centro de transformación, pudiéndose considerar también como una pequeña subestación eléctrica interna, con el propósito de elevar la tensión desde los 30kV hasta los 45kV requeridos por el punto de conexión de la subestación MORALEJA gestionada por operada por I-DE Grupo Iberdrola.

Se ha escogido para tal propósito un grupo transformador del fabricante HITACHI, cuyas especificaciones y características principales se detallan en la Tabla 13

Característica	Valor
Fabricante	HITACHI
Modelo	Transformador de Aceite, trifásico, 16.000 kVA, AT 45.000D, BT 30.000y
Potencia nominal (kVA)	16.000
Líquido aislante	Aceite mineral
Voltaje primario (V)	45.000
Tappings	+/- 10 x 1,5%
Voltaje secundario (V)	30.000
Nivel de aislamiento primario (kV)	LI 250 / AC 95 / Um 52
Nivel de aislamiento secundario (KV)	LI 170 / AC 70 / Um 36
Frecuencia (Hz)	50
Número de fases	3
Grupo de conexión	Dyn11
Temperatura ambiente max/mensual/anual (°C)	40 / 30 / 20
Promedio del aumento máx de temperatura (Aceite/Devanados)	60 / 65
Tratamiento en superficie	Pintura Color: RAL 7033 – C3M ISO 12944
Normas	IEC 60076
Impedancia (%)	10 (tol. +/-10%) @25.000 kVA

Pérdidas sin carga (W)	- (tol. +0%) s/EcoDirectiva TIER2
Pérdidas en carga a 75°C (W)	- (tol. +0%) s/EcoDirectiva TIER2
PEI (%)	99.700 (TIER 2)

Tabla 12: Características técnicas del Centro de Transformación (Fuente: HITACHI. Elaboración: Propia)

Tal y como se indica en la tabla en centro de transformación tiene una potencia nominal de 16.000 kVA cuando el parque solar está proyectado para tener una potencia instalada de 18.850 kVA. Recordando del apartado anterior sobre los grupos inversores, el parque cuenta con 5 grupos de 3.437 kVA de potencia nominal cada uno, lo que resulta una potencia total de 17.185 kVA. Es perfectamente asumible que el parque no vaya a trabajar prácticamente en ningún momento a la potencia nominal instalada (18,85 MVA) si no que siempre se esté generando una potencia ligeramente inferior a ésta, en torno a un 20% menos, téngase en cuenta que solamente las pérdidas son aproximadamente un 10%. Esta licencia nos permite tanto los grupos inversores como el centro de transformación se diseñen y escojan con potencia nominales inferiores a las instalada.

2.3 INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN

La producción eléctrica de los módulos fotovoltaicos se realiza en corriente continua que los inversores se encargan de transformarla en corriente alterna para su posterior vertido a la red.

El transporte de energía desde su nacimiento hasta los grupos inversores se realiza a un máximo de 1500V, por tanto, hablamos de media tensión, al ser superior a 1kV. Por otro lado, una vez la energía pasa por el grupo inversor y se convierte en CA se encuentra a 30.000V hasta su llegada al Centro de Transformación, por lo que hablamos de otro circuito de media tensión.

El cableado se dimensiona atendiendo a los criterios de diseño basados en la corriente transportada y tensión nominal.

▪ Dimensionamiento en función de la corriente máxima transportada:

La sección del cableado será aquella que reúna los requisitos de forma más restrictiva, siendo los requisitos los siguientes:

- Corriente de cortocircuito.
- Corriente máxima aceptada en función del método de instalación.
- Caída de tensión máxima admisible.

▪ Dimensionamiento en función de la tensión nominal:

La tensión nominal del cableado será siempre superior a la tensión máxima de la energía transportada tal y como se muestra en la Tabla 13 :

	Tensión nominal del sistema	Tensión nominal del cableado
Circuitos de MT CC	1.500 V	1.800 V
Circuito de MT CA	30.000 V	36.000 V

Tabla 13: Tensiones nominales cableado MT (Fuente: propia. Elaboración: propia)

2.3.1 CABLEADO DE MT EN CC

El cableado de MT en CC transporta la energía desde su producción en los módulos fotovoltaicos hasta los grupos inversores, dividiéndose este transporte en 2 subtramos, con las cajas de strings como punto de unión.

La sección del cableado se calcula en el Anexo V de este documento de conformidad con la normativa RAT publicada en el Real Decreto 223/2008 y con la norma internacional IEC-60364-5-523.

I. Desde los módulos fotovoltaicos hasta las cajas de strings

Este tramo de cableado discurre en primera instancia de forma aérea, embridado a la estructura, hasta completar la conexión de todos los módulos pertenecientes al string en cuestión. Una vez completada, en caso de que este

circuito se encuentre en una estructura distinta a donde está instalada la String Box, se entubará y soterrará hasta esta.

Para este tramo se empleará un cableado especial para servicios de producción solar fotovoltaica del tipo TOPSOLAR H1Z2Z2-K o similar del fabricante TOPCABLE, cuyas características se muestran en la Tabla 14 :

Característica	Valor
Conductor	Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible)
Cubierta	Goma libre de halógenos de color negro o rojo
Aislamiento	Goma reticulada de baja emisión de humos y libre de halógenos (LSHF)

Tabla 14: Características cableado entre módulo y caja de strings (Fuente: TopCable. Elaboración: Propia)

Este tipo de cableado es específico para instalaciones solares debido a sus características principales:

- No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1-2 / IEC 60332-1-2
- Temperatura máxima del conductor: 120°C (durante 20.000 h). Temp. máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s). Temp. mínima de servicio: -40°C
- Radio de curvatura: 4 x Ø exterior hasta 8 mm de Ø, 5 x Ø exterior entre 8 y 12 mm y 6x Ø exterior a partir de 12 mm de Ø.
- Resistencia a los rayos ultravioleta según EN 50618
- Vida útil 30 años según UNE-EN 50618
- Certificados TÜV / RETIE / RoHS / CE / AENOR

El cable se canalizará por las bandejas previstas ancladas a las estructuras de string cuando sea posible, hasta las cajas de strings. Cuando sea necesario cruzar un pasillo se soterrará en un tubo a tal efecto.

En el Anexo IV, sección 4 se adjunta la ficha técnica del conductor.

En el Anexo V se detalla el cálculo del dimensionamiento del cableado.

II. Desde las cajas de strings hasta los grupos inversores

Este tramo discurre en su totalidad de forma entubada y soterrada desde su nacimiento en las cajas de strings hasta los grupos inversores.

Para este tramo se empleará otro tipo de cableado especial para servicios de producción solar fotovoltaica del tipo TOPSOLAR® PV Al 1500 V o similar del fabricante TOPCABLE, cuyas características se muestran en la Tabla 15 :

Característica	Valor
Conductor	Aluminio, clase 2
Cubierta	PVC especial resistente a los rayos UV del tipo ST2
Aislamiento	Polietileno reticulado tipo XLPE

Tabla 15: Características cableado entre cajas de string y grupo inversor (Fuente: TopCable. Elaboración: Propia)

Este tipo de cableado es específico para instalaciones solares debido a sus características principales:

- No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.
- Temperatura mínima de instalación y manipulación: 0°C (en la superficie del cable)
- Temp. máxima del conductor: 90°C. Temp. máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s). Temp. mínima de servicio: -40°C (estático con protección).
- Reducida emisión de halógenos. Cloro < 15%.
- Resistencia a los ataques químicos: buena.
- Radio de curvatura: 5 x diámetro exterior.
- Certificados CE / RoHS

El cable se soterrará desde la ubicación de las cajas de string hasta el grupo inversor correspondiente.

En el Anexo IV, sección 5 se adjunta la ficha técnica del conductor.

En el Anexo V se detalla el cálculo del dimensionamiento del cableado.

2.3.2 CABLEADO DE MT EN CA

El centro de transformación recibe las salidas de CA de los grupos inversores a 30kV para elevarlo a 45kV y de esta forma posibilitar la conexión a la red.

Todas las líneas de este circuito de Media Tensión en CA se realizarán de forma soterrada en toda su longitud a una profundidad de 80cm bajo rasante de forma paralela a los viales; haciéndose el cruce de los mismo de forma totalmente perpendicular.

La sección del cableado se calcula en el Anexo V de este documento de conformidad con la normativa RAT publicad en el Real Decreto 223/2008 y con la norma internacional y IEC 60287-2-2.

Para esta línea se empleará un cableado de cobre del tipo X-VOLT RHZ1 (AS) Cu/OL/2OL del fabricante TOPCABLE, cuyas características se muestran en la Tabla 16

Característica	Valor
Conductor	Conductor de cobre, clase 2
Pantalla semiconductor interna	Material semiconductor termoestable aplicado sobre el conductor.
Aislamiento	Polietileno reticulado tipo XLPE, en catenaria de atmósfera seca, mediante proceso de triple extrusión.
Pantalla semiconductor externa	Material semiconductor aplicado sobre el aislamiento. Pelable.
Pantalla metálica	Corona de alambres de cobre y contraespira de cobre, con una sección mínima de 16 mm ² .

Obturación longitudinal	Cinta para obturación del agua (water blocking)
Cubierta exterior	Polietileno tipo ST7, libre de halógenos

Tabla 16: Características cableado línea CA a MT. (Fuente: TopCable. Elaboración: Propia)

Este tipo de cableado es específico para este propósito debido a sus características principales:

- MEDIA TENSIÓN 6/10 kV, 8,7/15 kV, 12/20 kV y 18/30 kV
- Radio de curvatura: 15 x diámetro exterior.
- Temperatura máxima del conductor: 90°C. Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s). Temperatura mínima de instalación y manipulación: 0°C (en la superficie del cable). Temperatura mínima de servicio: -10°C (estático con protección).
- No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.
- Reducida emisión de halógenos. Cloro < 15%.
- Resistencia a los rayos ultravioleta: UNE 211605.
- Certificados: AENOR, BUREAU VERITAS, CE, KEMA-KEUR, RoHS

El cable se soterrará desde la ubicación de los grupos inversores hasta el centro de transformación.

En el Anexo IV, sección 6 se adjunta la ficha técnica del conductor.

2.3.3 PROTECCIONES Y SEGURIDAD

Las medidas de protección y seguridad instaladas en el parque solar se dividen en cuatro tipos: contra contactos directos, contra contactos indirectos, contra sobrecargas y contra sobretensiones.

I) Protecciones contra contactos directos:

Con fin de salvaguardar la seguridad de todo operario e individuo que se encuentre en las instalaciones se ha de asegurar que ningún elemento activo quede accesible, es por ello por lo que se utilizarán cajas de seguridad debidamente protegidas y normalizadas.

II) Contra los contactos indirectos:

Para ello se emplea un cableado con doble factor de aislamiento además de medidas de seguridad en los distintos equipos. Los paneles se encuentran elevados en el aire y los grupos inversores cuentan con un sistema de detección de falta de aislamiento que bloquea su funcionamiento y lo lleva a un punto de operación seguro.

III) Contra las sobrecargas:

Todas las cajas de strings (50 en total, 10 por inversor) cuentan con un fusible por cada entrada y cada polo de salida (positivo y negativo) de tipo gPV con tensión nominal de 1500V e intensidad de corte de 20A, además de un seccionador de corte de corriente de 375A los cuales cortarán con un único accionamiento la salida de toda la intensidad de la caja. En las distintas entradas de los grupos inversores, también se instalarán seccionadores de corriente para hacer posible la desconexión de las líneas de CC pudiendo así aislar del sistema la entrada con fallo para su mantenimiento y reparación.

IV) Contra las sobretensiones:

Los grupos inversores disponen de descargadores de sobretensión tanto en las entradas de CC como en la salida de CA.

2.4 INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE ALTA TENSIÓN

Se trata de la línea que conecta el parque solar con la ST MORALEJA para el vertido de la energía a la red. Discurre de forma exterior al parque conectando la salida del Centro de Transformación con el punto de conexión de la ST a una tensión de 45kV. Al tratarse de una línea externa al parque no es objeto de este proyecto y se dimensionará por separado.

2.5 PUESTA A TIERRA

La legislación obliga a realizar dos acometidas distintas e independientes de puesta a tierra, en función del nivel de tensión, es por lo que volvemos a distinguir entre 1.500V y 30.000V.

I) Instalación de 1.500V

El 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, establece en su Artículo 15, apartado 1 que las puestas a tierra de las instalaciones de producción solar interconectadas con la red se harán de forma que no altere las condiciones de puesta a tierra de la empresa distribuidora, asegurando que no se realicen transferencias de defectos a la red de distribución. El apartado 2 establece que la instalación debe disponer de separación galvánica con la red de distribución de baja tensión, bien por medio de un transformador de aislamiento o mediante el empleo de cualquier otro medio que cumpla con este propósito. Finalmente, en el apartado 3 del mismo artículo dicta que las masas de las instalaciones fotovoltaicas estarán conectadas a una puesta a tierra de la REE de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de baja tensión.

La instalación de puesta a tierra de BT conta de una red de anillos y picas. Cada anillo será de Cu de mínimo 35mm² de sección al que se le conectarán todas las estructuras metálicas, tales como estructuras de soporte, seguidores solares, bandejas porta cables, cuadros eléctricos y de protección... Cada anillo dispondrá de al menos una pica de mínimo

0,5m de profundidad bajo rasante con cable de Cu de mínimo 10mm² de diámetro de puesta a tierra.

II) Instalación de 30.000V

De forma similar a la anterior, la instalación de media tensión contará con un sistema independiente de puesta a tierra, que vuelve a consistir en una red de picas sobre el terreno. En este caso, se conectarán a tierra las carcasas y armaduras de todos los elementos (centro de transformación principalmente).

Capítulo 3. OBRA CIVIL

En la actualidad el terreno donde está prevista la instalación del parque solar se encuentra en bruto, es decir, carece de ninguna edificación o manipulación artificial. Para poder realizar la instalación fotovoltaica se procede a las siguientes tareas de obra civil:

3.1 ADECUACIÓN DEL TERRENO

Todo el terreno es de tierra labrada y/o improductivo, por tanto, el desbroce no irá más allá que realizar uno de adecuación rutinario, si es que no está realizado por el anterior propietario a la hora del inicio de la obra.

En un principio, por la orografía del terreno no será necesario el movimiento de tierras, puesto que se encuentra suficientemente plano y sin grandes desniveles. De media, la localización se encuentra a 650 metros sobre el nivel del mar.

Los únicos movimientos de tierra que serán necesarios serán los relativos a las ubicaciones de las edificaciones y centros de inversión de energías, en ello será preciso tanto excavación como hormigonado.

No obstante, ya que el movimiento de tierras no es de gran volumen, no será necesaria la evacuación de escombros ya que se podrán distribuir uniformemente por el terreno y el perímetro de este.

3.2 VALLADO PERIMETRAL

Todo el terreno de la planta fotovoltaica contará con un vallado perimetral con fin de evitar el acceso a la instalación de personal no autorizado.

El vallado perimetral actúa como cerramiento fijo y contará con un único acceso a través el Camino exterior existente denominado como “*Camino Alto de Moraleja*”, el cual,

como se explica anteriormente en conecta los términos municipales de Arroyomolinos y Moraleja de Enmedio. Este acceso contará con una entrada de vehículos de gran tamaño y una entrada individual y/o vehículos pequeños.

La entrada de vehículos de gran tamaño se realizará con un portón de 6 metros de ancho consistente en una sola hoja de apertura lateral, con una altura de 2 metros sobre rasante. Se instalará con bastidores y paneles de acero galvanizado. La entrada individual o de vehículos pequeños, por su parte, será una candela metálica de 4 metros de ancho y una altura de 2 metros, consistente en dos hojas batientes de 2 metros cada una.

El vallado perimetral a instalar será de tipo cinegético con una altura de 2 metros, cuya naturaleza y soportes de instalación permitirán el paso de fauna silvestre presente en la zona. Este cerramiento responderá a los siguientes requisitos según normativa medioambiental:

- Carecer de elementos cortantes o punzantes, para la seguridad humana y de la fauna.
- Estarán contruidos por un total de 20 hilos horizontales, dejando, por tanto, luces de 10 cm de alto y por tantos hilos verticales como se precise siempre que se tenga una separación mínima entre ellos de 15 cm. Resultando rectángulos libres de 10x15 centímetros.

3.3 VIALES INTERNOS AL PARQUE FOTOVOLTAICO

El diseño de los viales se realiza conforme a la normativa de movilidad de vehículos tipo C3 y 3S2. Para ello se considera los sobreanchos adecuados al momento de trazar la curvatura horizontal. Los viales tendrán una limitación de velocidad de 20Km/h con secciones calculadas para el paso de vehículos de hasta 10 toneladas por eje.

El parque contará con un vial perimetral, dos en la dirección norte-sur y diez en la dirección oeste-este. La nomenclatura de los viales se realiza de este a oeste y de sur a norte, ya que la entrada del parque se encuentra en la sudeste del parque. Las características principales de los distintos viales se detallan en la Tabla 17.

Vial	Ancho	Longitud aproximada
Perimetral	6 metros	2.066 metros
NS 1	6 metros	642 metros
NS 2	6 metros	734 metros
OE 1	4 metros	185 metros
OE 2	4 metros	432 metros
OE 3	4 metros	517 metros
OE 4	4 metros	537 metros
OE 5	4 metros	523 metros
OE 6	4 metros	500 metros
OE 7	4 metros	396 metros
OE 8	4 metros	308 metros
OE 9	4 metros	213 metros
OE 10	4 metros	128 metros

Tabla 17: Características principales viales internos (Fuente: propia. Elaboración: propia)

En el Anexo II se adjunta el plano de localización de los distintos viales.

El ancho de los viales principales (perimetral y norte-sur) será el mayor que el del resto de viales ya que se contempla que estos primeros sean de doble sentido y facilitará el no sombreado sobre los paneles en caso de que algún vehículo se encuentre estacionado en el mismo. Además de la calzada, se contempla un espacio de drenaje de 1 metro por cada lado para los viales principales y de 0.5 metros para los secundarios.

Todos los viales contarán con una pequeña pendiente transversal de entre el 0,25 % y el 0,5% para permitir el drenaje hacia las cunetas. La sección transversal, de acuerdo con el Manual de diseño geométrico de carreteras tendrá un bombeo del 2%.

Los viales estarán compuestos de una capa de geotextil de 200 gr/m² para evitar el crecimiento de malas hierbas sobre la que se colocará una capa de 30 cm de zahorra artificial compactada al 98% PM. En las Ilustración 9 e Ilustración 10 se muestran las secciones transversales de los viales.

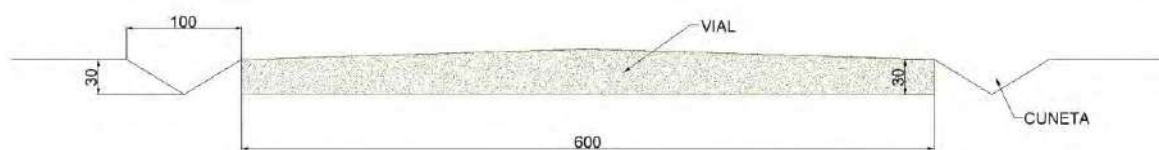


Ilustración 9: Sección transversal vial principal (Fuente: propia Elaboración: propia)

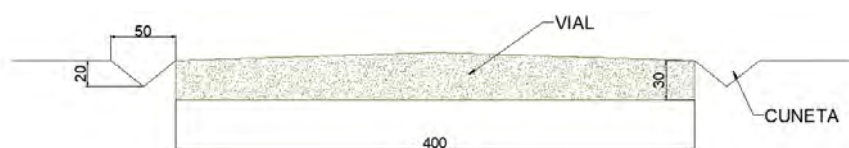


Ilustración 10: Sección transversal vial secundario (Fuente: propia Elaboración: propia)

3.4 EDIFICACIONES

El parque solar contará con un total de 8 superficies hormigonadas, sobre las que o bien se construirá una edificación o se instalarán equipos a la intemperie.

- 5 losas de hormigón de 5m x 3m x 0,2m donde se instalarán los cinco grupos inversores que componen el parque solar.
- 1 losa de hormigón de 10m x 5m x 0,2m donde se ubicará una caseta prefabricada destinada a ser el edificio de control.
- 1 losa de hormigón de 10m x 5m x 0,2m donde se ubicará el centro de transformación (transformador elevador de 30kV a 45 kV).
- 1 losa de hormigón de 10m x 5m x 0,2m donde se ubicará una caseta prefabricada destinada a ser el centro de protección y medida.

La ubicación de las distintas edificaciones se muestra en el plano adjunto en el Anexo II.

3.5 DRENAJES

Tal y como se expone en el apartado de Viales, a cada lado de los mismos se construirá una cuneta longitudinal para la recolección de las aguas que caiga sobre los mismos.

Para la evacuación de dichas aguas que transcurren por las cunetas, a los cruces de otros viales se instalarán drenajes transversales a los mismos fabricados mediante tubería de PVC de 200mm de diámetro.

Todo el sistema de drenado será conducido hacia el camino exterior de la planta denominado “Camino Alto de Moraleja”.

Capítulo 4. EVALUACIÓN ECONÓMICA

4.1 PLAZOS DE EJECUCIÓN

La cronología total del proyecto se extiende a lo largo de aproximadamente 2 años y medio, desde la toma de decisión del promotor de construir un parque solar hasta el inicio de la explotación de este. Para realizar esta cronología se han empleado las guías publicadas en *codigotecnico.org* y la experiencia de promociones anteriores realizadas por distintas ingenierías competentes en el mercado.

A continuación, se listan los hitos y tareas reseñables que acontecerán en el proyecto.

1. Decisión por parte del promotor a construir un parque solar.
2. Solicitación de ofertas de contratación de Ingeniería para el desarrollo del proyecto.
3. Negociación y contratación de la Ingeniería para el desarrollo del proyecto
4. Preparación de documentación para gestiones bancarias
5. Solicitud de financiación.
6. Preparación de documentación para la solicitud de conexión a un punto de la Empresa Eléctrica
7. Deposición del aval requerido en el Real Decreto 1183/2020 de 40€/kW solicitado
8. Solicitud, negociación y obtención del punto de enganche en la Empresa Eléctrica y condiciones técnico-económicas de conformidad con el Real Decreto 1183/2020
9. Desarrollo del protocolos y procedimientos para las relaciones y flujo de información internos al proyecto.
10. Desarrollo del proyecto de parque fotovoltaico y la evacuación de la energía generada.
11. Desarrollo de documentos anexos al proyecto
12. Adquisición de terrenos.
13. Desarrollo de Manuales de Mantenimiento, Operación y Actividades.
14. Solicitud al Ministerio de Industria de la Autorización Administrativa de los Proyectos y en concreto Declaración de Utilidad Pública de las instalaciones.
15. Sometimiento a Información Pública.
16. Tramitación completa de Separatas e Informes
17. Resoluciones de Autorización Administrativa de todos los Proyectos y DUP de las instalaciones.
18. Gestión y orden de abono de los permisos amistosos para la obtención el terreno necesario.

19. Solicitud de Expropiación y Urgente Ocupación de terrenos a la Administración (si procede)
20. Sometimiento a Información Pública.
21. Negociación en la adquisición de terrenos.
22. Resolución declarando la Urgente Ocupación de los terrenos (si procede)
23. Exposición Pública de la Urgente Ocupación, fijando fechas de Levantamiento de Actas (si procede)
24. Levantamiento de Actas (si procede)
25. Recepción de informe de Levantamiento de Actas, y Autorización de ocupar los terrenos (si procede)
26. Solicitud, abono de tasas y obtención de Licencia Municipal de Obras.
27. Contratación de mano de obra para realizar replanteos.
28. Contratación de mano de obra para realizar movimiento de tierras.
29. Realizar replanteos de la zona de excavación y movimiento de tierras.
30. Excavaciones y movimiento de tierras para explanación general
31. Replanteos para delimitación de zonas y recintos.
32. Replanteos en cada zona y recinto para implantar su instalación
33. Contratación de mano de obra para la ejecución de instalaciones del parque solar.
34. Adquisición de materiales del parque solar
35. Contratación de mano de obra para realizar ejecución de instalaciones restantes
36. Adquisición de materiales, instalaciones restantes
37. Ejecución de instalaciones del parque solar.
38. Ejecución de instalaciones de evacuación.
39. Ejecución del Centro de Transformación.
40. Ejecución de líneas de AT de conexión con la ST.
41. El Tribunal de Expropiación, establece el justiprecio y lo comunica (si procede)
42. Se abona el importe del Justiprecio a cada particular, o se deposita en la Caja General de Depósitos (si procede)
43. Solicitud, recepción y comprobación de los Certificados de Obra y de instalaciones ejecutadas.
44. Preparación de documentación de final de obra.
45. Solicitud al Ministerio de Industria de la Licencia de Explotación de instalaciones ejecutadas.
46. Solicitud al Ministerio de Industria de la Inscripción Previa en el Registro Industrial de las instalaciones
47. Solicitud de conexión a la red de la Empresa Eléctrica para realizar pruebas de las instalaciones.
48. Solicitud al Ministerio de Industria de la Inscripción Definitiva en el Registro Industrial de las instalaciones.
49. Presentación de la instalación a Subasta Pública, solicitando la inscripción previa en Preasignación Régimen Retributivo Especial (si procede)
50. Solicitud de inscripción en el Régimen de retribución en estado de Explotación.
51. Solicitud de Alta de Actividad de Producción Eléctrica en la Agencia Tributaria.
52. Declaración de las instalaciones en estado de explotación.
53. Aplicación de los Manuales de Mantenimiento y Operación.

		mes																													
	Responsable	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1.	Promotor																														
2.	Promotor																														
3.	Promotor																														
4.	Ingeniería																														
5.	Promotor																														
6.	Ingeniería																														
7.	Promotor																														
8.	Ingeniería																														
9.	Ingeniería																														
10.	Ingeniería																														
11.	Ingeniería																														
12.	Promotor																														
13.	Ingeniería																														
14.	Ingeniería																														
15.	Administración																														
16.	Administración																														
17.	Administración																														
18.	Ingeniería																														
19.	Ingeniería																														
20.	Administración																														
21.	Prom/Adm/Ing																														
22.	Administración																														
23.	Administración																														
24.	Prom/Adm/Ing																														
25.	Ingeniería																														
26.	Ingeniería/Ayto.																														
27.	Ingeniería																														
28.	Ingeniería																														
29.	Ingeniería																														
30.	Ingeniería																														
31.	Ingeniería																														
32.	Ingeniería																														
33.	Ingeniería																														
34.	Ingeniería																														
35.	Ingeniería																														
36.	Ingeniería																														
37.	Ingeniería																														
38.	Ingeniería																														
39.	Ingeniería																														
40.	Ingeniería																														
41.	Administración																														
42.	Ingeniería																														

		mes																													
	Responsable	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
43.	Ingeniería																														
44.	Ingeniería																														
45.	Ingeniería/Admin																														
46.	Ingeniería/Admin																														
47.	Ingeniería/Emp.Elec																														
48.	Ingeniería/Admin																														
49.	Ingeniería/Admin																														
50.	Ingeniería/Admin																														
51.	Ingeniería/Admin																														
52.	Ingeniería																														
53.	Ingeniería																														

Tabla 18: Cronología aproximada del proyecto (Fuente: Ingeniería. Elaboración: propia)

Como se muestra en la Tabla 18 la cronología del proyecto se expande a lo largo de aproximadamente 2 años y medio, lo que es un tiempo más que razonable para la puesta en marcha de un proyecto de tan gran envergadura. Ténganse en cuenta que puede extenderse dependiendo de terceros tales como las administraciones públicas.

4.2 PRESUPUESTO

Código	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
Capítulo 1.4: Terreno				
1.4.1	Parcela de terreno rústico Polígono 9, Parcela 29 Moraleja de En medio (Madrid) Ref. Cat.: 28089A009000290000OB			
		149.569m ²	2,20€/m ²	329.051,80€
1.4.2	Parcela de terreno rústico Polígono 9, Parcela 30 Moraleja de En medio (Madrid) Ref. Cat.: 28089A009000300000OW			
		29.927m ²	2,20€/m ²	65.839,40€
1.4.3	Parcela de terreno rústico Polígono 9, Parcela 31 Moraleja de En medio (Madrid) Ref. Cat.: 28089A009000310000OA			
		8.137m ²	2,20€/m ²	17.901,40€
1.4.4	Parcela de terreno rústico Polígono 9, Parcela 32 Moraleja de En medio (Madrid) Ref. Cat.: 28089A009000320000OB			
		10.697m ²	2,20€/m ²	23.533,40€
1.4.5	Parcela de terreno rústico Polígono 9, Parcela 33 Moraleja de En medio (Madrid) Ref. Cat.: 28089A009000330000OY			
		42.178m ²	2,20€/m ²	92.791,60€
1.4.6	Parcela de terreno rústico Polígono 9, Parcela 199 Moraleja de En medio (Madrid) Ref. Cat.: 28089A009001990000OT			
		32.822m ²	2,20€/m ²	72.208,40€

1.4.7	Parcela de terreno rústico Polígono 9, Parcela 288 Moraleja de En medio (Madrid) Ref. Cat.: 28089A009002280000OL			
		43.670m ²	2,20€/m ²	96.074,00€
				697.400,00€
Capítulo 2.2.1: Paneles fotovoltaicos.				
2.2.1.1	Módulo solar fotovoltaico JAM78S30-580/MR Módulo solar fotovoltaico JASolar modelo JAM78S30-580/MR de 580Wp Precio: 0,16€/Wp			
		32.500	92,80€/und	3.016.000,00€
2.2.1.2	Pareja Conectores Terminal Multicontact MC4 6mm Macho/Hembra 2 parejas Macho/Hembra por cada Sting			
		2.500	2,20€/und	5.500,00€
				3.021.500,00€
Capítulo 2.2.2: Seguidor Solar.				
Capítulo 2.2.3: Estructuras				
2.2.2.1	Seguidor solar TracSmart Suministro e instalación de seguidor solar fotovoltaico SolarSteel modelo TracSmart+2V, junto con estructura metálica de acero para anclado de los paneles.			
		75	1.721,70€/und	129.127,50€
		586	2.295,61€/und	1.345.227,46€
				1.474.354,96€

Capítulo 2.2.4: Cajas de String.				
2.2.4.1	Caja eléctrica Caja eléctrica de plástico reforzado con fibra de vidrio.			
		50	57,79€/und	2.889,50€
2.2.4.2	Fusibles Fusible EATON ELECTRIC 20AMP 1500V DC SOLAR			
		1.350	6,38€/und	8.617,51€
2.2.4.3	Portafusibles Base Portafusibles seccionable. Tamaño 1. Fabricante Solera			
		1.350	4,01€/und	5.413,50€
2.2.4.4	Seccionador de corriente Seccionador de corriente de Schneider a 400A y 1500V			
		50	955,67€/und	47.783,50€
				64.704,01€
Capítulo 2.2.5: Grupo inversor.				
2.2.5.1	Grupo inversor Suministro e instalación de grupo inversor SunGrow SG3400HV-MV-30 de 3437 kVA			
		5	45.000,00€	225.000,00€
2.2.6.1	Power Plant Controller Sistema de control de plata fotovoltaica con medición de tension en el punto de conexión, control y limitación de potencia activa			
		1	15.204,45€/und	15.204,45€
				240.204,45€

Capítulo 2.2.6: Centro de transformación.				
2.2.6.1	Centro de transformación Grupo transformador HITACHI de 15MVA 30kV/45kV			
		1	450.000,00€	450.000,00€
				450.000,00€
Capítulo 2.3.1 Cableado MT CC.				
2.3.1.1	Conductor MT CC Cable unipolar TOPSOLAR H1Z2Z2- de 6 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de PVC (V). Incluso accesorios y elementos de sujeción.			
		48.138 m	0,81721€/ml	39.338,85€
2.3.1.2	Conductor MT CC Cable unipolar TOPSOLAR® PV Al 1500 V de 300 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de PVC (V). Incluso accesorios y elementos de sujeción.			
		4.305 m	7,69223€/ml	33.115,05€
2.3.1.3	Canalización. Canalización de tubo curvable, de polietileno de 40 mm de diámetro nominal, resistencia a la compresión 450 N, sobre lecho de arena de 5 cm de espesor, relleno lateral compactando hasta los riñones y relleno con la misma arena hasta 10 cm por encima de la generatriz superior de la tubería. Instalación enterrada. Incluye los equipos y la maquinaria necesarios.			
		10.373 m	6,89€/ml	71.469,97€
				143.923,88€

Capítulo 2.3.2: Cableado MT CA.				
2.3.2.1	Conductor MT CA Cable unipolar TOPSOLAR® X-VOLT RHZ1 (AS) Cu/OL/2OL de 16 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC (V). Incluso accesorios y elementos de sujeción.			
		2.260m	9,49261€/ml	21.453,30€
2.4.2	Canalizaciones. Canalización de tubo curvable, de polietileno de 40 mm de diámetro nominal, resistencia a la compresión 450 N, sobre lecho de arena de 5 cm de espesor, relleno lateral compactando hasta los riñones y relleno con la misma arena hasta 10 cm por encima de la generatriz superior de la tubería. Instalación enterrada. Incluye los equipos y la maquinaria necesarios.			
		2.260m	6,89€/ml	15.571,40€
				37.024,70€
Capítulo 2.5: Puesta a tierra.				
2.5.1	Pica de toma a tierra Pica de acero cobrada de 1.5m de longitud.			
		16	8,5€/und	136,00€
2.5.2	Conductor de puesta a tierra. Conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre trenzado, de 35 mm ² de sección.			
		7.665m	4,80€/ml	36.792,00€

2.5.3	Arqueta de puesta a tierra Arqueta de polipropileno para toma de tierra, de 200x200 mm, con tapa de registro.			
		16	6,50€/und	104,00€
2.5.4	Canalización puesta a tierra. Canalización de tubo curvable, de polietileno de 40 mm de diámetro nominal, resistencia a la compresión 450 N, sobre lecho de arena de 5 cm de espesor, relleno lateral compactando hasta los riñones y relleno con la misma arena hasta 10 cm por encima de la generatriz superior de la tubería. Instalación enterrada. Incluye los equipos y la maquinaria necesarios.			
		5.790m	6,89€/ml	39.893,10€
				76.925,10€
Capítulo 3.1: Adecuación del terreno.				
3.1.1	Desbroce y limpieza Desbroce y limpieza del terreno con desniveles mínimos, con medios mecánicos.			
		317.000m ²	1,29€/m ²	408.930,00€
Capítulo 3.2: Vallado.				
3.2.1	Valla de cerramiento Suministro y montaje de valla de cerramiento tipo malla cinagética de 2,00 m de altura incluidos postes de sustentación, totalmente montada, incluso tensores grupillas y cimentación de postes			
		2.263m	11,29€/ml	25.549,27€
3.2.2	Puerta de paso vehicular H:2m, L:6m Puerta de acceso de vehículos pesados de una sola hoja con apertura lateral.			
		1	2.889,48€	2.889,48€

3.2.3	Puerta de paso utilitaria H:2m, L:4m Puerta de acceso de vehículos pequeños y peatones de dos hojas batientes.			
		1	274,00€	274,00€
				28.712,75€
Capítulo 3.3: Viales.				
3.3.1	Vial de zahorra artificial Acondicionamiento de terreno para habilitación de vial interna compuesto por capa de 30 cm de zahorra compactada al 98% sobre malla geotextil.			
		35.608m ²	6,62€/m ²	235.724,96€
Capítulo 3.4: Edificaciones.				
3.4.1	Losas de cimentación Losa de cimentación de hormigón armado, y acero, con una cuantía aproximada de 85 kg/m ³ ; acabado superficial liso mediante regla vibrante. - 5 losas de 5m x 3m x 0,2m - 3 losas de 10m x 5m x 0,2m			
		45 m ³	259,90€/m ³	11.695,50€
3.4.2	Módulo prefabricado Módulo prefabricado de fibra de vidrio de 5,85m x 2,35m x 2,5m. Con dos ventanas enrejadas, puerta de acceso, lavabo e instalación eléctrica. Incluye transporte y descarga.			
		2	6.180,00€	12.360,00€
				24.055,50€

Capítulo 3.5: Drenajes.				
3.5.1	Tubo PVC Tubo PVC evacuación ø200mm. 48 cruces de camino vial secundario (4 metros) y 8 cruces de vial principal (6 metros)			
		240 m	9,11€/m	2.186,40€

Al presente presupuesto se ha de incluir las partidas de mano de obra, maquinaria, cuando no esté incluido en los precios y la ingeniería, además de los gastos originados por los procesos administrativos.

- Mano de obra: Se propone la contratación de una cuadrilla de 5 operarios durante la construcción, que según el cronograma tiene una duración aproximada de 1 año. El coste para la promotora de esta contratación se estima que ascenderá aproximadamente a 115.000€.
- Maquinaria: La maquinaria necesaria de alquilar durante los periodos de tiempo que se precise de su uso, se estima que este coste ascenderá a alrededor de 35.000€.
- Ingeniería: La ingeniería se encarga principalmente del estudio topográfico y técnico del terreno, estudio de impacto medioambiental, elaboración de planos del proyecto y dirección de la obra, entre muchas otras. Según experiencia en proyectos similares, la minuta de la ingeniería para este tipo de proyectos ascenderá aproximadamente a 300.000€
- Trámites administrativos: gran mayoría de los trámites administrativos necesarios para la ejecución del proyecto requieren del pago de tasas o contratación de profesionales para redacción de informes, todo esto se estima que asciende a 30.000€.

En la Tabla 19 se detalla el cómputo total presupuestario del presente proyecto.

	Concepto	Importe
Capítulo 1.4	Terreno	697.400,00€
Capítulo 2.2	Equipos	5.250.763,42€
Capítulo 2.3	Instalación eléctrica	257.873,67€
Capítulo 3	Obra civil	699.609,61€
	Mano de obra	115.000,00€
	Maquinaria	35.000,00€
	Ingeniería	300.000,00€
	Trámites administrativos	30.000,00€
		7.385.646,70€

Tabla 19: Resumen presupuesto total (Elaboración: propia)

4.3 FINANCIACIÓN

Partiendo del resultado del presupuesto de inversión obtenido en el apartado anterior, se precisa de la financiación de 7.385.646,70€. Este proyecto establece que la empresa promotora del parque solar proporcionará aproximadamente el 33% de financiación propia mediante capital aportado directamente por los accionistas de esta y el restante 67% se obtendrá a través de financiación ajena mediante la solicitud de un préstamo bancario y acogiéndose a subvenciones públicas. Con carácter previo a desglosar las distintas fuentes de financiación es necesario describir la naturaleza y características de estas.

- Financiación propia:

Esta no solo representa el compromiso y asunción de riesgo en el proyecto por parte de los accionistas de la empresa promotora, si no que sirve de fuente de sustento para conseguir la financiación externa. Cualquier entidad bancaria o financiera se asegura de comprobar la viabilidad del proyecto para asegurarse el retorno de su inversión.

- Financiación externa:

Siendo altamente improbable que la totalidad de la inversión, 7.385.646,70€, se otorgue por parte de la empresa promotora, es necesaria la solicitud de inversión por parte de terceros, ya sean estos entes públicos o privados.

o Instituciones públicas:

Los órganos de gobierno a todos los niveles se encuentran plenamente comprometidos con la necesidad de impulsar las energías limpias y renovables apostando por la transformación energética. Para ello ya el Gobierno de España, el Gobierno de la Comunidad de Madrid (en este caso) o el Ayuntamiento en cuestión (Moraleja de Enmedio) expiden distintas herramientas y ayudas. En el caso del Gobierno de España se hace principalmente a través del Instituto de Crédito Oficial (ICO) que otorga préstamos para este tipo de proyectos a medio y largo plazo con bajos tipos de interés.

o Instituciones privadas:

Siempre existe la opción de solicitar uno o varios préstamos a entidades bancaras o financieras, que un teniendo tipos de interés más exigentes en su mayoría, su proceso de solicitud es sustancialmente más sencillo y rápido.

Como ya se ha indicado anteriormente, para este proyecto se prevé una financiación propia por parte de la empresa promotora de 2.385.646,70€, correspondientes al 32,3011% del presupuesto de inversión inicial, la parte restante, que asciende a la cantidad de 5.000.000,00€ se obtendrá mediante la solicitud de un préstamo a entidad bancaria. Las características de este préstamo serán objeto de negociación directa entre las dos partes, pero se estima que serán las siguientes:

- Plazo de amortización: 20 años.
- Periodo de carencia total de 2 años. De esta forma se empezarán a pagar las cuotas de amortización una vez el parque este operativo y generando ingresos.

- Tipo de interés: 3,99%.
- Comisión de apertura: 1%.
- Posibilidad de cancelación parcial o total con comisión del 0,25%.

No se tiene previsto acogerse a ningún tipo de subvención pública.

En la Tabla 20 se recoge el importe en euros de las distintas fuentes de financiación.

Fuente	Origen	%	Cuantía presupuestaria	Cuantía real
Propia	Empresa promotora	32,3011%	2.385.646,70€	2.385.646,70€
Ajena	Entidad Bancaria / Financiera	67,6989%	5.000.000,00€	5.050.000,00€
Total			7.385.646,70€	7.435.646,70

Tabla 20: Fuentes de financiación (Fuente: propia. Elaboración: propia)

Como se muestra en la Tabla 20 el importe total de la financiación (5.050.000,00€) es superior al importe total presupuestado en el apartado 4.2, esto se debe a la comisión de apertura del préstamo que asciende a $5.000.000,00 \cdot 1\% = 50.000,00\text{€}$.

En el Anexo VI se adjunta el cuadro de amortización del préstamo siguiendo las condiciones indicadas.

4.4 FLUJOS DE CAJA

4.4.1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN

Los ingresos de este proyecto se basan exclusivamente en la venta de la energía eléctrica producida en la instalación solar al mercado mayorista eléctrico español a través del vertido de esta a la red. Según la simulación obtenida en el software PVSYST adjunta en el Anexo III: Simulación de Producción PVSyst, se estima que la instalación de 18,85MWp instalados producirá 40.566.212 kWh/año. Debemos tener en consideración que, como cualquier activo material, los módulos fotovoltaicos perderán productividad con el paso del tiempo durante su vida útil lo que según el fabricante JASolar se estima en un 0,5% anual. De esta forma, en la Tabla 21 se muestra la estimación de energía producida durante la vida útil del proyecto que se extiende a 25 años futuros.

Año	kWh producidos	Año	kWh producidos
Año 1	40.566.213	Año 14	37.929.409
Año 2	40.363.382	Año 15	37.726.578
Año 3	40.160.551	Año 16	37.523.747
Año 4	39.957.720	Año 17	37.320.916
Año 5	39.754.889	Año 18	37.118.085
Año 6	39.552.058	Año 19	36.915.254
Año 7	39.349.227	Año 20	36.712.423
Año 8	39.146.396	Año 21	36.509.592
Año 9	38.943.564	Año 22	36.306.761
Año 10	38.740.733	Año 23	36.103.930
Año 11	38.537.902	Año 24	35.901.099
Año 12	38.335.071	Año 25	35.698.267
Año 13	38.132.240	Total	953.306.006

Tabla 21: Estimación de energía producida en 25 años (Fuente: PVSYST. Elaboración: propia)

Existen principalmente dos formas de vender la energía generada: mediante el mercado mayorista de energía, denominado “pool” eléctrico o mediante un contrato bilateral

a precio fijo. En este caso, se estudiará mediante el primer método, en el que el precio de venta se determina ajustando la oferta y demanda.

La energía eléctrica de la Península Ibérica, tanto España como Portugal, se gestiona desde el MIBEL (Mercado Ibérico de Electricidad), organismo intermediario entre compradores y vendedores de energía que establece el precio de intercambio en función de la cantidad necesaria de intercambiar. De este organismo emanan dos reguladores el OMIE y OMIP. El primero de estos, vertiente española se encarga principalmente de vigilar el correcto funcionamiento de las subastas diarias. El segundo, vertiente portuguesa, se encarga de la gestión a futuro y la estimación de precios a largo plazo.

Se estima que en futuros años el precio de la electricidad se contraiga debido al auge de las energías renovables (más baratas que la nuclear o combustión) y al cierre de las centrales térmicas. En la Ilustración 11 se muestra la previsión del OMIP de la evaluación del pool para los próximos diez años.

SESSION INFO				LAST DEAL			END OF DAY INFO			REFERENCE PRICES			
Contract name	Best bid (€/MWh)	Best Ask (€/MWh)	Volume (MWh)	Price (€/MWh)	Time	Volume (MWh)	Open Interest	Nr of Contracts	OTC volume (MWh)	D (€/MWh)	D-1 (€/MWh)	Transparency Info	
FTB YR-25	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	0	0	0	n.a.	56.40		
FTB YR-26	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	0	0	0	n.a.	51.50		
FTB YR-27	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	0	0	0	n.a.	51.00		
FTB YR-28	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	0	0	0	n.a.	50.50		
FTB YR-29	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	0	0	0	n.a.	50.50		
FTB YR-30	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	0	0	0	n.a.	50.50		
FTB YR-31	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	0	0	0	n.a.	50.50		
FTB YR-32	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	0	0	0	n.a.	49.85		
FTB YR-33	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	0	0	0	n.a.	49.75		
FTB YR-34	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	0	0	0	n.a.	49.71		

Ilustración 11: Previsión del OMIP de la evolución del pool de 2025 a 2034. (Fuente OMIP)

La Ilustración 12 muestra la extrapolación de estos datos a futuro hasta 25 años, ya que es la vida útil estimada de la instalación, desde 2027 ya que el proyecto de construcción se estima en 2 años y medio aproximadamente. En ella se observa que el precio irá disminuyendo desde los 51,00€/MWh en 2027 hasta los 46,60€/MWh aproximadamente en 2051. Esta estimación se hace en base a la línea de tendencia lineal con ecuación $y = -0,1754x + 406,35$, donde x es el año en cuestión.

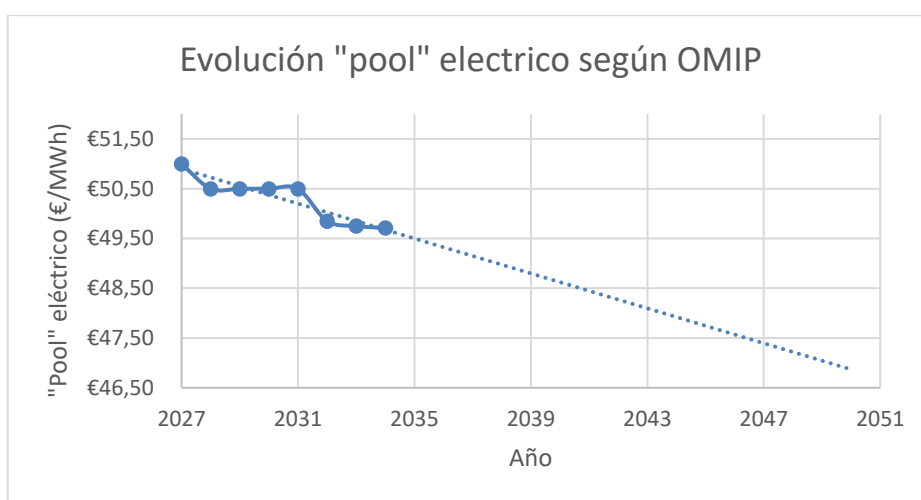


Ilustración 12: Previsión de la evolución del pool de 2025 a 2050. (Fuente: propia)

Además, la Tabla 22 recoge el precio “pool” previsto para los distintos años desde 2027 hasta 2051 a partir de la estimación del OMIP y la extrapolación siguiendo tendencia.

Año	Precio (€/MWh)	Año	Precio (€/MWh)
2027	51,00 €	2040	~48,53 €
2028	50,50 €	2041	~48,36 €
2029	50,50 €	2042	~48,18 €
2030	50,50 €	2043	~48,01 €
2031	50,50 €	2044	~47,83 €
2032	49,85 €	2045	~47,66 €
2033	49,75 €	2046	~47,48 €
2034	49,71 €	2047	~47,31 €
2035	~49,41 €	2048	~47,13 €
2036	~49,24 €	2049	~46,96 €

2037	~49,06 €	2050	~46,78 €
2038	~48,88 €	2051	~46,60 €
2039	~48,71 €		

Tabla 22: Evolución "pool" eléctrico desde 2027 a 2051 (Fuente: OMIP y propia. Elaboración: propia)

Finalmente, la Tabla 23 muestra el ingreso total anual previsto durante los 25 años de vida útil del proyecto.

Año	Ingreso	Año	Ingreso
2027	2.068.876,86 €	2040	1.840.865,94 €
2028	2.038.350,79 €	2041	1.824.404,50 €
2029	2.028.107,82 €	2042	1.808.014,21 €
2030	2.017.864,85 €	2043	1.791.695,07 €
2031	2.007.621,88 €	2044	1.775.447,08 €
2032	1.971.670,08 €	2045	1.759.270,25 €
2033	1.957.624,02 €	2046	1.743.164,57 €
2034	1.945.967,32 €	2047	1.727.130,05 €
2035	1.924.240,46 €	2048	1.711.166,67 €
2036	1.907.423,25 €	2049	1.695.274,45 €
2037	1.890.677,20 €	2050	1.679.453,39 €
2038	1.874.002,29 €	2051	1.663.703,47 €
2039	1.857.398,54 €		46.509.415,04 €

Tabla 23: Ingresos anuales de explotación (Fuente: PVSYST, OMIP y propia. Elaboración: propia)

4.4.2 GASTOS

Para el correcto funcionamiento y explotación de la instalación fotovoltaica son necesarias ciertas operaciones principalmente de mantenimiento que generan gastos periódicos.

- Impuesto de generación

De conformidad con la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, los ingresos por producción eléctrica se ven grabada por el Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica (IVPEE) de un 7%.

▪ Mantenimiento:

Con fin de optimizar y preservar los activos, en este caso principalmente el terreno y los equipos de producción, ya sean paneles, grupos inversores o el centro de transformación es necesario de un mantenimiento y revisión periódico.

Una de las principales causas de pérdida de producción de los módulos fotovoltaicos es la acumulación de suciedad sobre la superficie expuesta a la radiación solar; bien es cierto que la propia oscilación de los paneles y su inclinación favorecerá a evitar la acumulación de esta, sin embargo, el polvo o los residuos adheridos tras la evaporación del agua y/o rocío son de difícil eliminación. En cuanto una pequeña porción de un solo módulo queda ensuciada, esto perjudica no solo a esa unidad sino a todas las que conforman el string, ya que los módulos se encuentran conectados en serie y comparten corriente.

El parque se encuentra diseñado de tal forma que permite el paso de tractores con utensilios de limpieza entre las distintas bancadas, lo que permite a su paso el barrido de la suciedad adherida a la superficie de los paneles.

De forma complementaria al mantenimiento preventivo basado en la limpieza, se ha de considerar un mantenimiento correctivo, que permita la detección, arreglo/repación y posible sustitución ante cualquier fallo, daño o defecto que ocurra en cualquier equipo.

Finalmente, es necesario un mantenimiento periódico del suelo, consistente en el desbroce para evitar incendios y la reparación/conservación de viales, entradas y vallado.

El gasto preventivo de limpieza se estima que asciende a 4€/kWp instalado con una subida del 1% anual, lo que resulta en 75.400,00€ para el primer ejercicio. Por su parte, el gasto de mantenimiento correctivo se estima en 10.000,00€ anuales, lo que incluye únicamente material y piezas de recambio. Por último, el gasto de conservación y mantenimiento del suelo

se estima en alrededor de 200.000,00€ anuales. Todos los gastos son estimados según consejo basado en la experiencia de empresa consultora de ingeniería.

▪ Personal:

Además de los trabajadores designados a este proyecto en la empresa matriz, en la propia instalación se encontrarán trabajadores que asegurarán el correcto funcionamiento de la instalación. Se proyecta que exista un jefe de planta encargado de monitorizar la producción además de coordinar al equipo, tres trabajadores encargados principalmente del mantenimiento y control de la instalación y de dos vigilantes de seguridad nocturnos. De esta forma, durante el horario laboral se encontrarán cuatro empleados en las instalaciones y en el restante dos. El gasto de sueldos y salarios de todos ellos ascenderá aproximadamente a 210.000,00€ anuales con un incremento promedio del 1,5% anual.

▪ Seguros:

Debido a las características del proyecto y a su larga vida útil es necesaria la contratación de un seguro que ampare ante cualquier incidencia, ya sea robo, catástrofe natural, responsabilidad civil o cualquier fallo/incidencia que afecte a la producción. Este seguro, según consejo de empresa de ingeniería ascenderá aproximadamente a 35.000,00€ anuales con actualización anual al 1%.

En la Tabla 24 se muestran resumidos los gastos previsibles para el primer ejercicio, así como la medida de actualización de estos de forma anual.

Concepto	Importe Ejercicio 1	Actualización
Mantenimiento preventivo	75.400,00 €	1%
Mantenimiento correctivo	10.000,00 €	
Mantenimiento de suelo	200.000,00 €	
Personal	210.000,00 €	1,5%
Seguros	35.000,00 €	1%

Tabla 24: Resumen gastos anuales de explotación (Fuente: propia. Elaboración: Propia)

A estos gastos de explotación, se deben añadir los gastos financieros derivados de los intereses devengados del préstamo que compone la financiación. En la Tabla 25 se muestran los intereses devengados en cada ejercicio.

Año	Intereses	Año	Intereses
2027	193.267,11 €	2040	91.774,27 €
2028	200.978,47 €	2041	79.230,23 €
2029	201.725,33 €	2042	66.185,69 €
2030	193.568,34 €	2043	52.620,66 €
2031	185.085,88 €	2044	38.514,39 €
2032	176.264,98 €	2045	23.845,29 €
2033	167.092,12 €	2046	8.590,88 €
2034	157.553,26 €	2047	0,00€
2035	147.633,80 €	2048	0,00€
2036	137.318,56 €	2049	0,00€
2037	126.591,73 €	2050	0,00€
2038	115.436,91 €	2051	0,00€
2039	103.837,01 €		2.467.114,93 €

Tabla 25: Intereses devengados del préstamo en cada ejercicio (Fuente: propia. Elaboración: propia)

4.5 RENTABILIDAD

Para poder estudiar la rentabilidad del proyecto se procede a calcular distintos instrumentos financieros que serán necesarios para determinar la viabilidad económica del proyecto.

La rentabilidad de un proyecto es relativa al rendimiento esperado por los inversionistas, es decir, en función de lo que esperen los inversionistas del proyecto, se determina si este es viable económicamente hablando o no. Esto queda representado por la tasa de rendimiento (tasa de descuento) K_e , la cual se puede calcular según el modelo CAPM:

$$K_e = R_f + \beta \cdot (R_m - R_f)$$

Donde:

K_e : Tasa de rendimiento requerida por los inversionistas de capital propio.

R_f : Tasa libre de riesgo. En este caso se emplea como referencia la rentabilidad a fecha de estudio de las Obligaciones del Estado emitidas por el Banco de España a 10 años, que se encuentra al 3,196%. (Banco de España, 2024)

β : Índice beta de la empresa que relaciona la volatilidad de las acciones respecto a la volatilidad ofrecida por el mercado. Para este proyecto, al tratarse de una simulación se tomó como valor 0,9575, resultado de la media de valores de otras empresas del sector de energía renovables en España, según datos de (Infront Analytics, 2024).

$R_m - R_f$: Prima de riesgo del mercado. Esta mide la diferencia entre las Obligaciones del Estado Español a 10 años frente a las del Estado Alemán. Según periódico Expansión se sitúa en 7,8% (Expansión, 2024)

$$K_e = 3,196\% + 0,9575 \cdot (7,8\%) = 10,6645\%$$

▪ **WACC:**

El Coste Promedio Ponderado de Capital (WACC) es un instrumento financiero que se emplea para calcular el coste de financiación de una inversión. Este se calcula ponderando el coste de cada fuente de financiación por su peso relativo en la estructura. En este caso se dispone únicamente de dos fuentes de financiación, la propia y la externa, recibiendo respectivamente el 32,3011% y el 67,6911% del peso.

$$WAAC = K_e \frac{E}{E + D} + K_d(1 - T) \frac{D}{E + D}$$

Donde:

K_e : Tasa de rendimiento requerida por los inversionistas de capital propio.

$\frac{E}{E+D}$: estructura del capital procedente de los inversionistas. En este caso es del 32,3011%

K_d : Coste de la deuda. En este caso el interés del préstamo es del 3,99%

T : Tasa impositiva del impuesto de sociedades. Según Agencia Tributaria es del 25%

$\frac{D}{E+D}$: estructura del capital procedente de deuda externa. En este caso es del 67,6989%

$$WACC = 10,6645\% \cdot 32,3011\% + 3,99\% \cdot (1 - 25\%) \cdot 67,6989\% = \mathbf{5,47\%}$$

▪ **Valor Actual Neto (VAN):**

Este instrumento nos permite afirmar si la inversión es rentable financieramente hablando. Este método actualiza al momento presente los flujos de caja de una inversión a un tipo de descuento. Para determinar esta tasa de descuento, se empleará la tasa de rendimiento requerida por los inversionistas (K_e) recientemente calculada.

El cálculo del VAN responde a la siguiente formula:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n FC_t \cdot (1 + K_e)^{-t}$$

El cálculo detallado se encuentra en el Anexo VII de esta memoria.

El VAN puede resultar en 3 posibles resultados:

1. $VAN < 0$: En este caso los gastos son mayores que los ingresos, ambos dos actualizados al presente, por tanto, la inversión no es viable.
2. $VAN = 0$: En este caso los ingresos y gastos actualizados son iguales, por lo que no se generarían beneficios, pero tampoco pérdidas. Por tanto, es indiferente realizar o no la inversión
3. $VAN > 0$: En este caso los ingresos son mayores que los gastos, ambos dos actualizados al presente, por tanto, la inversión es viable.

En este caso, el VAN del proyecto resulta en **3.885.930,55€**, por tanto, se puede afirmar con rotundidad que la inversión en él es viable.

▪ Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno corresponde al valor de tasa de descuento o tasa de valoración de flujos de caja, para la cual el VAN resulta igual a 0. Es decir, es aquel valor de actualización de rentas que igual los valores actualizados al presente de ingresos y gastos. Por tanto, resulta de la siguiente ecuación.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n FC_t \cdot (1 + TIR)^{-t} = 0$$

El cálculo detallado se encuentra en el Anexo VII de esta memoria.

Al igual que el VAN, el TIR puede resultar en 3 posibles escenarios (siendo k la tasa de descuento):

1. $TIR < k$: Los valores actualizados de gastos son mayores que los valores actualizados de ingresos, por lo tanto, la rentabilidad mínima de la inversión no será suficiente, y esta se debe rechazar.
2. $TIR = k$: Los valores actualizados de gastos son iguales que los valores actualizados de ingresos, por lo tanto, es indiferente aceptar o rechazar el proyecto.
3. $TIR > k$: Los valores actualizados de gastos son menores que los valores actualizados de ingresos, por lo tanto, la rentabilidad mínima de la inversión será suficiente, y esta se debe aceptar.

En este caso, el TIR del proyecto resulta en un **17,2780%**, significativamente superior a la tasa de valoración de rentas (10,6645%), por tanto, se puede afirmar con rotundidad que la inversión en él es viable

La Ilustración 13 muestra el grafico que relaciona el VAN con la tasa de descuento (k). En el se puede observar el valor del TIR cuando la grafica corta al eje horizontal ($VAN = 0$).

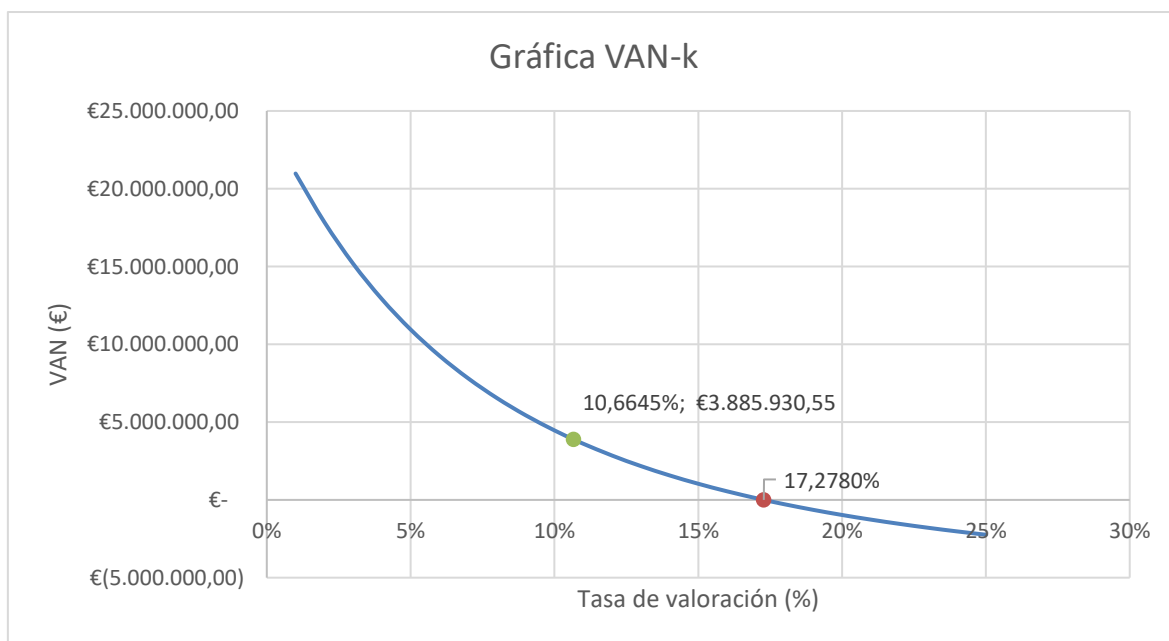


Ilustración 13: Gráfica VAN-k (Fuente: propia Elaboración: propia)

▪ **Payback descontado**

Este indicador financiero permite conocer el tiempo o la cantidad de periodos necesarios para recuperar la inversión inicial teniendo en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Dicho de otra manera, el tiempo resultado es aquel en el que los flujos de ingresos superan la inversión inicial y gastos.

En el Anexo VI se muestra el cálculo detallado de este instrumento financiero.

Para este proyecto, este punto se alcanzará durante el año 7 desde la inversión inicial. (2033).

Capítulo 5. CONCLUSIONES

El parque solar del proyecto se encuentra ubicado sobre 31 hectáreas de terreno del término municipal de Moraleja de Enmedio (Comunidad de Madrid), con una potencia pico instalada de 18.850 kWp. La energía generada, estimada anualmente en 40.566MWh por el software de simulación PVSyst se verterá a la red eléctrica a través de punto de conexión a 45 kV de la ST Moraleja operada por I-DE Iberdrola.

La instalación cuenta con un total de 32.500 módulos fotovoltaicos JA Solar JAM78S30-580/MR de 580Wp cada uno agrupados en 1.250 strings y 5 grupos inversores SunGrow SG400HV-MV-30 de 3437 kVA. La configuración de salida AC de estos grupos se puede variar entre los 20 y los 35kV, fijándose según criterio de diseño en 30kV. Puesto que el punto de conexión requiere de 45kV, a la salida del parque solar se encuentra un Centro de Transformación HITACHI de 16MVA y relación de transformación 30/45kV.

El cómputo total del proyecto se presupuesta en 7.385.646,70€, financiados en un 32% con capital propio y lo restante mediante préstamo bancario a 20 años. Valorando los flujos de caja al 10,6645%, tasa esperada de rendimiento acorde a las características de riesgo de inversiones en el sector eléctrico español, resulta un VAN de 3.885.930,55€, que al ser positivo permite la afirmación de viabilidad y rentabilidad financiera del proyecto. Por otro lado, el TIR, tasa de valoración de flujos de caja que resulta un VAN nulo, es del 17,2780%, esta será la máxima tasa de valoración permisible para que el proyecto sea viable.

Este proyecto no solo busca incrementar la capacidad de generación solar, sino que es una excelente oportunidad de inversión, tal y como evidencian los indicadores financieros, con un VAN positivo y un periodo de payback dentro del séptimo año de funcionamiento, lo que sirve como modelo a seguir para la transición hacia una matriz energética más sostenible y autónoma.

Capítulo 6. BIBLIOGRAFÍA

Banco de España. (2024). Obtenido de <https://www.tesoro.es/deuda-publica/subastas/resultado-ultimas-subastas/obligaciones-del-estado?nid=38073>

Carbonell, M. (2 de Febrero de 2023). *Hogarsense*. Obtenido de <https://www.hogarsense.es/energia-solar/historia-energia-solar>

Expansión. (2024). Obtenido de <https://datosmacro.expansion.com/prima-riesgo/espana>

Fundación Descubre. (2023). Obtenido de <https://descubrelaenergia.fundaciondescubre.es/sobre-la-energia/origen-y-evolucion/>

Fundeen. (s.f.). Obtenido de <https://www.fundeen.com/blog-energias-renovables/origen-de-las-energias-renovables>

Infront Analytics. (2024). Obtenido de <https://www.infrontanalytics.com/fe-EN/30285EE/Solaria-Energia-y-Medio-Ambiente-S-A-/beta>

Klyuev, R. V., Klyuev, R. V., Morgoeva, A. D., Gavrina, O. A., Martyushev, N. V., Efremenkov, E. A., & Mengxu, Q. (2022). *Methods of Forecasting Electric Energy Consumption*. *Energies* 2022.

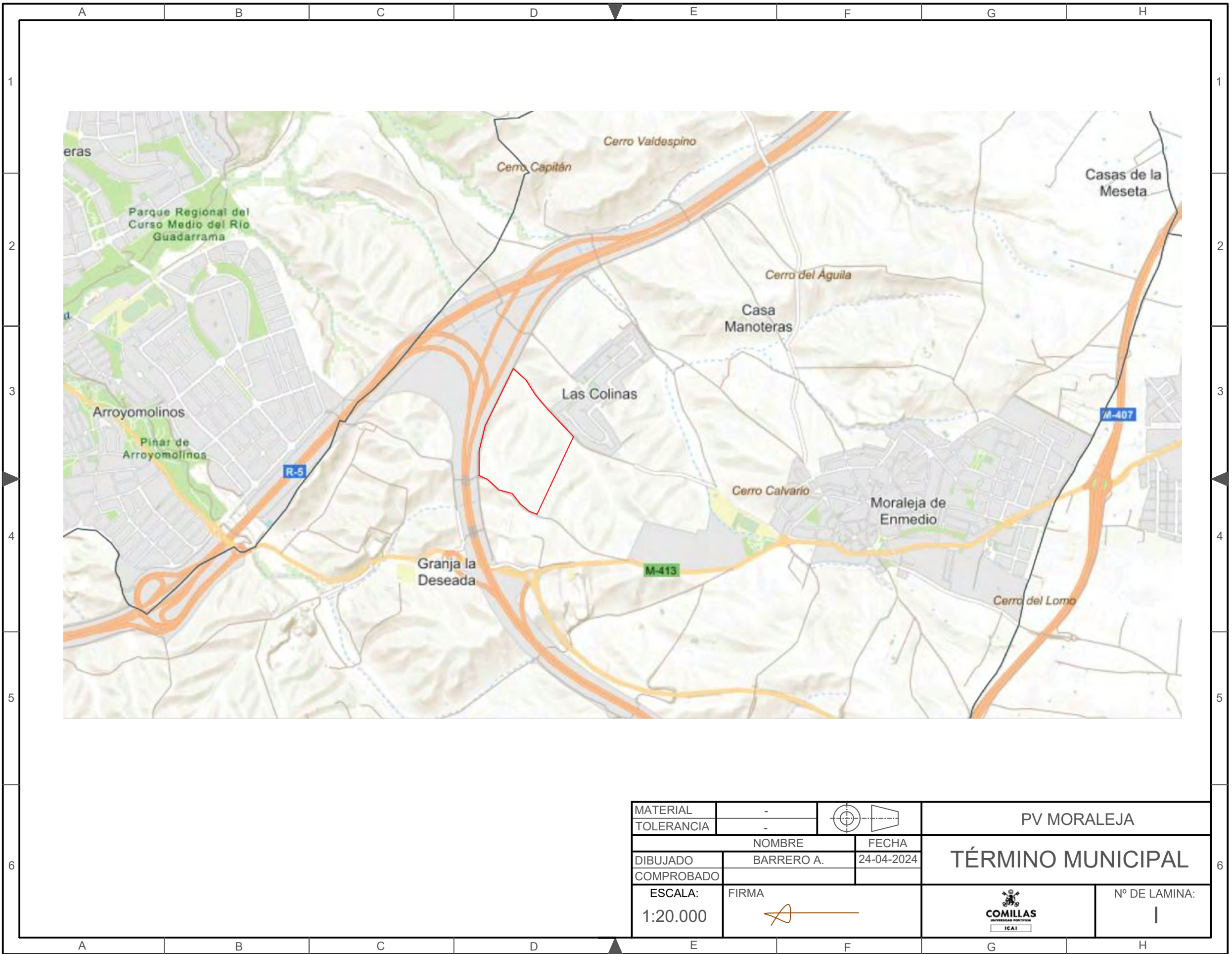
Red Eléctrica de España. (2023). Obtenido de <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion>

ANEXO I: SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

Forman parte de este Anexo los siguientes documentos:

1. Plano I: Vista ortográfica del término municipal de Moraleja de Enmedio (Comunidad de Madrid) con el emplazamiento del parque solar.
2. Plano II: Vista ortográfica de situación del parque solar.
3. Fichas catastrales de las fincas afectadas por el parque solar.





MATERIAL	-		PV MORALEJA	
TOLERANCIA	-		TÉRMINO MUNICIPAL	
NOMBRE		FECHA		
DIBUJADO	BARRERO A.	24-04-2024		
COMPROBADO				
ESCALA:	FIRMA			
1:20.000			Nº DE LAMINA:	
			I	



Sede Electrónica del Catastro

16/11/2023 01:06:02

Castellano  CONTACTENOS

Consulta y certificación de Bien Inmueble

CARTOGRAFÍA

CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA

EXPEDIENTES ABIERTOS

IMPRIMIR DATOS

VISOR 3D

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Referencia catastral: 28089400900029000008  

Localización: Polígono 9 Parcela 29
LA ROANA, MORALEJA DE ENMEDIO (MADRID)

Clase: Rustico

Uso principal: Agrario

PARCELA CATASTRAL



Localización: Polígono 9 Parcela 29
LA ROANA, MORALEJA DE ENMEDIO (MADRID)

Superficie gráfica: 149,569 m²

CULTIVO

Subparcela	Cultivo/Aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m ²
0	C- LABOR O LABRADIO SECANO	05	149,569



Sede Electrónica del Catastro

18/11/2023 01:06:29

Castellano  CONTACTENOS

Consulta y certificación de Bien Inmueble

CARTOGRAFÍA

CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA

IMPRIMIR DATOS

VISOR 3D

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Referencia catastral: 28089400900030000000W  

Localización: Polígono 9 Parcela 30
LA ROANA, MORALEJA DE ENMEDIO (MADRID)

Clase: Rustico

Uso principal: Agrario

PARCELA CATASTRAL



Localización: Polígono 9 Parcela 30
LA ROANA, MORALEJA DE ENMEDIO (MADRID)

Superficie gráfica: 29,927 m²

CULTIVO

Subparcela	Cultivo/Aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m ²
0	C- LABOR O LABRADIO SECANO	03	29,927

Sede Electrónica del Catastro 18/11/2023 01:06:47 Castellano CONTÁCTENOS

Consulta y certificación de Bien Inmueble

CARTOGRAFÍA

CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA

IMPRIMIR DATOS

VISOR 3D

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Referencia catastral: 28089A00900031000000A

Localización: Polígono 9 Parcela 31
LA ROANA, MORALEJA DE ENMEDIO (MADRID)

Clase: Rústico

Uso principal: Agrario

PARCELA CATASTRAL

Localización: Polígono 9 Parcela 31
LA ROANA, MORALEJA DE ENMEDIO (MADRID)

Superficie gráfica: 8.137 m²

CULTIVO

Subparcela	Cultivo/Aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m ²
0	C- LABOR O LABRADÍO SECAÑO	03	8.137

Sede Electrónica del Catastro 18/11/2023 01:07:09 Castellano CONTÁCTENOS

Consulta y certificación de Bien Inmueble

CARTOGRAFÍA

CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA

IMPRIMIR DATOS

VISOR 3D

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Referencia catastral: 28089A00900032000000B

Localización: Polígono 9 Parcela 32
LA ROANA, MORALEJA DE ENMEDIO (MADRID)

Clase: Rústico

Uso principal: Agrario

PARCELA CATASTRAL

Localización: Polígono 9 Parcela 32
LA ROANA, MORALEJA DE ENMEDIO (MADRID)

Superficie gráfica: 10.697 m²

CULTIVO

Subparcela	Cultivo/Aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m ²
0	C- LABOR O LABRADÍO SECAÑO	03	10.697

Sede Electrónica del Catastro 18/11/2023 01:07:26 Castellano CONTÁCTENOS

Consulta y certificación de Bien Inmueble

CARTOGRAFÍA
CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA
IMPRIMIR DATOS
VISOR 3D

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Referencia catastral: 28089A0090003300000V
Localización: Polígono 9 Parcela 33
LA ROANA, MORALEJA DE ENMEDIO (MADRID)
Clase: Rústico
Uso principal: Agrario

PARCELA CATASTRAL

Localización: Polígono 9 Parcela 33
LA ROANA, MORALEJA DE ENMEDIO (MADRID)
Superficie gráfica: 42.178 m²

CULTIVO

Subparcela	Cultivo/Aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m ²
0	C- LABOR O LABRADIO SECANO	05	42.178

Sede Electrónica del Catastro 18/11/2023 01:09:27 Castellano CONTÁCTENOS

Consulta y certificación de Bien Inmueble

CARTOGRAFÍA
CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA
IMPRIMIR DATOS
VISOR 3D

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Referencia catastral: 28089A009000199000000T
Localización: Polígono 9 Parcela 199
LA ROANA, MORALEJA DE ENMEDIO (MADRID)
Clase: Rústico
Uso principal: Agrario

PARCELA CATASTRAL

Localización: Polígono 9 Parcela 199
LA ROANA, MORALEJA DE ENMEDIO (MADRID)
Superficie gráfica: 32.822 m²

CULTIVO

Subparcela	Cultivo/Aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m ²
0	C- LABOR O LABRADIO SECANO	05	32.822

Sede Electrónica del Catastro 18/11/2023 01:06:01 Castellano CONTACTENOS

Consulta y certificación de Bien Inmueble

CARTOGRAFÍA

CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA

IMPRIMIR DATOS

VISOR 3D

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Referencia catastral: 28089A0090022800000L

Localización: Polígono 9 Parcela 228
ROANA, MORALEJA DE ENMEDIO (MADRID)

Clase: Rústico

Uso principal: Agrario

PARCELA CATASTRAL



Localización: Polígono 9 Parcela 228
ROANA, MORALEJA DE ENMEDIO (MADRID)

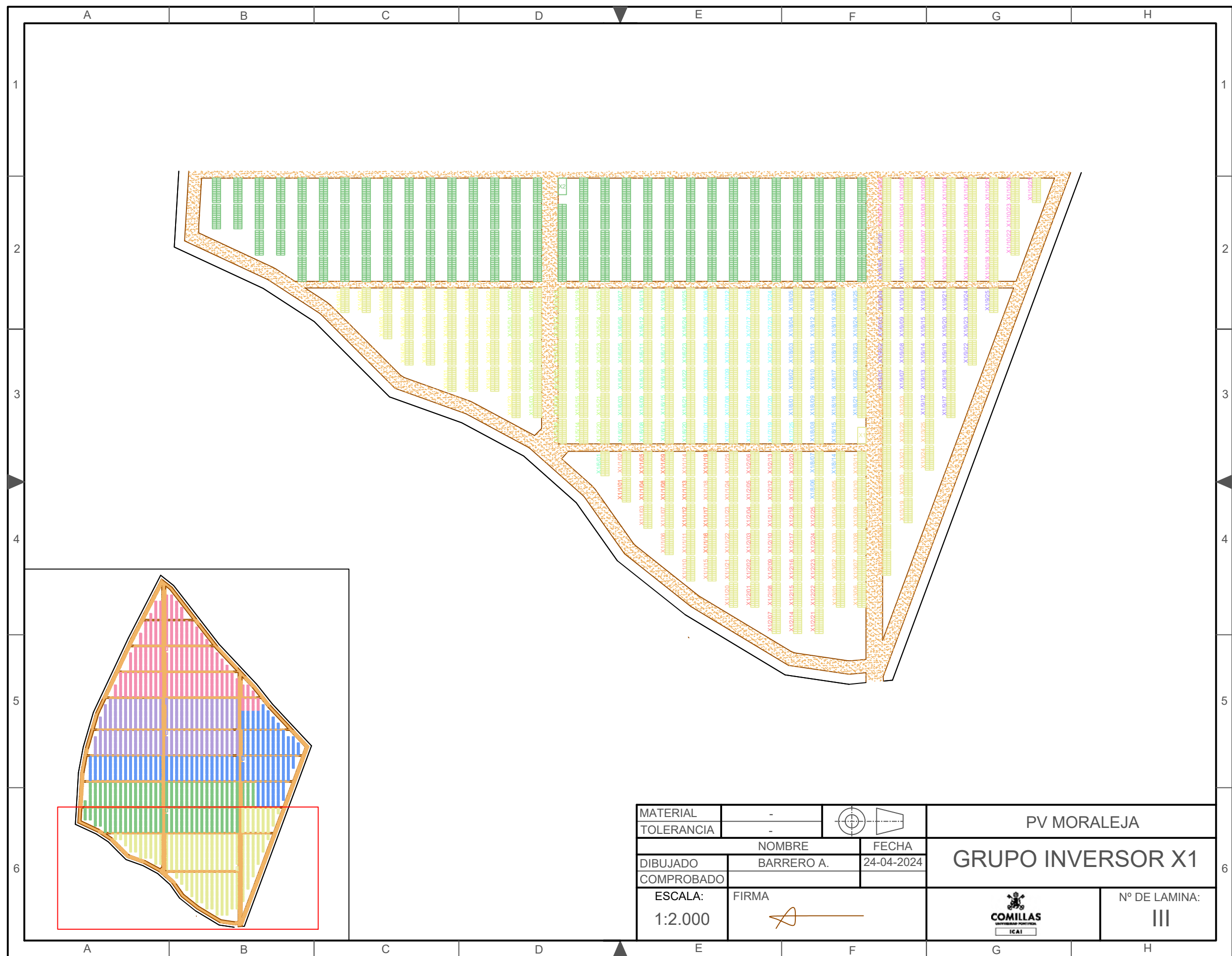
Superficie gráfica: 43.670 m²

CULTIVO

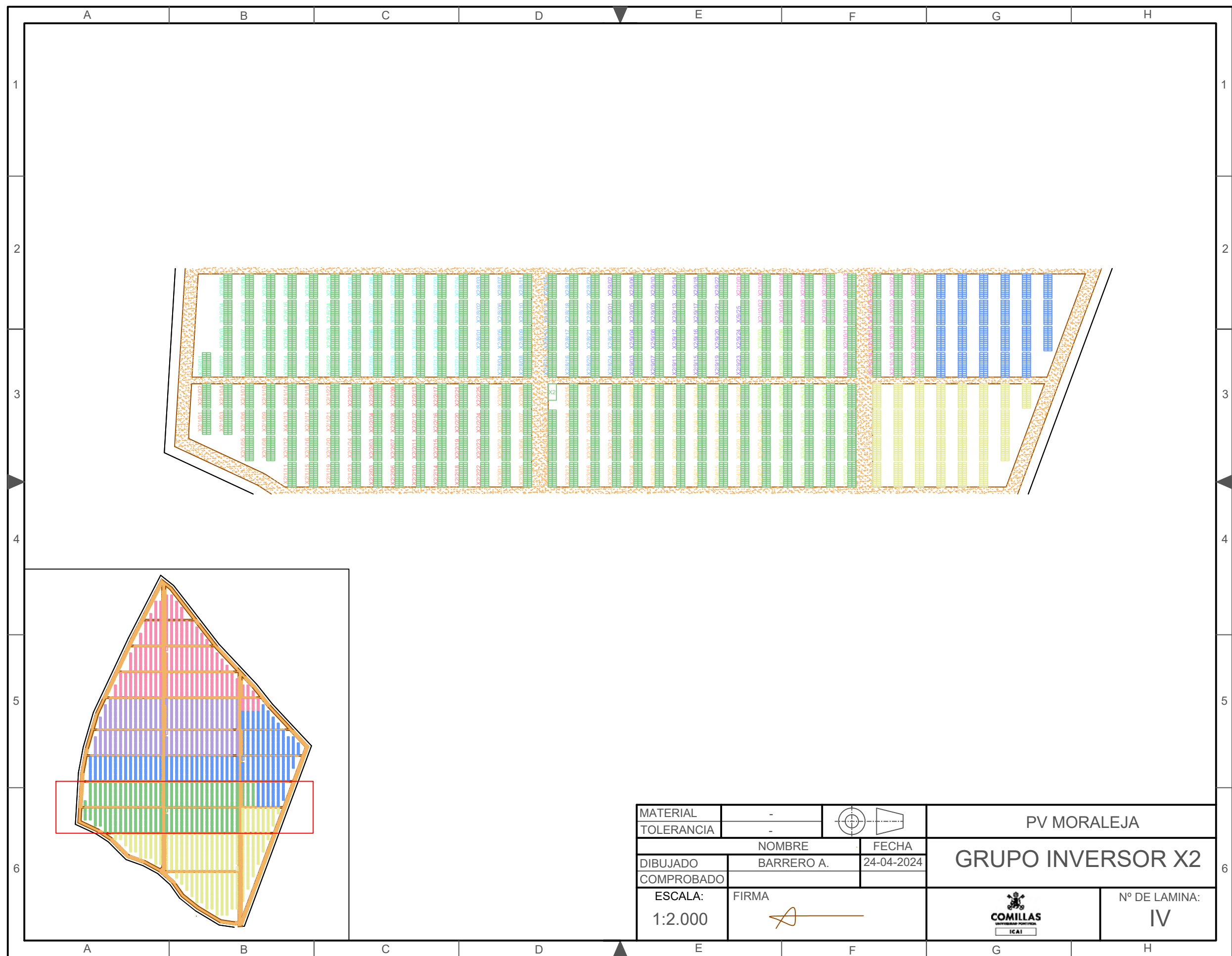
Subparcela	Cultivo/Aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m ²
0	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	05	43.670

ANEXO II: PLANOS

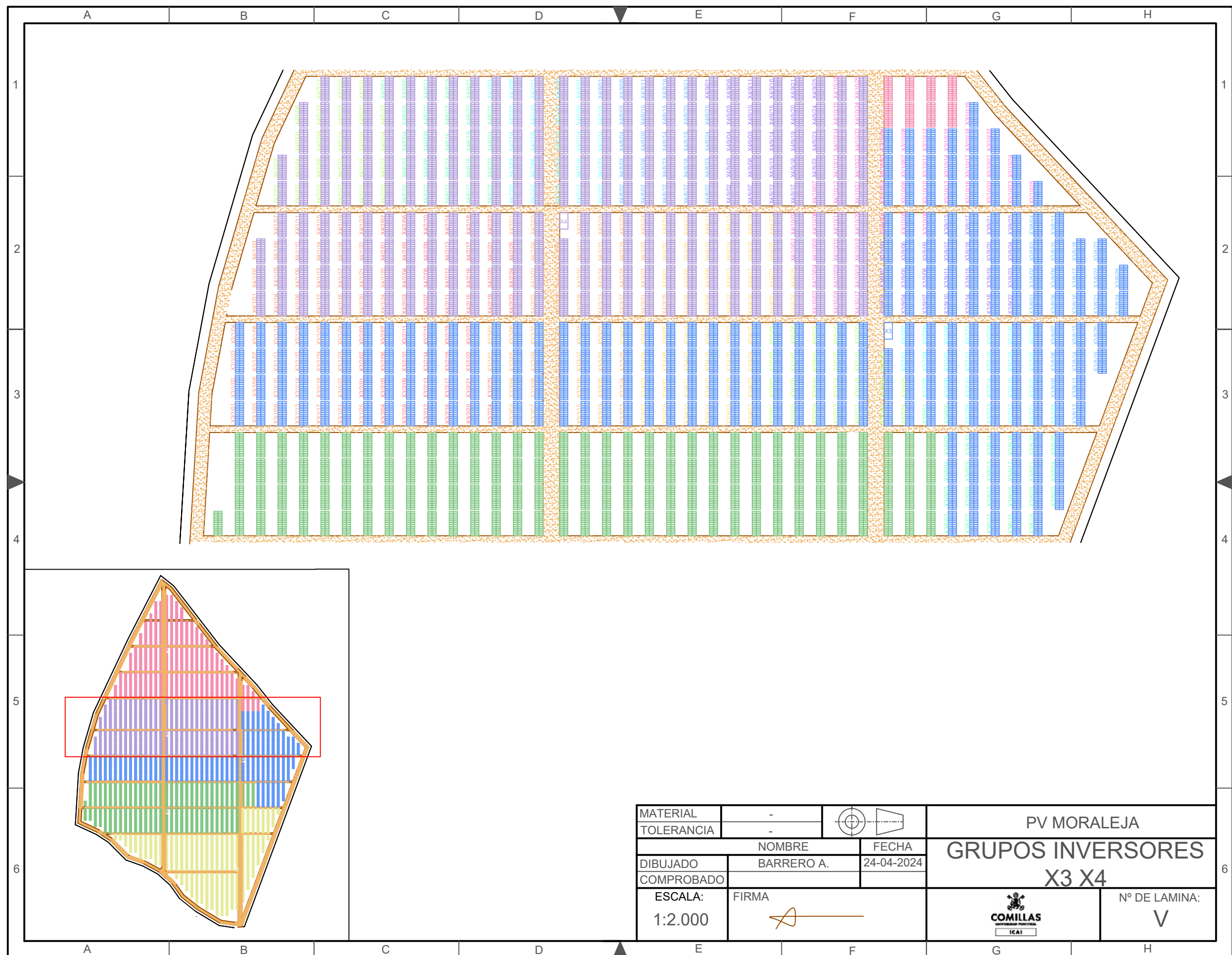
1. Plano III: Plano general grupo inversor X1.
2. Plano IV: Plano general grupo inversor X2
3. Plano V: Plano general grupo inversor X3 y X4.
4. Plano VI: Plano general grupo inversor X5.
5. Plano VII: Localización de seguidores solares asociados al grupo inversor X1.
6. Plano VIII: Localización de seguidores solares asociados al grupo inversor X2.
7. Plano IX: Localización de seguidores solares asociados al grupo inversor X3 y X4.
8. Plano X: Localización de seguidores solares asociados al grupo inversor X5.
9. Plano XI: Localización de strings boxes asociadas al grupo inversor X1.
10. Plano XII: Localización de strings boxes asociadas al grupo inversor X2.
11. Plano XIII: Localización de strings boxes asociadas al grupo inversor X3 y X4.
12. Plano XIV: Localización de strings boxes asociadas al grupo inversor X5.
13. Plano XV: Cableado de Baja Tensión en CC asociado al grupo inversor X1.
14. Plano XVI: Cableado de Baja Tensión en CC asociado al grupo inversor X2.
15. Plano XVII: Cableado de Baja Tensión en CC asociado al grupo inversor X3 y X4.
16. Plano XVIII: Cableado de Baja Tensión en CC asociado al grupo inversor X5.
17. Plano XIX: Puesta a tierra asociada al grupo inversor X1.
18. Plano XX: Puesta a tierra asociada al grupo inversor X2.
19. Plano XXI: Puesta a tierra asociada al grupo inversor X3 y X4.
20. Plano XXII: Puesta a tierra asociada al grupo inversor X5.
21. Plano XXIII: Viales interiores al parque solar.
22. Plano XXIV: Edificaciones.

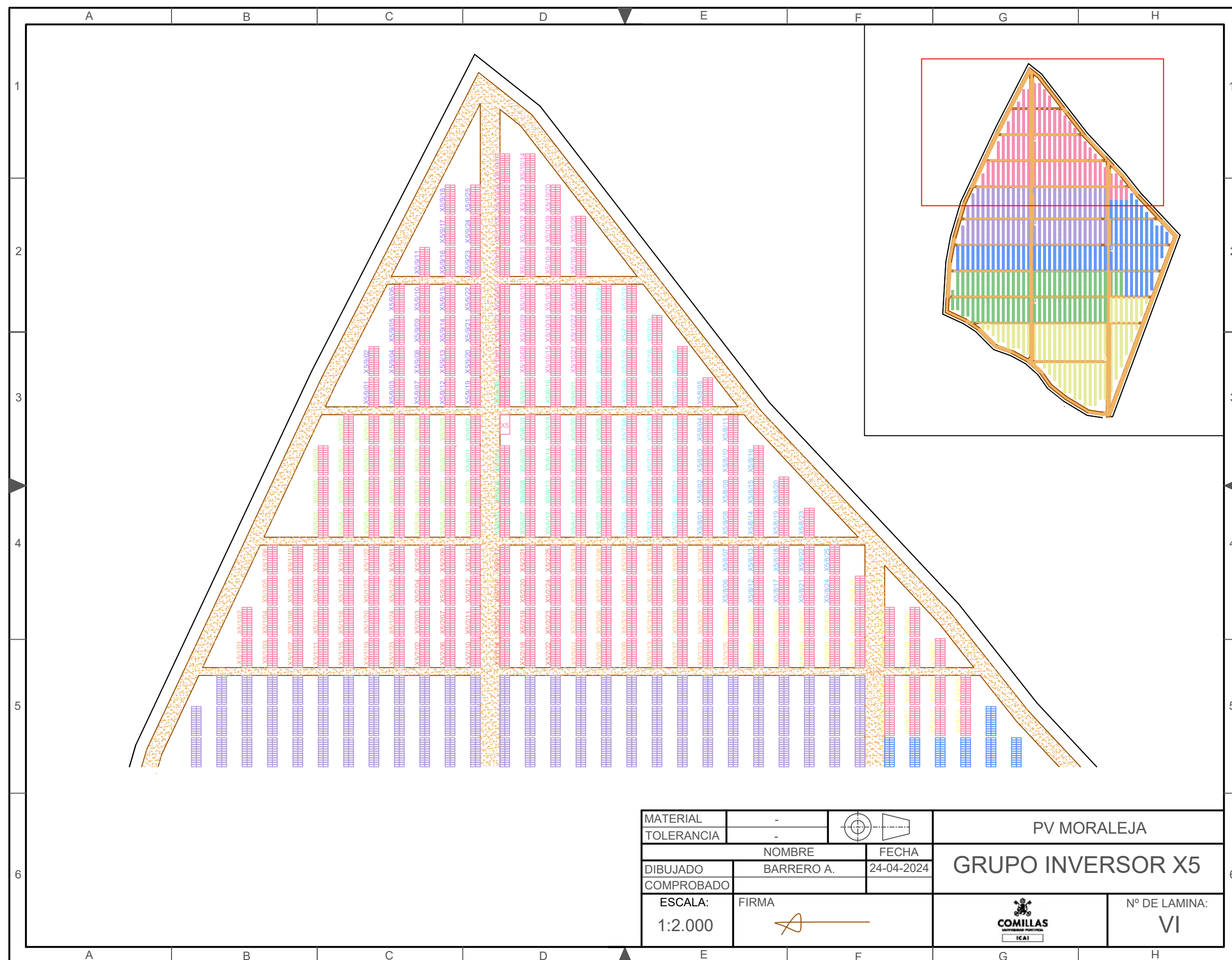


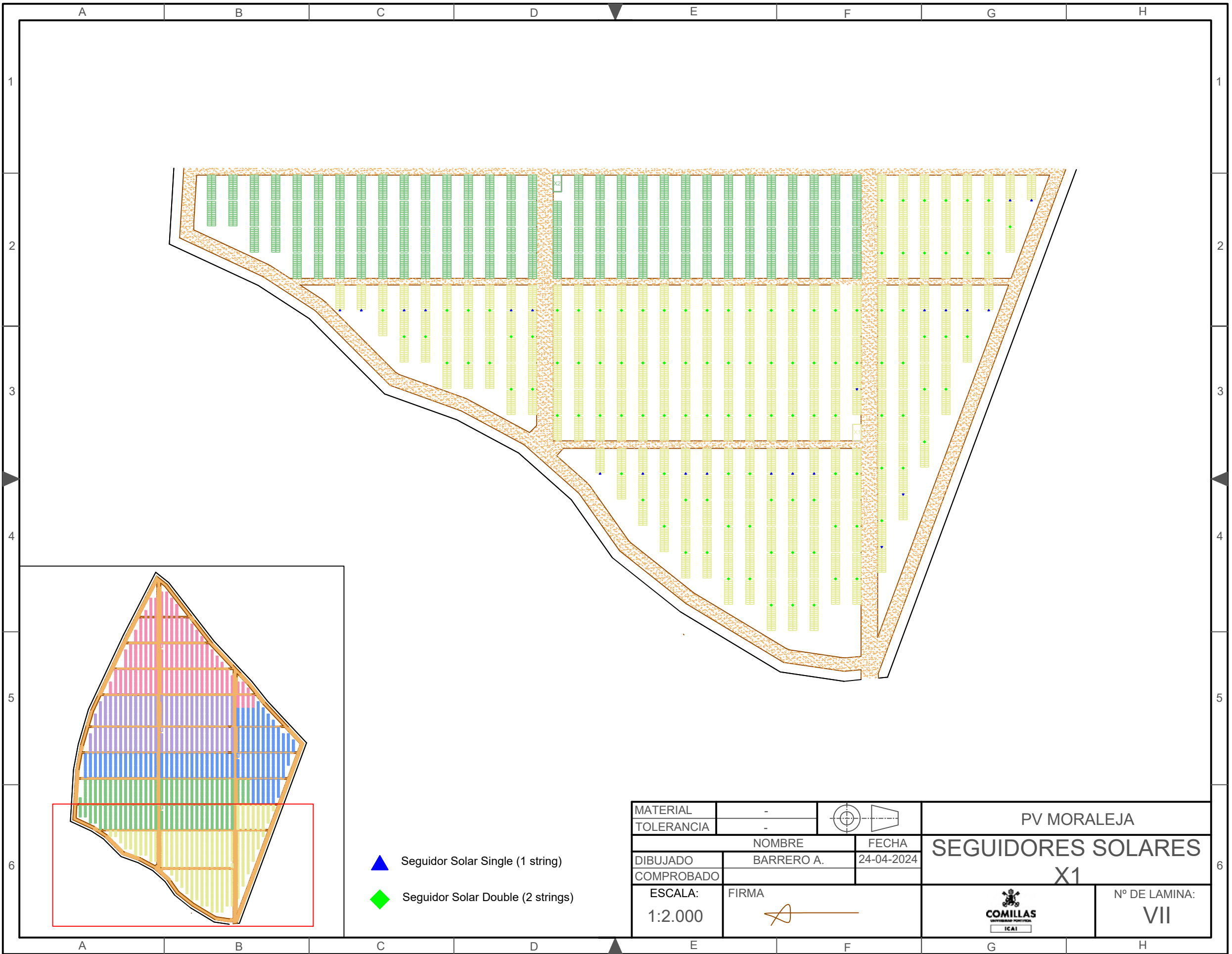
MATERIAL	-		PV MORALEJA	
TOLERANCIA	-		GRUPO INVERSOR X1	
DIBUJADO	NOMBRE BARRERO A.	FECHA 24-04-2024		
COMPROBADO				
ESCALA: 1:2.000	FIRMA 			Nº DE LAMINA: III



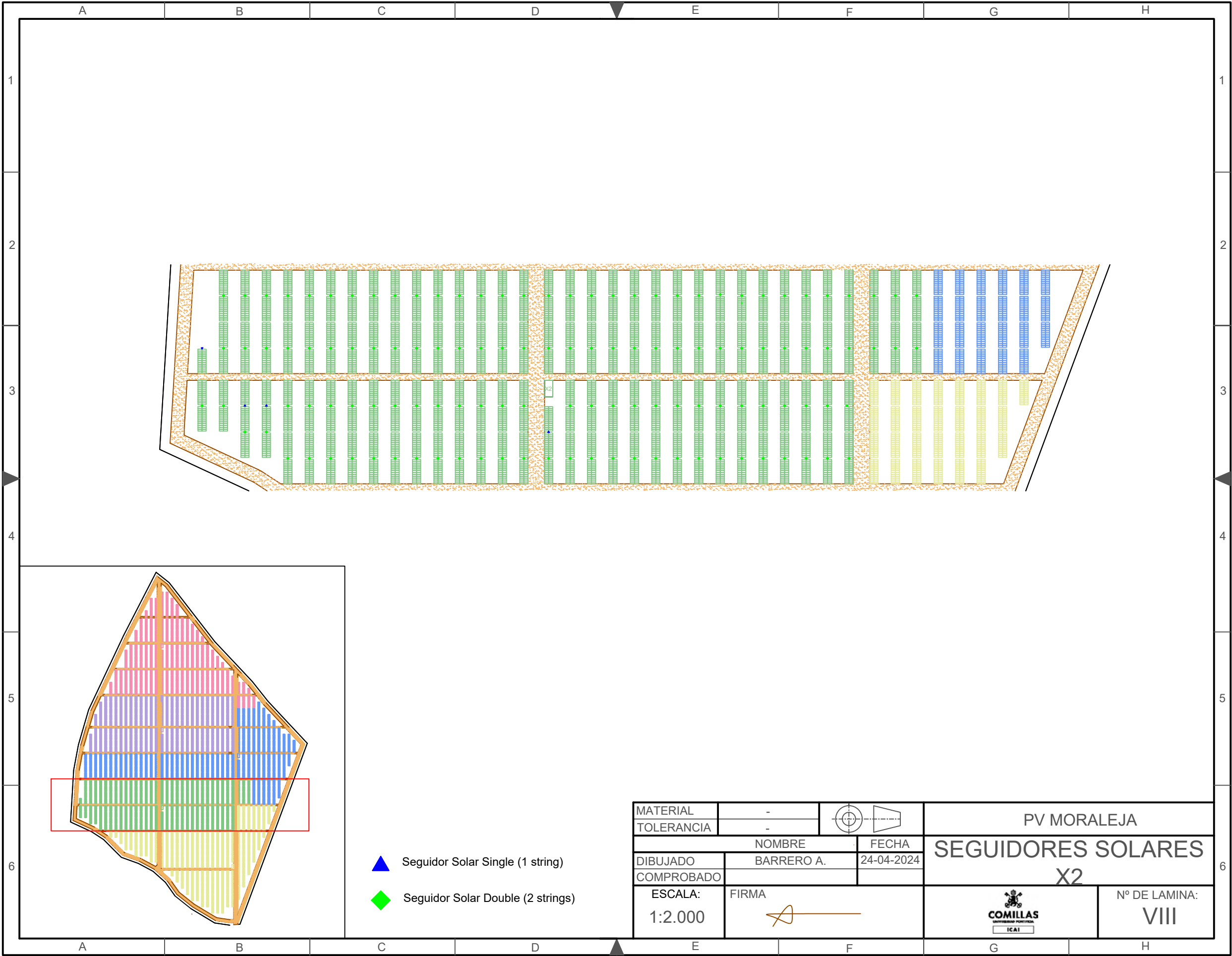
MATERIAL	-		PV MORALEJA	
TOLERANCIA	-		GRUPO INVERSOR X2	
NOMBRE		FECHA		
DIBUJADO	BARRERO A.	24-04-2024		
COMPROBADO				
ESCALA:	FIRMA			Nº DE LAMINA: IV
1:2.000				





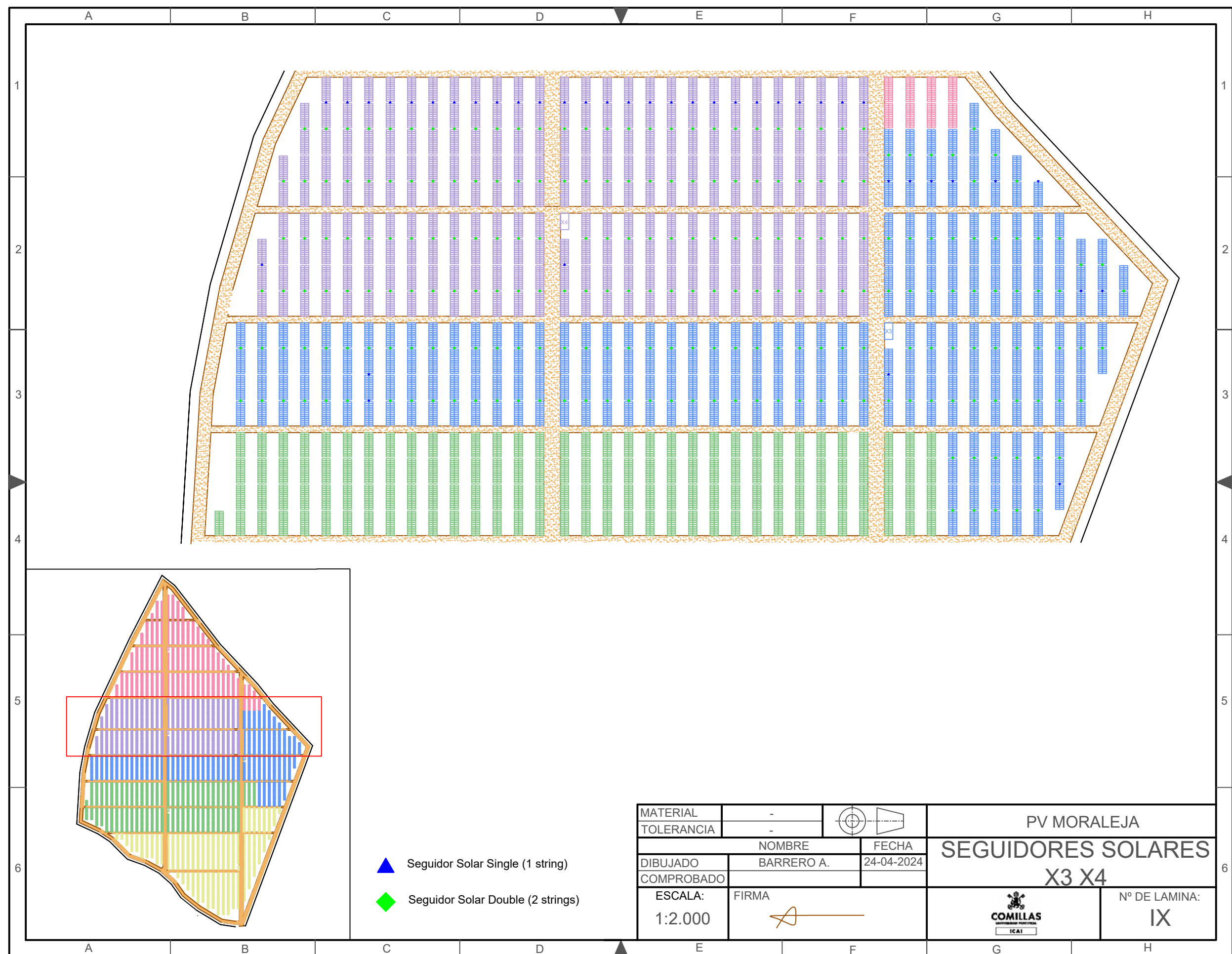


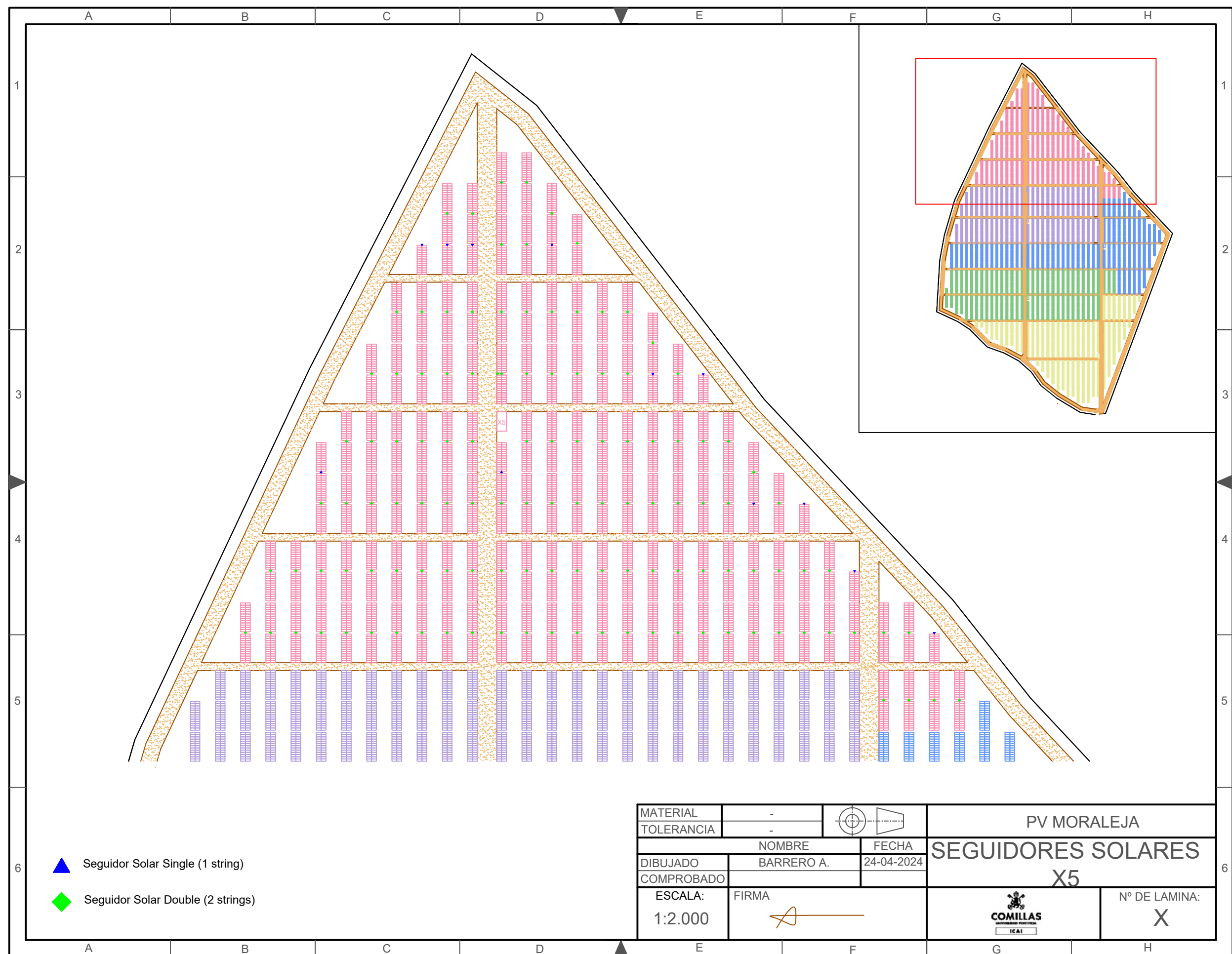
MATERIAL	-		PV MORALEJA	
TOLERANCIA	-		SEGUIDORES SOLARES	
NOMBRE		FECHA	X1	
DIBUJADO	BARRERO A.	24-04-2024		
COMPROBADO				
ESCALA: 1:2.000	FIRMA 			Nº DE LAMINA: VII



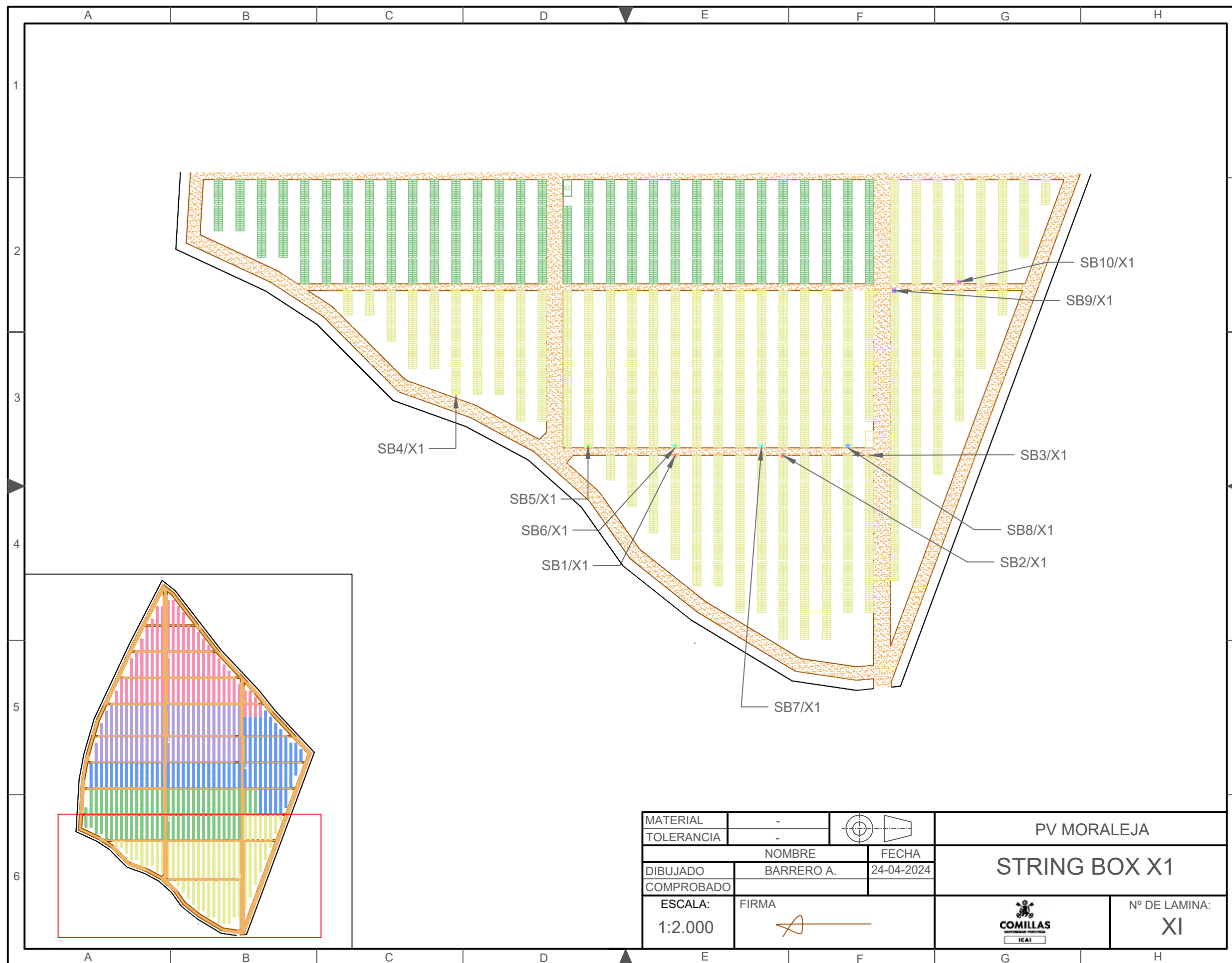
- ▲ Seguidor Solar Single (1 string)
- ◆ Seguidor Solar Double (2 strings)

MATERIAL	-		PV MORALEJA	
TOLERANCIA	-		SEGUIDORES SOLARES	
NOMBRE		FECHA	X2	
DIBUJADO	BARRERO A.	24-04-2024		
COMPROBADO				
ESCALA:	FIRMA			Nº DE LAMINA:
1:2.000				VIII

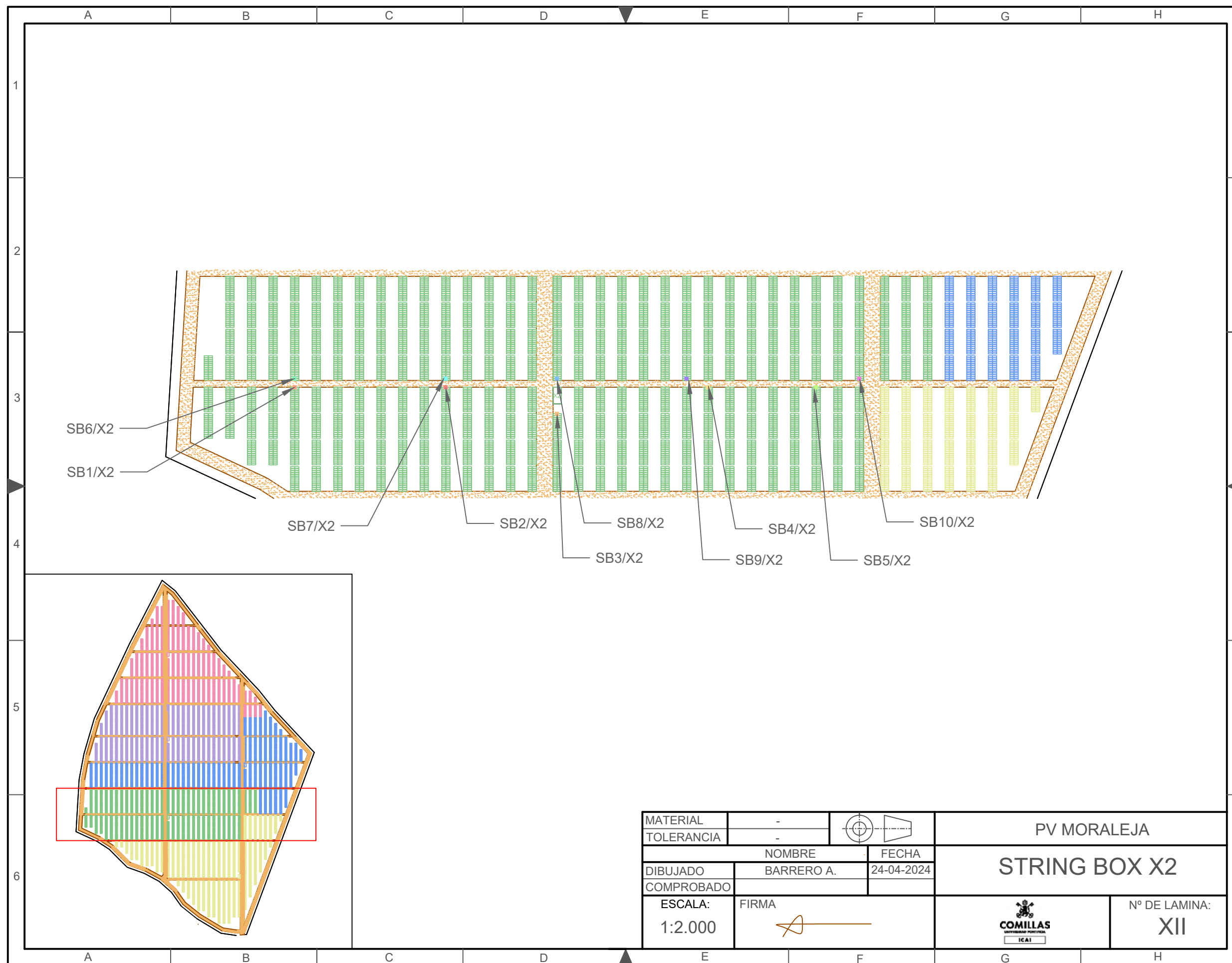




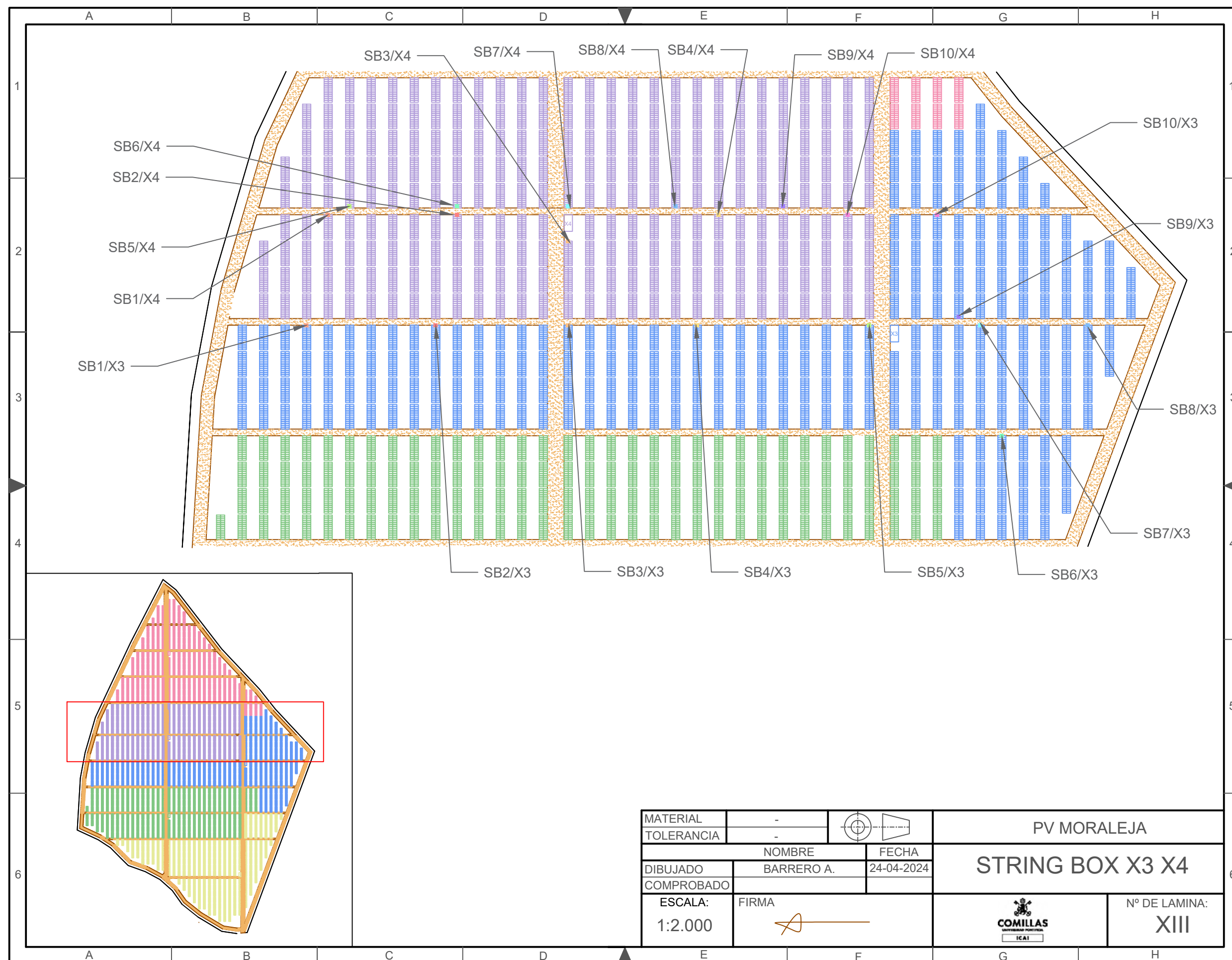
MATERIAL	-		PV MORALEJA	
TOLERANCIA	-		SEGUIDORES SOLARES X5	
DIBUJADO	NOMBRE BARRERO A.	FECHA 24-04-2024	 Nº DE LAMINA: X	
COMPROBADO				
ESCALA: 1:2.000	FIRMA 			

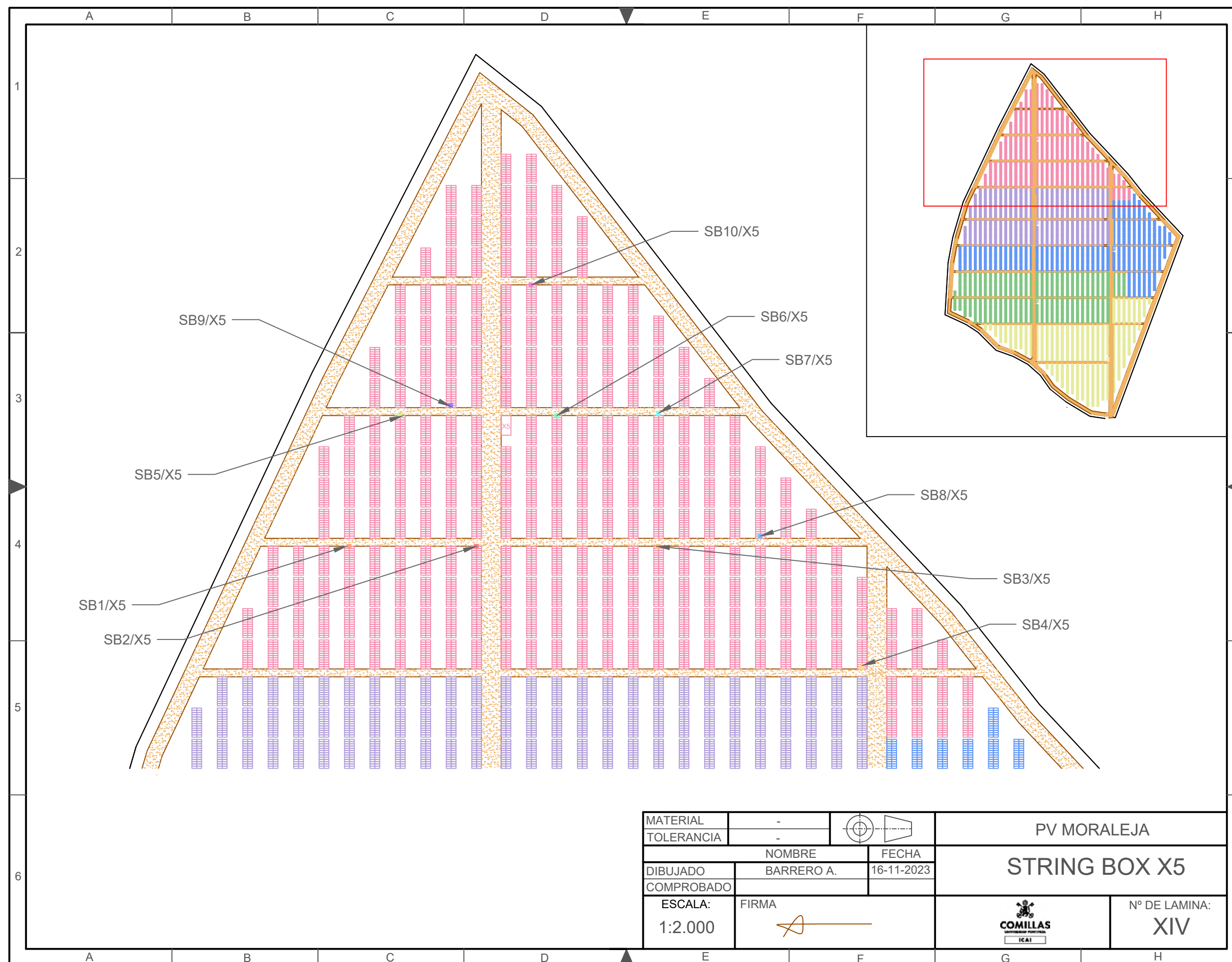


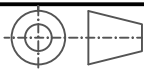
MATERIAL	-		PV MORALEJA	
TOLERANCIA	-		STRING BOX X1	
DIBUJADO	NOMBRE BARRERO A.	FECHA 24-04-2024	 Nº DE LAMINA: XI	
COMPROBADO				
ESCALA: 1:2.000	FIRMA 			

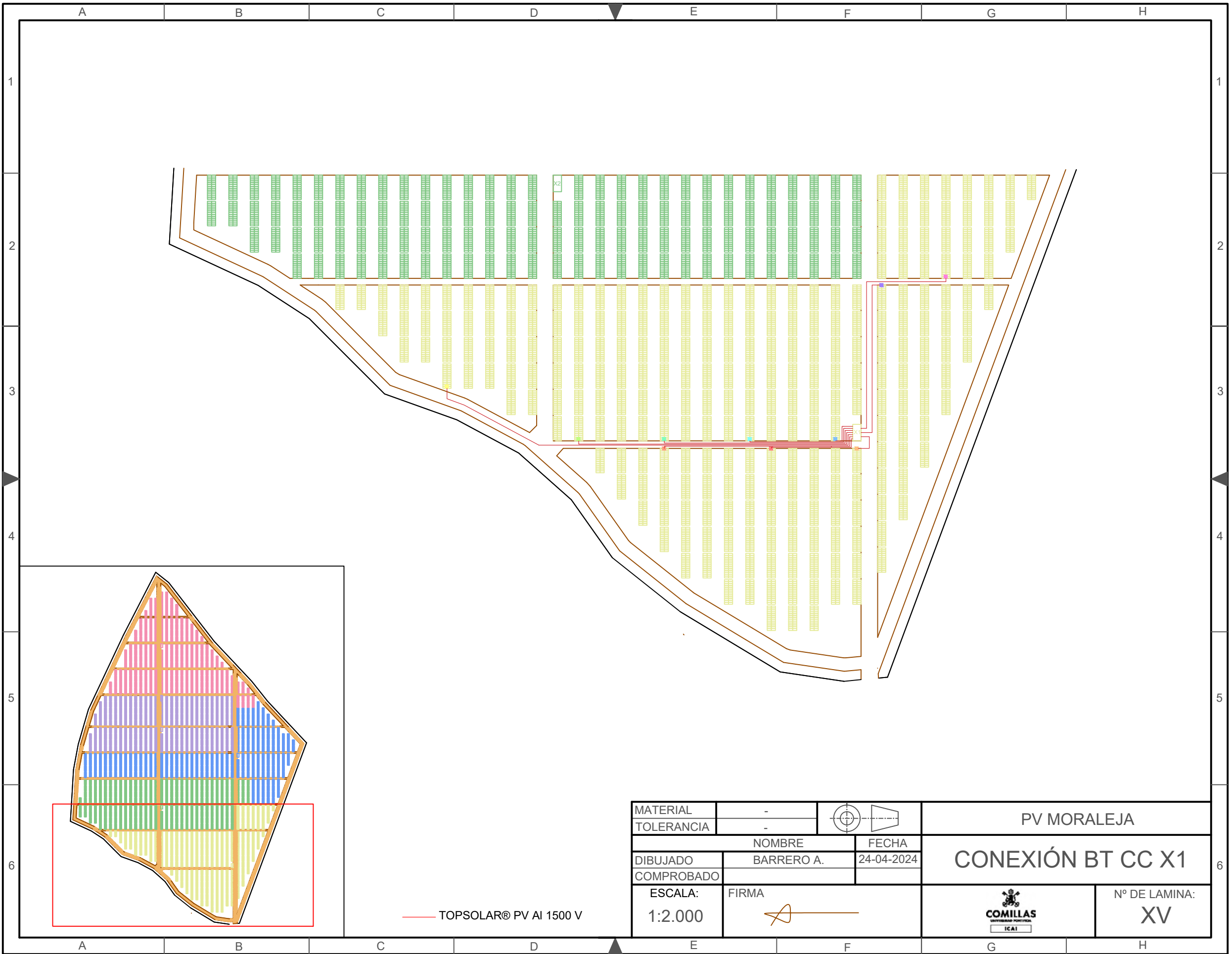


MATERIAL	-		PV MORALEJA	
TOLERANCIA	-		STRING BOX X2	
NOMBRE		FECHA	STRING BOX X2	
DIBUJADO	BARRERO A.	24-04-2024		
COMPROBADO				
ESCALA: 1:2.000	FIRMA 			Nº DE LAMINA: XII

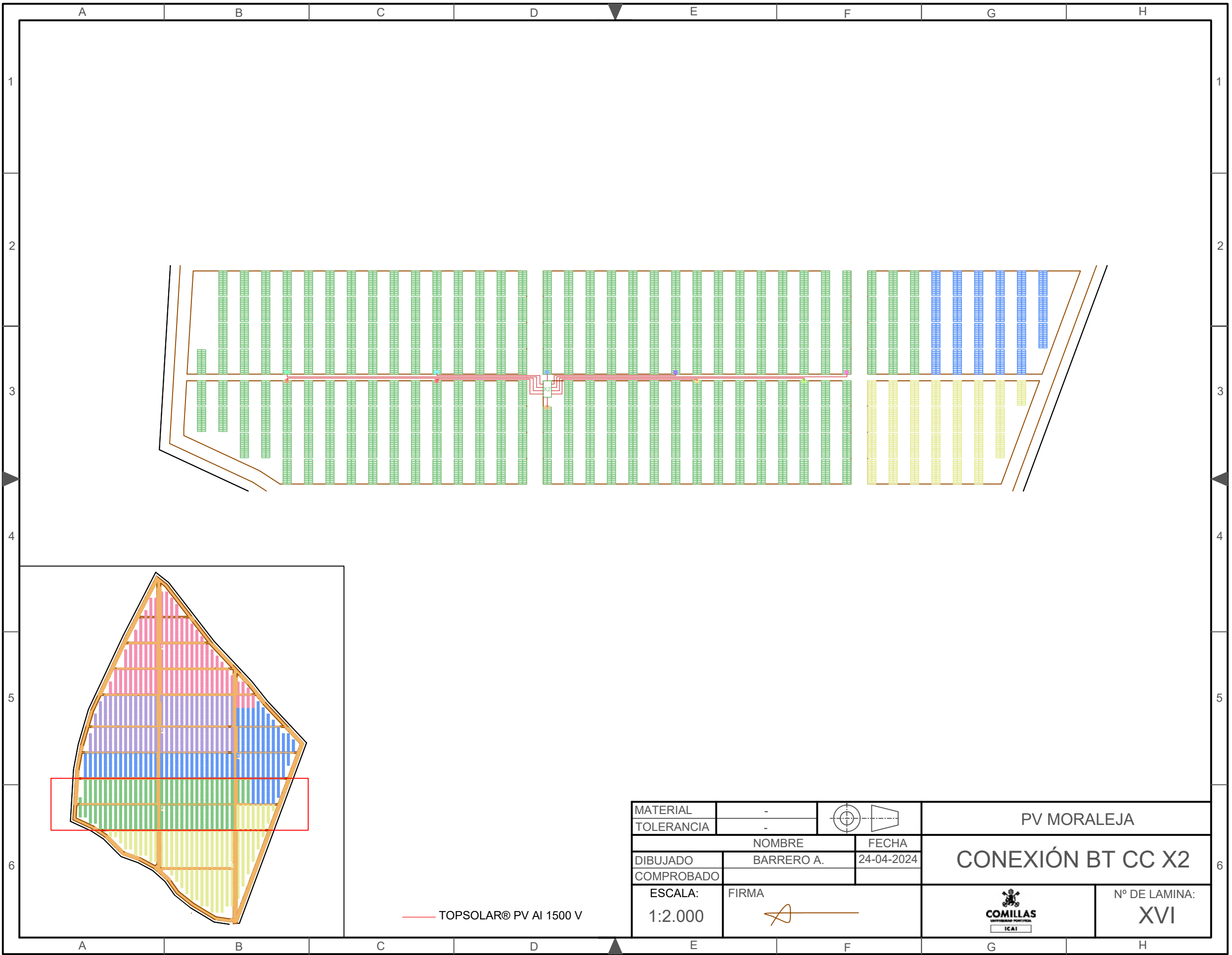




MATERIAL	-		PV MORALEJA	
TOLERANCIA	-		STRING BOX X5	
DIBUJADO	NOMBRE BARRERO A.	FECHA 16-11-2023		
COMPROBADO				
ESCALA: 1:2.000	FIRMA 			Nº DE LAMINA: XIV

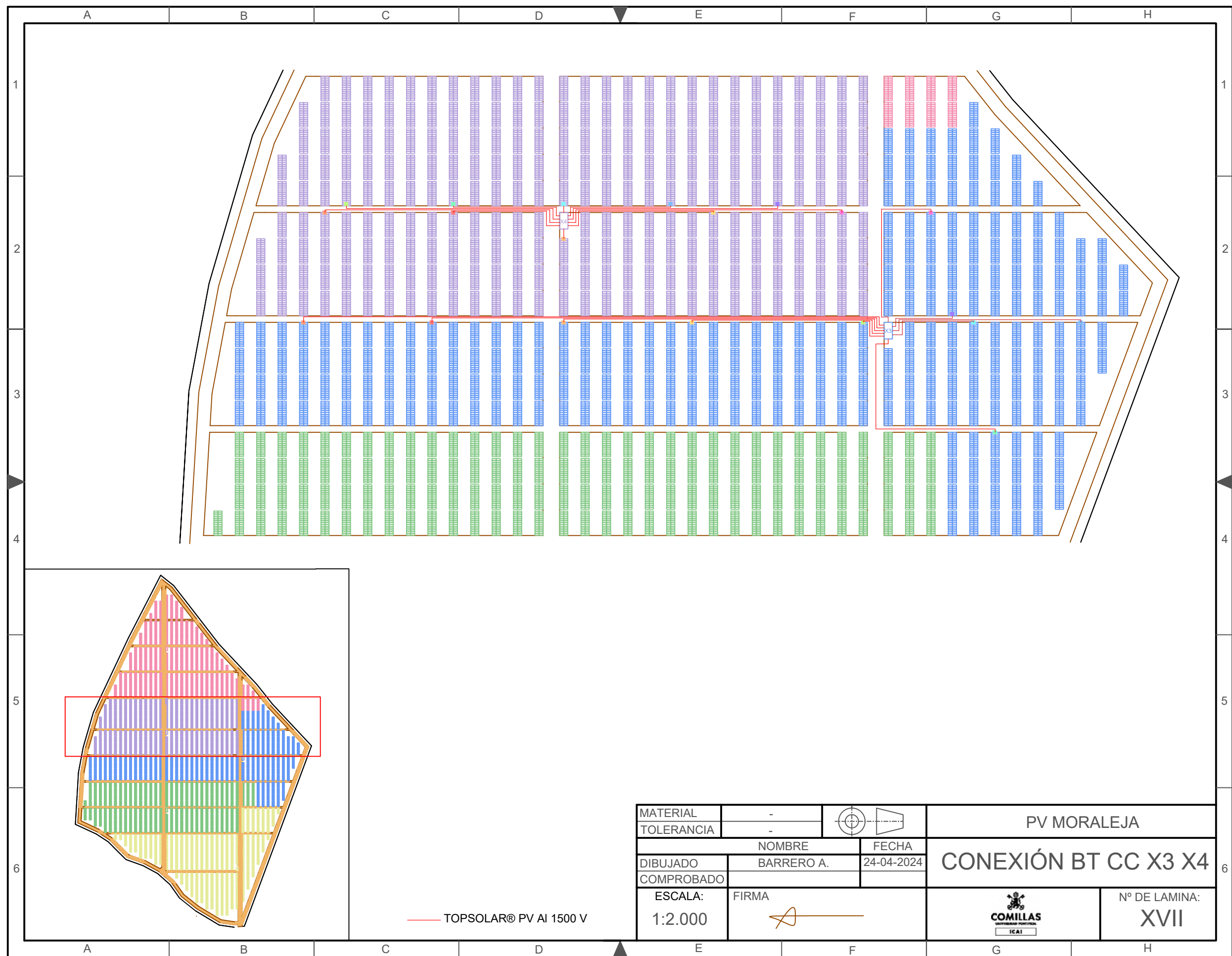


MATERIAL	-		PV MORALEJA	
TOLERANCIA	-		CONEXIÓN BT CC X1	
NOMBRE		FECHA	CONEXIÓN BT CC X1	
DIBUJADO	BARRERO A.	24-04-2024		
COMPROBADO				
ESCALA:	FIRMA			Nº DE LAMINA:
1:2.000				XV

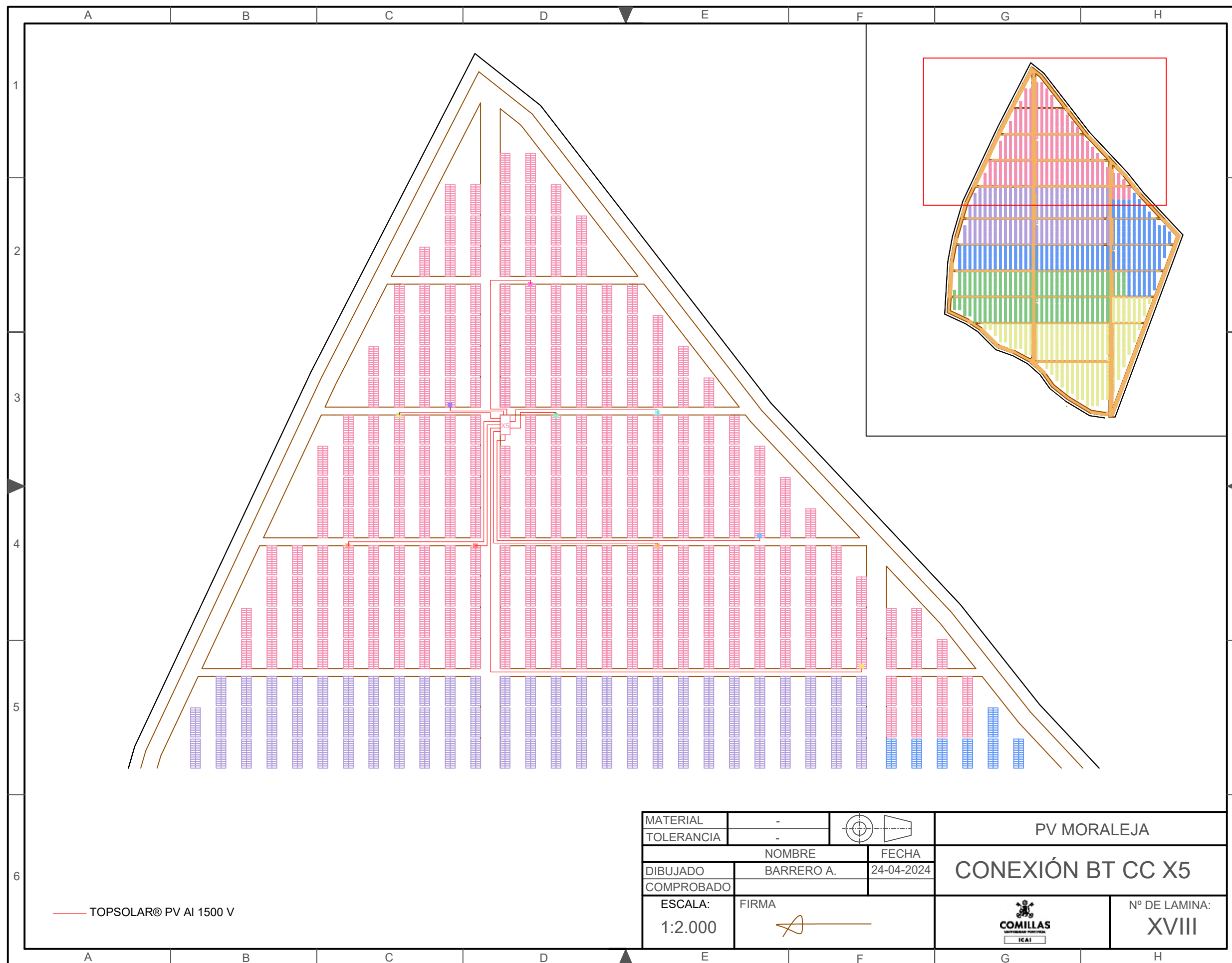


MATERIAL	-		PV MORALEJA	
TOLERANCIA	-			
NOMBRE		FECHA	CONEXIÓN BT CC X2	
DIBUJADO	BARRERO A.	24-04-2024		
COMPROBADO				
ESCALA: 1:2.000	FIRMA 			Nº DE LAMINA: XVI

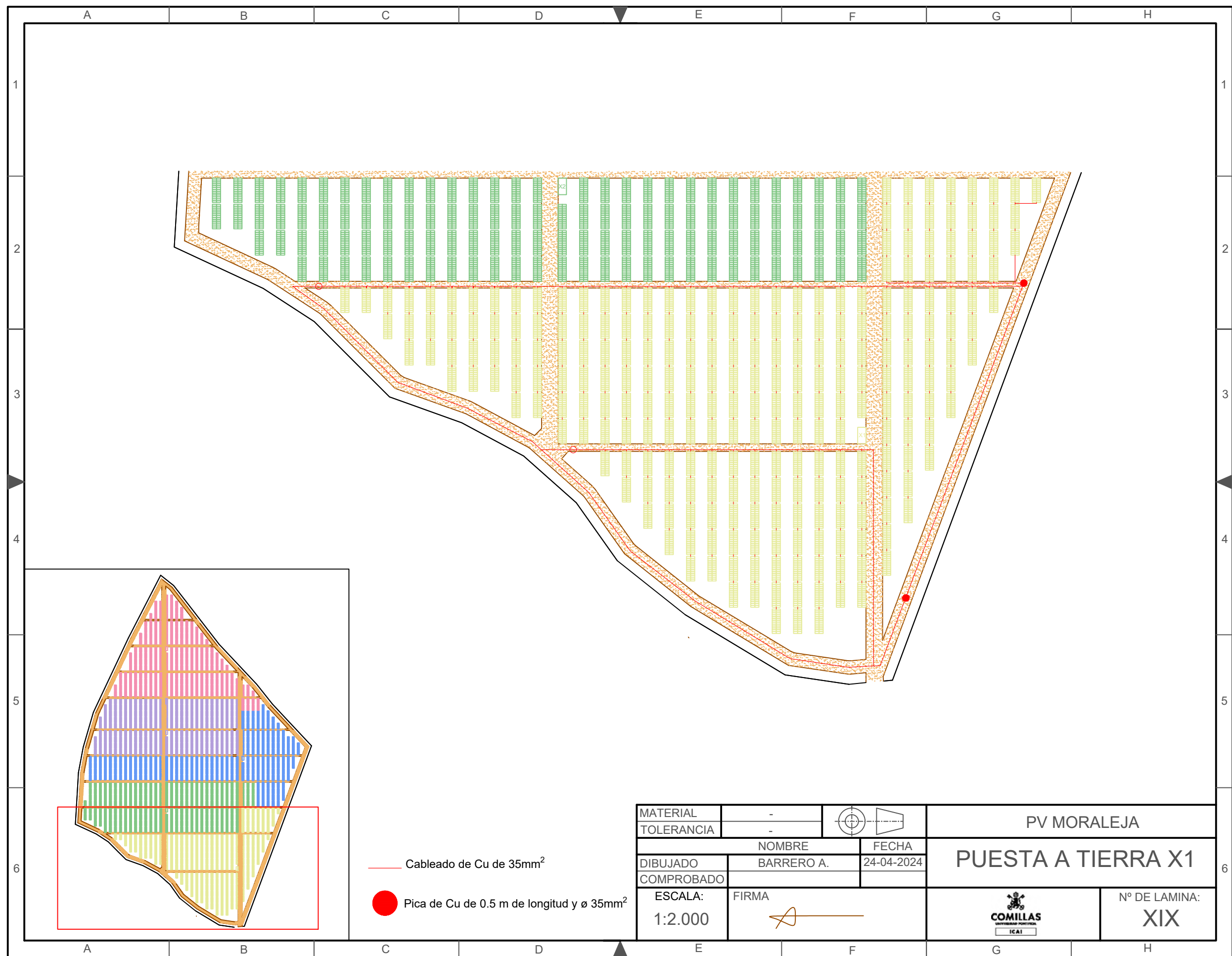




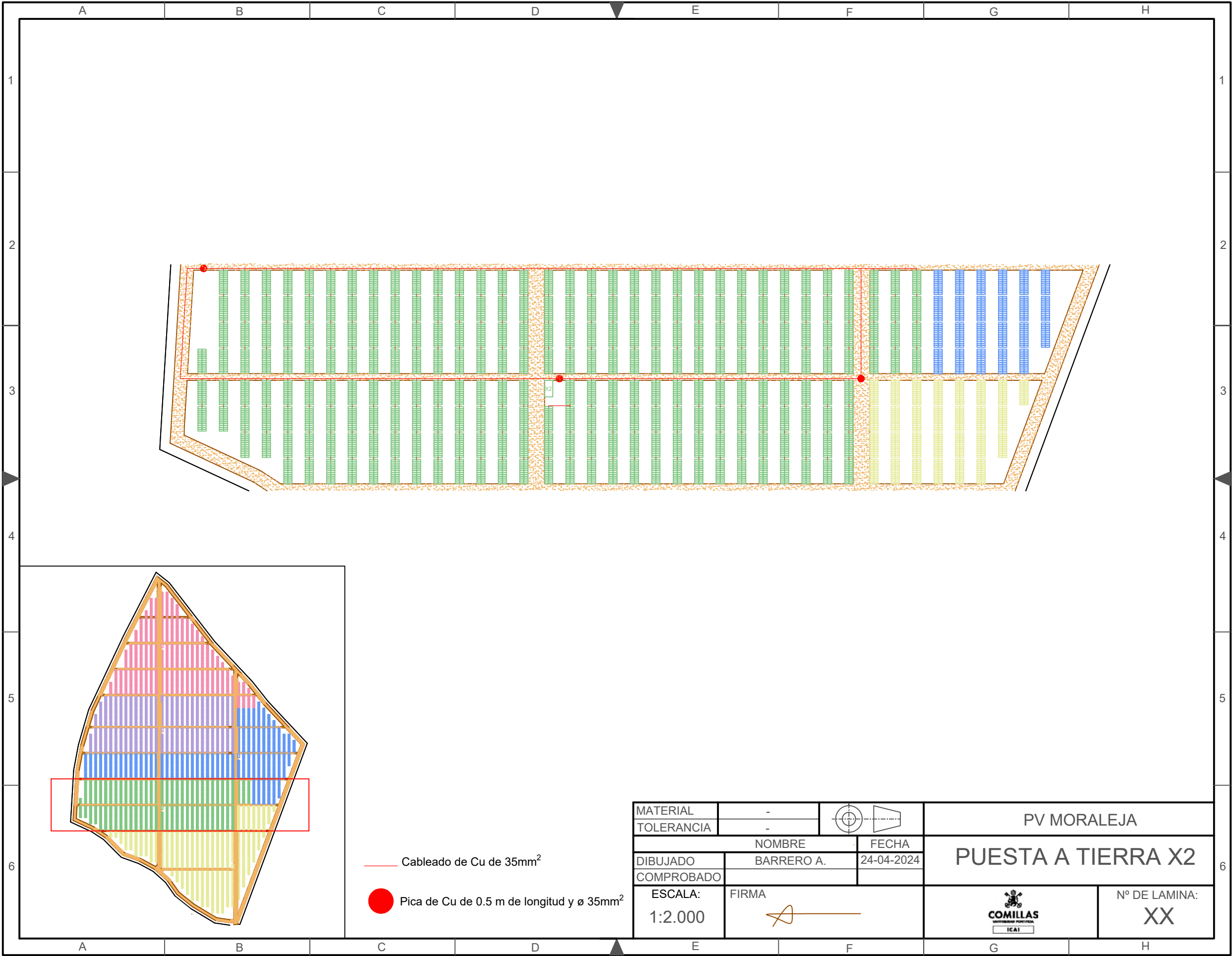
MATERIAL	-		PV MORALEJA	
TOLERANCIA	-			
NOMBRE		FECHA	CONEXIÓN BT CC X3 X4	
DIBUJADO	BARRERO A.	24-04-2024		
COMPROBADO				
ESCALA: 1:2.000	FIRMA 			Nº DE LAMINA: XVII

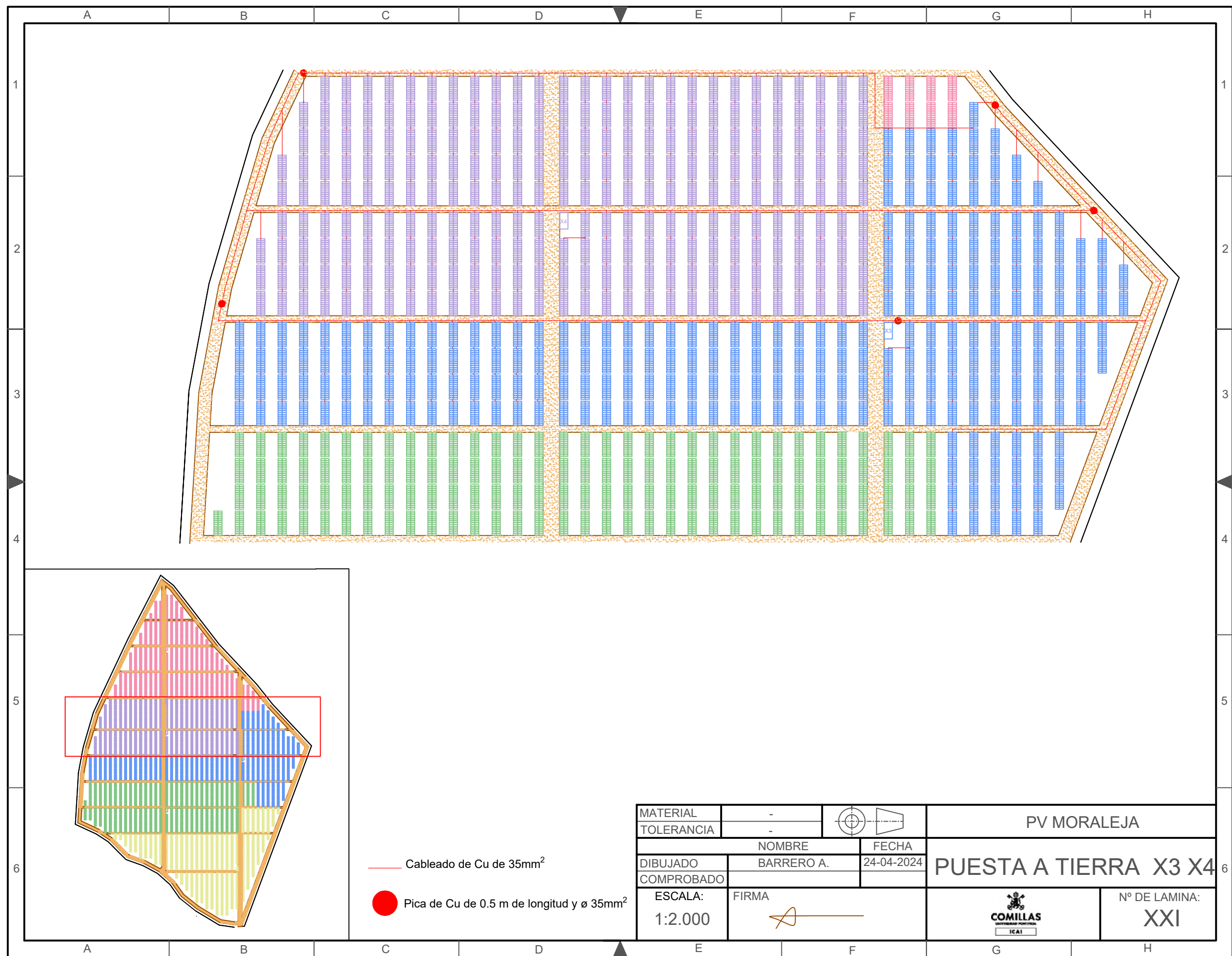


MATERIAL	-		PV MORALEJA	
TOLERANCIA	-			
NOMBRE		FECHA	CONEXIÓN BT CC X5	
DIBUJADO	BARRERO A.	24-04-2024		
COMPROBADO				
ESCALA:	FIRMA			Nº DE LAMINA: XVIII
1:2.000				



MATERIAL	-		PV MORALEJA	
TOLERANCIA	-			
NOMBRE		FECHA	PUESTA A TIERRA X1	
DIBUJADO	BARRERO A.	24-04-2024		
COMPROBADO				
ESCALA: 1:2.000	FIRMA 			
			Nº DE LAMINA: XIX	

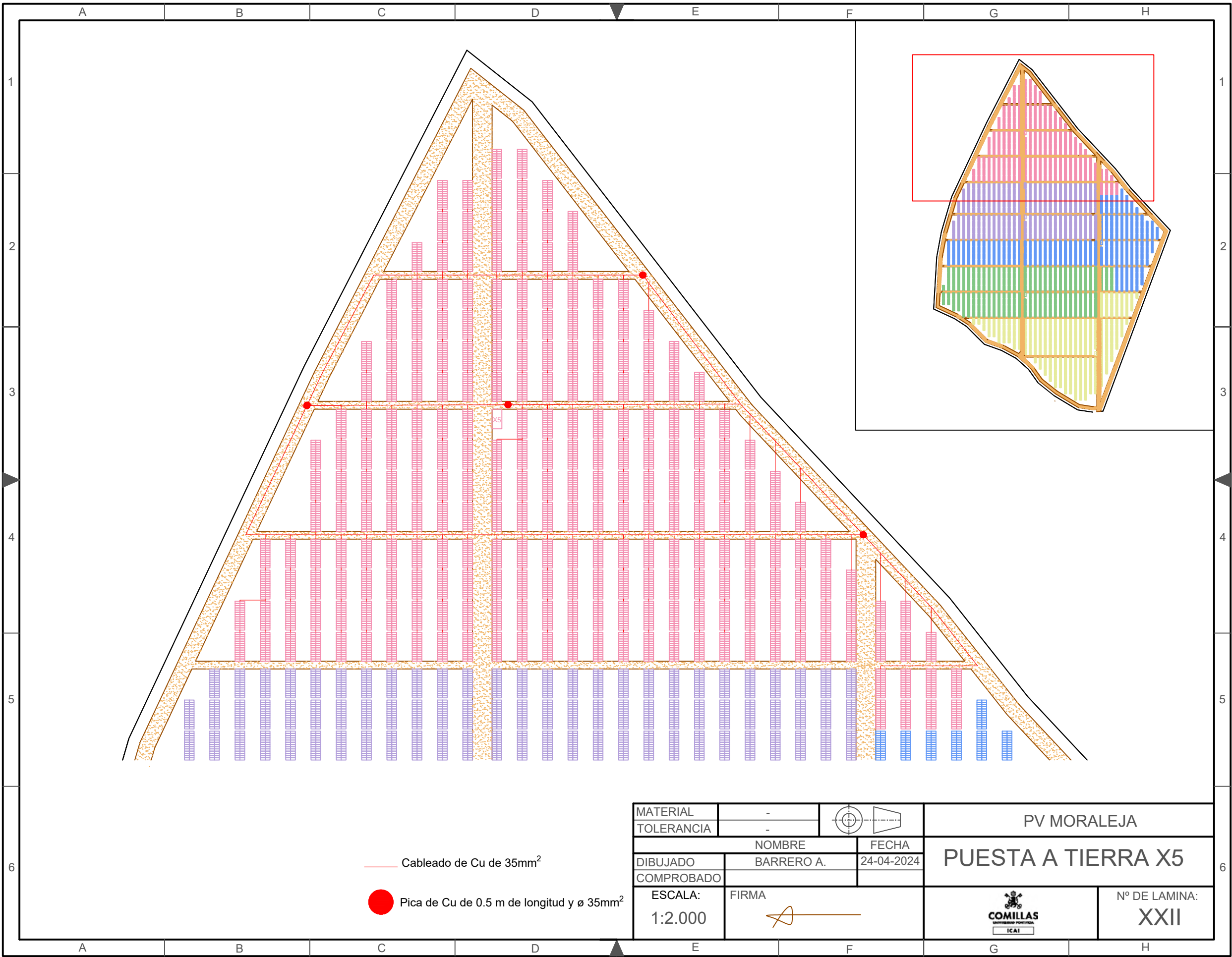


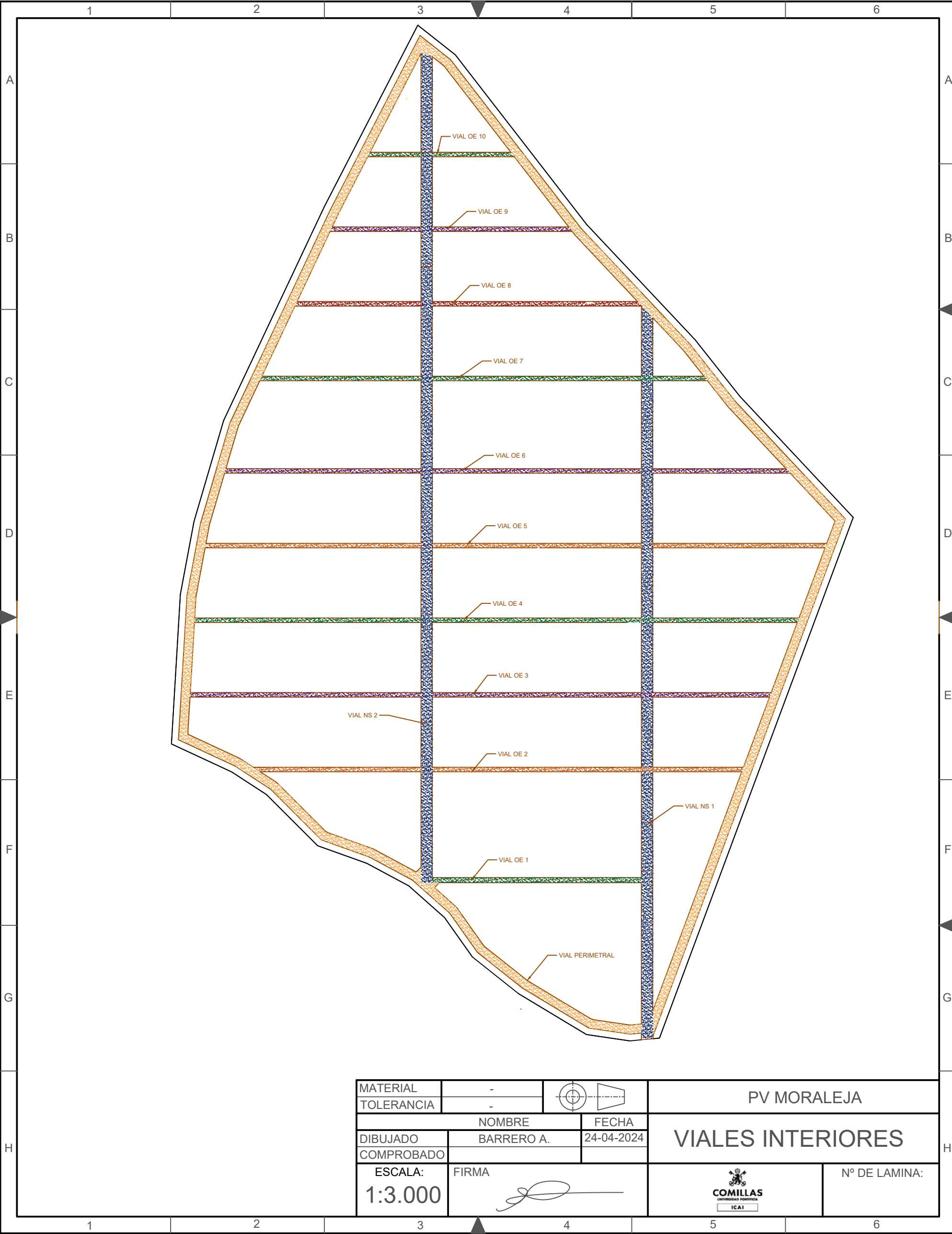


— Cableado de Cu de 35mm²

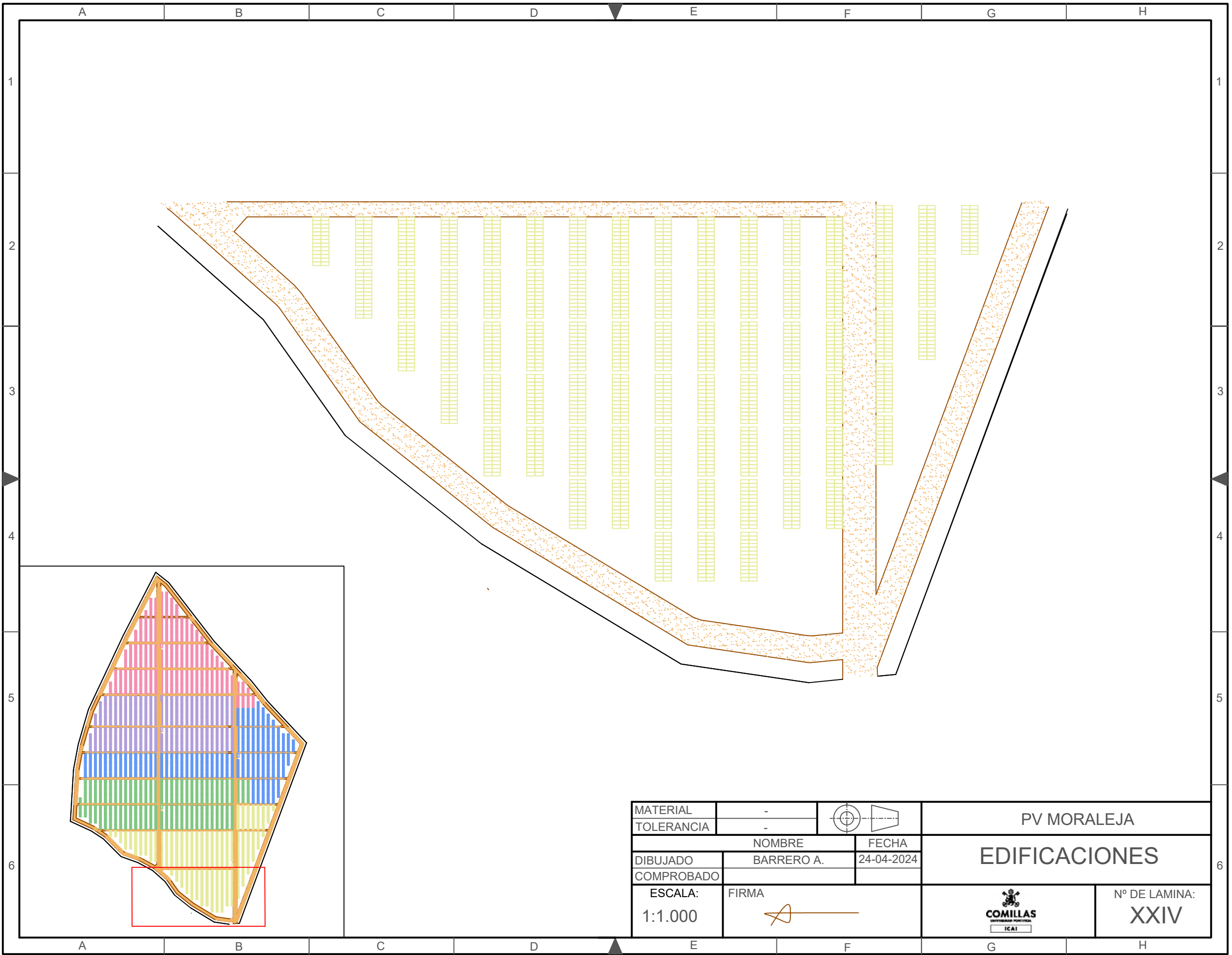
● Pica de Cu de 0.5 m de longitud y ø 35mm²

MATERIAL	-		PV MORALEJA	
TOLERANCIA	-			
NOMBRE		FECHA	PUESTA A TIERRA X3 X4	
DIBUJADO	BARRERO A.	24-04-2024		
COMPROBADO				
ESCALA:	FIRMA			Nº DE LAMINA:
1:2.000				XXI





MATERIAL	-		PV MORALEJA	
TOLERANCIA	-		VIALES INTERIORES	
NOMBRE		FECHA		
DIBUJADO	BARRERO A.	24-04-2024		
COMPROBADO				
ESCALA:	FIRMA			Nº DE LAMINA:
1:3.000				



MATERIAL	-		PV MORALEJA	
TOLERANCIA	-		EDIFICACIONES	
DIBUJADO	NOMBRE BARRERO A.	FECHA 24-04-2024		
COMPROBADO				
ESCALA: 1:1.000	FIRMA 		 COMILLAS UNIVERSIDAD PORTUGUESA ICAI	Nº DE LAMINA: XXIV

ANEXO III: SIMULACIÓN DE PRODUCCIÓN PVSyst

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Moraleja

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 18.85 MWp

Moraleja de Enmedio - España



PVsyst V7.4.2

VCO, Simulation date:
14/10/23 11:53
with v7.4.2

Project summary

Geographical Site

Moraleja de Enmedio

España

Situation

Latitude 40.26 °N
Longitude -3.86 °W
Altitude 683 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Moraleja de Enmedio
Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=42% - Sintético

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation

Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis
Axis azimuth 0 °

Tracking algorithm

Astronomic calculation
Wind Speed threshold 0 m/s
Wind stow position 0 °

Near Shadings

No Shadings

System information

PV Array

Nb. of modules 32500 units
Pnom total 18.85 MWp

Inverters

Nb. of units 5 units
Pnom total 17.19 MWac
Pnom ratio 1.097

User's needs

Unlimited load (grid)

Results summary

Produced Energy 40566213 kWh/year Specific production 2152 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 86.25 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7



PVsyst V7.4.2

VCO, Simulation date:
14/10/23 11:53
with v7.4.2

General parameters

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation

Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °

Tracking algorithm

Astronomic calculation

Wind Speed threshold 0 m/s

Wind stow position 0 °

Trackers configuration

No 3D scene defined

Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteonorm

Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer

Generic

Model

JAM78-S30-580-MR

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power

580 Wp

Number of PV modules

32500 units

Nominal (STC)

18.85 MWp

Modules

1250 Strings x 26 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp

17.22 MWp

U mpp

1034 V

I mpp

16661 A

Total PV power

Nominal (STC)

18850 kWp

Total

32500 modules

Module area

90848 m²

Inverter

Manufacturer

Generic

Model

SG3400-HV-20

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

3437 kWac

Number of inverters

5 units

Total power

17185 kWac

Operating voltage

875-1300 V

Max. power (=>25°C)

3593 kWac

Pnom ratio (DC:AC)

1.10

Total inverter power

Total power

17185 kWac

Max. power

17965 kWac

Number of inverters

5 units

Pnom ratio

1.10

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 20.0 W/m²KUv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res.

1.0 mΩ

Loss Fraction

1.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction

-0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction

0.2 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



PVsyst V7.4.2

VCO, Simulation date:
14/10/23 11:53
with v7.4.2

Main results

System Production

Produced Energy 40566213 kWh/year

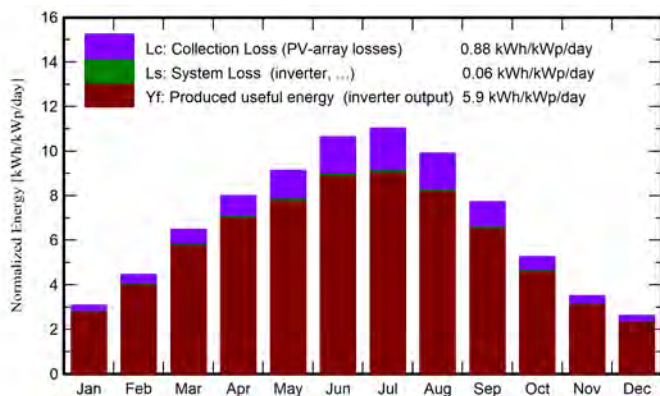
Specific production

2152 kWh/kWp/year

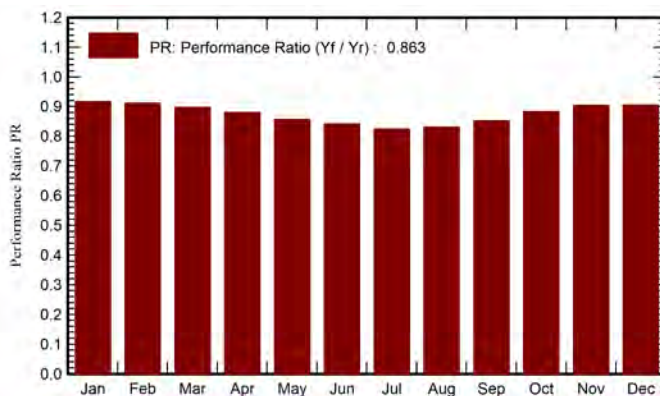
Perf. Ratio PR

86.25 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	64.7	28.28	6.25	95.6	92.6	1672732	1652340	0.917
February	87.9	29.74	7.54	124.7	122.2	2165465	2140945	0.911
March	138.3	48.51	11.10	200.8	198.3	3433686	3397362	0.897
April	171.8	57.31	13.69	240.3	238.1	4029588	3986665	0.880
May	204.7	73.64	18.53	283.4	280.9	4625856	4577172	0.857
June	227.4	68.50	24.24	319.2	317.1	5113123	5060923	0.841
July	241.0	59.70	27.53	342.2	340.2	5371888	5316717	0.824
August	211.7	56.06	26.91	307.4	305.4	4864996	4815137	0.831
September	157.6	44.74	21.97	231.9	229.7	3763930	3723729	0.852
October	111.6	41.46	16.53	163.1	160.4	2745856	2716005	0.884
November	72.0	28.98	9.90	105.2	102.3	1815202	1793286	0.904
December	56.1	23.38	6.88	81.3	78.2	1403681	1385933	0.904
Year	1744.9	560.30	15.98	2495.1	2465.3	41006003	40566213	0.863

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

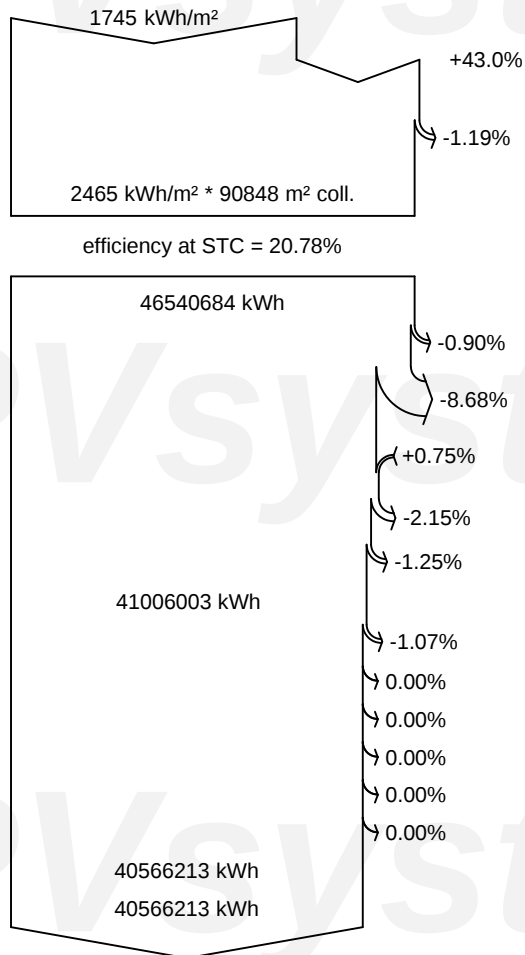
PR Performance Ratio



PVsyst V7.4.2

VCO, Simulation date:
14/10/23 11:53
with v7.4.2

Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

IAM factor on global

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

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

Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

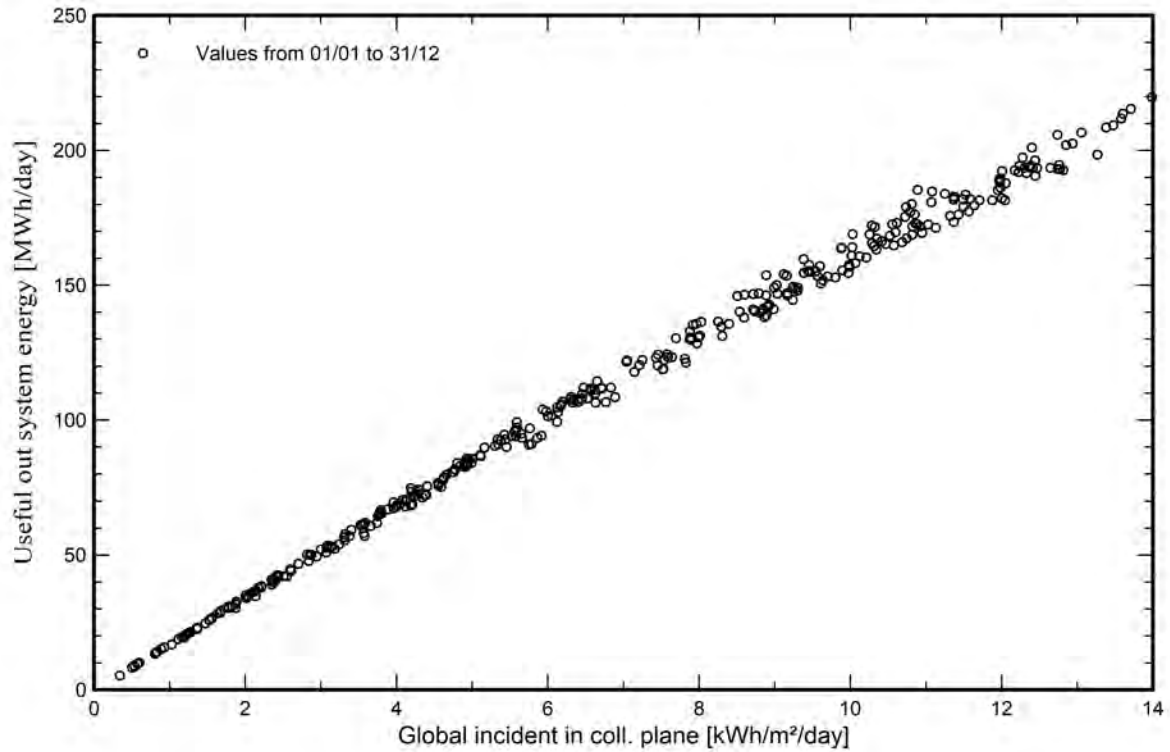


PVsyst V7.4.2

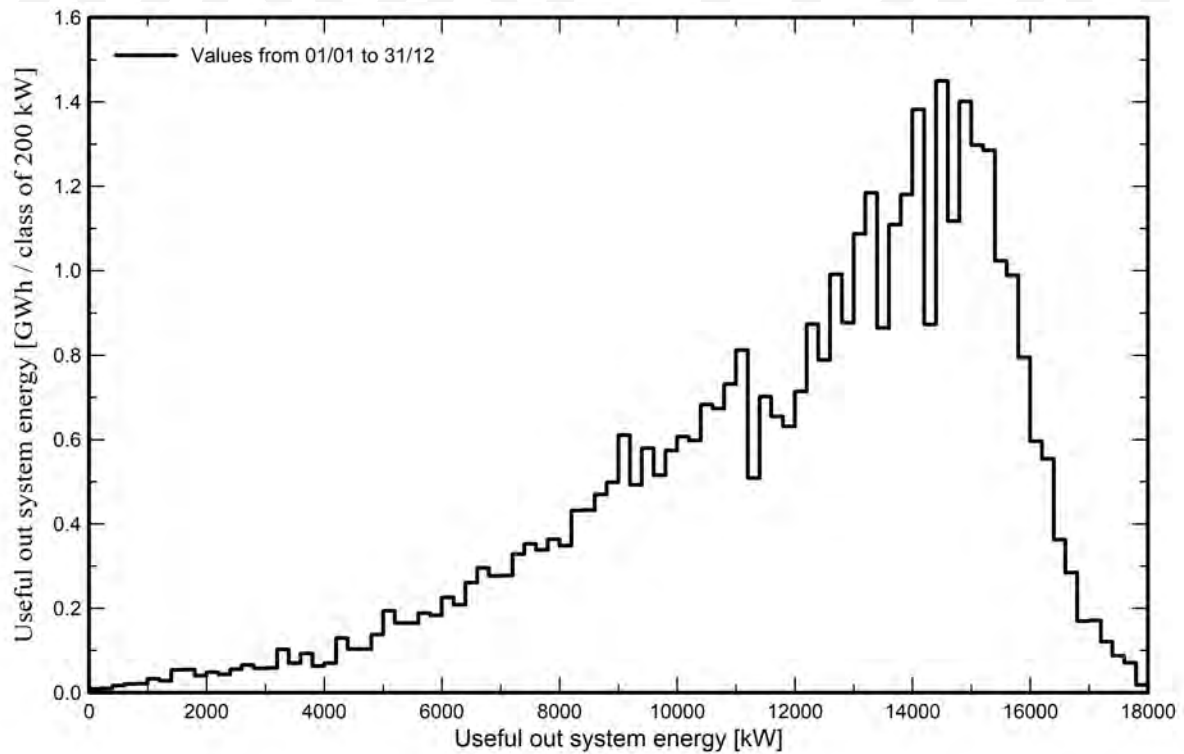
VCO, Simulation date:
14/10/23 11:53
with v7.4.2

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

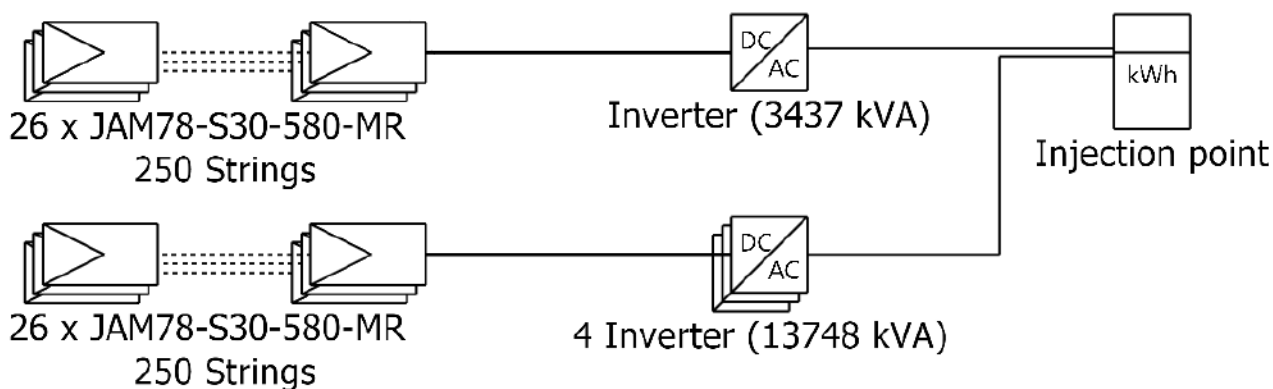




PVsyst V7.4.2

VC0, Simulation date:
14/10/23 11:53
with v7.4.2

Single-line diagram



PV module	JAM78-S30-580-MR
Inverter	SG3400-HV-20
String	26 x JAM78-S30-580-MR

Moraleja

VC0 : Nueva variante de simulación

14/10/23

ANEXO IV: EQUIPOS

Forman parte de este Anexo los siguientes documentos:

1. Ficha técnica de los módulos fotovoltaicos JASolar JAM78S30 580-605/MR Series
2. Ficha técnica de los seguidores solares
3. Ficha técnica de los grupos inversores Sungrow SG3400HV-MV-30
4. Ficha técnica del conductor TOPSOLAR H1Z2Z2-K
5. Ficha técnica del conductor TOPSOLAR® PV Al 1500 V
6. Ficha técnica del conductor X-VOLT RHZ1 (AS) Cu / OL

DEEP BLUE 3.0

Mono

605W MBB Half-cell Module
JAM78S30 580-605/MR Series

Introduction

Assembled with 11BB PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

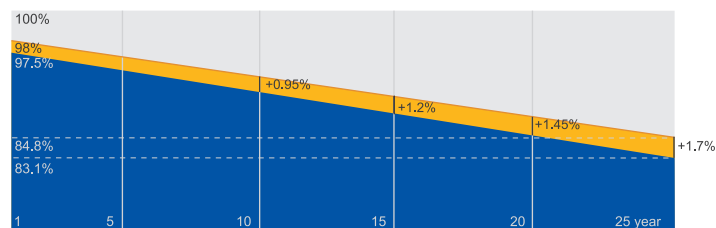


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation
Over 25 years



■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

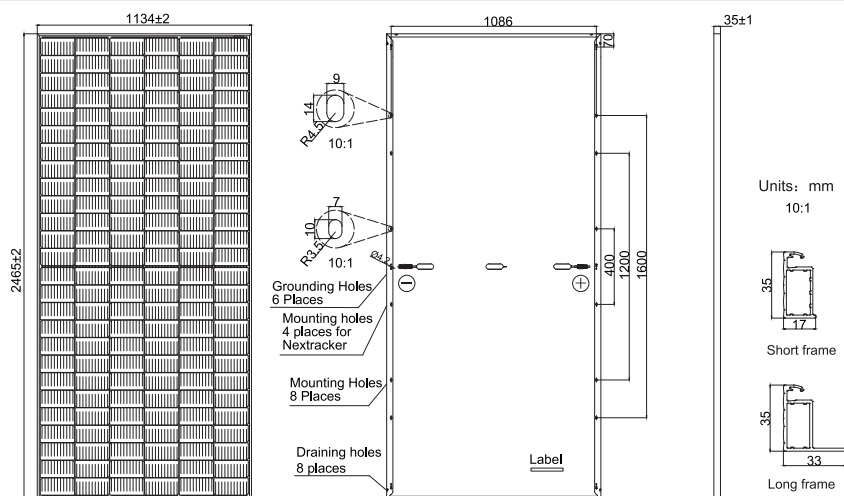
Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



MECHANICAL DIAGRAMS

SPECIFICATIONS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

Cell	Mono
Weight	31.1kg±3%
Dimensions	2465±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	156(6×26)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1500mm(+)/1500mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet 496pcs/40HQ Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM78S30 -580/MR	JAM78S30 -585/MR	JAM78S30 -590/MR	JAM78S30 -595/MR	JAM78S30 -600/MR	JAM78S30 -605/MR
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	580	585	590	595	600	605
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	53.11	53.20	53.30	53.40	53.50	53.61
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	44.35	44.56	44.80	45.05	45.30	45.53
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	13.84	13.88	13.93	13.98	14.03	14.08
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	13.08	13.13	13.17	13.21	13.25	13.29
Module Efficiency [%]	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5	21.6
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

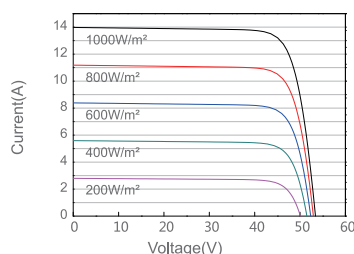
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

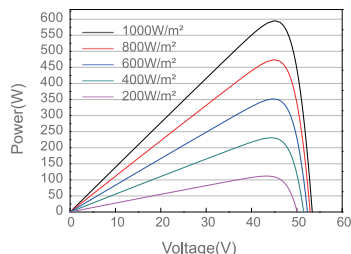
TYPE	JAM78S30 -580/MR	JAM78S30 -585/MR	JAM78S30 -590/MR	JAM78S30 -595/MR	JAM78S30 -600/MR	JAM78S30 -605/MR	OPERATING CONDITIONS	
Rated Max Power(Pmax) [W]	438	442	446	450	454	458	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	50.45	50.59	50.72	50.86	51.01	51.17	Operating Temperature	-40℃~+85℃
Max Power Voltage(Vmp) [V]	42.55	42.69	42.82	42.94	43.07	43.21	Maximum Series Fuse Rating	25A
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.02	11.07	11.13	11.19	11.25	11.30	Maximum Static Load,Front* Maximum Static Load,Back*	5400Pa(112lb/ft²) 2400Pa(50lb/ft²)
Max Power Current(Imp) [A]	10.30	10.36	10.42	10.48	10.54	10.60	NOCT	45±2℃
NOCT	Irradiance 800W/m², ambient temperature 20℃,wind speed 1m/s, AM1.5G						Safety Class	Class II
							Fire Performance UL Type 1	

CHARACTERISTICS

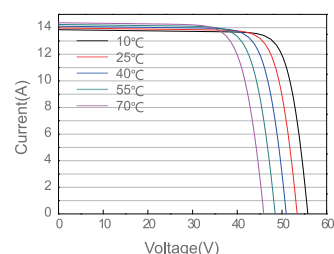
Current-Voltage Curve JAM78S30-595/MR



Power-Voltage Curve JAM78S30-595/MR



Current-Voltage Curve JAM78S30-595/MR



TracSmart+2v

Single Row Tracker



LinkedIn



gsolarsteel.com

2V Single Row Tracker Datasheet

MAIN FEATURES

Model	TRACSMART + 2V
Type of tracker	Horizontal single-row
Tracking range	Up to +/-55 degrees
Solar modules configuration	2-in-portrait
Drive system	Slewing Drive + Motor DC
Power supply	Self-powered / AC-powered
Modules M10/Modules M12	Up to 3x30 / Up to 3x36
General dimensions (row)	Slength: Up to 73m (240ft) Chord: Up to 5,2m (16ft - 4")
Admissible slope N-S / E-W	15% / limited
Ground adaptability	Intelligent Pile System
Piles per tracker	From 7 to 9 units
Steel Coating	Hot Dip Galvanized / AlZnMg Zn pregalvanized
Standard corrosion protection	According to ISO 12944-2
Design codes	International standards Wind Tunnel Test & CFD

SERVICES

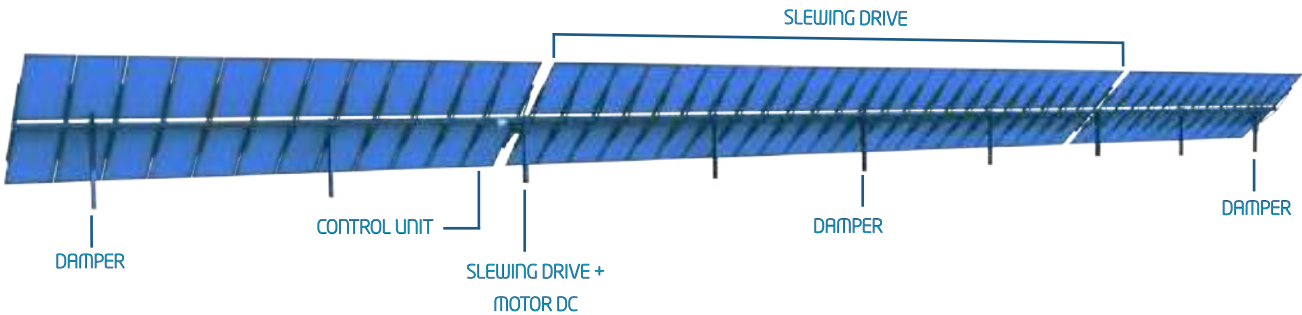
Pull-out test
Training
Fully adaptable commissioning
Technical assistance

SMART CARE AFTER-SALES

Cloud monitoring
Monitoring & Maintenance
Operation & Maintenance
Spare parts hubs

WARRANTY

Control & Drives	5 years
Structural components	10 years
Product warranty extension	Available



CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE CONTROL

Solar Tracking Algorithm	Solar Steel TracSmarT+ System SPA-NREL
Communication	RS485/Zigbee
Accuracy	+/-1°
SCADA integration	Modbus TCP
Backtracking	3D: Customize by tracker
IP protection	IP66
LCOE booster	Direct - Difuse algorithm Istow

CERTIFICACIONES

IEC 62817 / CE
Enertis Bankability Report
Wind Tunnel tested

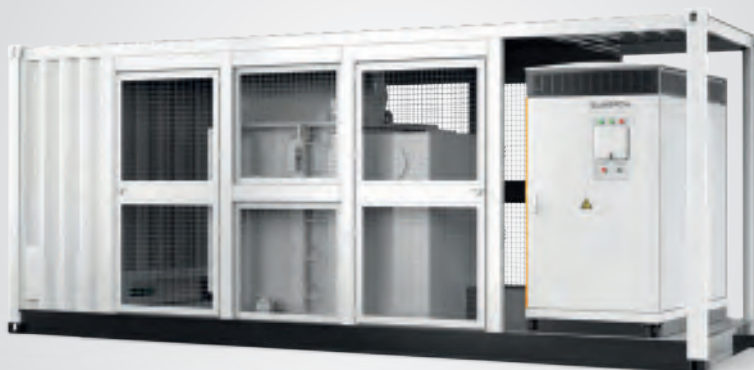
Customized positions: selfcleaning, hail & snow, face to face cleaning position

SG3125HV-MV-30/ SG3400HV-MV-30

Preliminar

SUNGROW
Clean power for all

Estación "llave en mano" para Sistemas de 1500 Vdc con transformador de MV integrado



ALTO RENDIMIENTO

- Avanzada tecnología de 3 niveles y eficiencia máxima del inversor del 99%
- Ventilación activa, Potencia nominal a 50°C

BAJO COSTE

- Bajo coste de transporte e instalación debido a su diseño en contenedores de 20 pies
- Sistemas de 1500V DC, bajo coste de instalación
- Transformador de MV integrado, celda de MV y fuente de alimentación auxiliar en LV
- Función de compensación de Q en la noche (opcional)

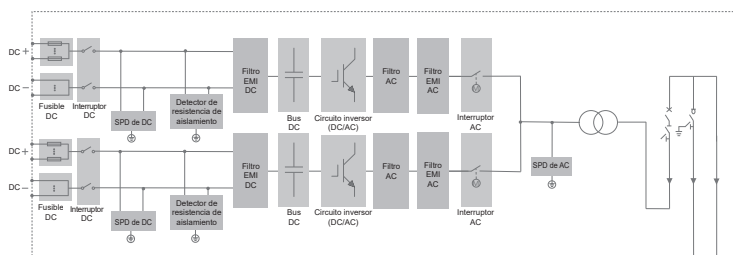
O&M INTELIGENTE

- Función de monitorización zonal integrada para el análisis y la resolución de incidencias online
- Diseño modular para un mantenimiento más sencillo
- Cómoda pantalla táctil en el exterior

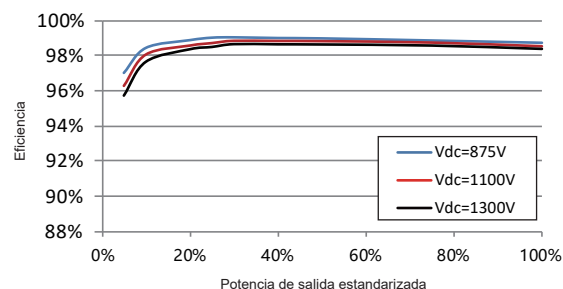
SOPORTE A LA RED

- Certificado con la normativa: IEC 61727, IEC 62116
- Recuperación ante caída/subida de tensión (L/HVRT)
- Control de Potencia Activa & Reactiva, Control en Rampa de la Potencia Activa

ESQUEMA DE CONEXIONES



CURVA DE RENDIMIENTO (SG3125HV-30)



Denominación	SG3125HV-MV-30	SG3400HV-MV-30
Entrada (DC)		
Tensión máxima de entrada FV	1500 V	
Tensión mínima de entrada FV / Tensión de arranque	875 V / 915 V	
Rango de tensión MPP	875 – 1300 V	
Número de entradas MPP independientes	2	
Número máximo de conectores de entrada por MPPT	16 / 18 / 22 / 24 / 28 (Sistema flotante para max. 48 entradas)	
Corriente máxima de entrada FV	3997 A	
Corriente máxima de cortocircuito de DC	10000 A	
Configuración de los string fotovoltaicos	Negativo conectado a tierra o flotante	
Salida (CA)		
Potencia de salida de AC	3125 kVA @ 50 °C / 3437 kVA @ 45 °C	3437 kVA @ 45 °C
Corriente máxima de salida de AC	3308 A	
Rango de tensión de AC	20 kV – 35 kV	
Frecuencia nominal de la red / Rango de frecuencia de red	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
THD	< 3 % (a potencia nominal)	
Factor de potencia a potencia nominal / Factor de potencia ajustable	> 0,99 / 0,8 capacitivo – 0,8 inductivo	
Fases de inyección / fases de conexión	3 / 3-PE	
Eficiencia		
Eficiencia máxima	99.0%	
Eficiencia europea	98.7%	
Transformador		
Potencia nominal del transformador	3125 kVA	3437 kVA
Potencia máx. del transformador	3437 kVA	
Tensiones BT/MT	0.6 kV / (20 – 35) kV	
Vector de conexión del transformador	Dy11	
Tipo de refrigeración del transformador	ONAN (aceite natural aire natural)	
Tipo de aceite	Aceite mineral (sin PCB) o aceite biodegradable (bajo pedido)	
Protección y función		
Protección en entradas DC	Interruptor de corte en carga + fusible	
Protección de salida del inversor	Interruptor contra cortocircuitos	
Protección AC de la salida de MV	Interruptor contra cortocircuitos	
Protección contra sobretensiones	DC Tipo I + II / AC Tipo II	
Monitorización de red / Monitorización de fallo a tierra	Sí / Sí	
Monitorización del aislamiento	Sí	
Interruptor de AC	Sí	
Función de compensación Q en la noche	Opcional	
Datos generales		
Dimensiones (Largo × Ancho × Alto)	6058 * 2896 * 2438 mm	
Peso	15 T	
Grado de protección de entrada	Inversor: IP55 (opcional IP65) / Other: IP54	
Fuente de alimentación auxiliar	5 kVA (opcional: max. 40 kVA)	
Rango de temperatura ambiente de funcionamiento	-35 to 60 °C (reducción de potencia a	-35 to 60 °C (edución de potencia a
Rango de humedad relativa aceptable (sin condensación)	partir de 50 °C)	partir de 45 °C)
Método de refrigeración	0 – 100 %	
Altitud máxima de funcionamiento	Ventilación forzada inteligente	
Pantalla	1000 m (estandard) / > 1000 m (opcional)	
Comunicación	Pantalla táctil	
Certificación	Estandar: RS485, Ethernet; Opcional: fibra óptica	
Soporte a la red	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116	
	Función Q en la noche, LVRT, HVRT, control de potencia activa y reactiva y control de rampa de potencia	



Cca

APLICACIÓN

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

Se trata de un cable muy flexible especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor. Es compatible con la mayoría de los conectores.

Gracias a las prestaciones de sus materiales puede ser instalado a la intemperie o directamente enterrado en plenas garantías.

CONSTRUCCIÓN

Conductor

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

Aislamiento

Goma reticulada de baja emisión de humos y libre de halógenos según tabla B1, Anexo B de norma EN 50618 e IEC 62930.

Cubierta

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

Color rojo o negro.

CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

Baja tensión: 1,5 (1,8) kV DC.
1,0/1,0 kV AC.



Características térmicas

Temperatura máxima del conductor: 90 °C (120 °C durante 20.000 h).
Temperatura máxima en cortocircuito: 250 °C (máximo 5 s).
Temperatura mínima de servicio: -40 °C (estático con protección).



Características frente al fuego

No propagador de la llama según UNE-EN 60332-1-2 / IEC 60332-1-2.
No propagador del incendio según EN 50399.
Reacción al fuego CPR: Cca s1b, d2, a1, según EN 50575.
Libre de halógenos según UNE-EN 60754-1 / IEC 60754-1.
Baja emisión de gases corrosivos según UNE-EN 60754-2 / IEC 60754-2.
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 / IEC 61034:
Transmitancia luminosa > 60%.



Características mecánicas

Radio de curvatura:
4x diámetro de cable (diámetro de cable ≤ 8 mm)
5x diámetro del cable (8 < diámetro del cable ≤ 12 mm).
6x diámetro de cable (diámetro de cable > 12 mm).
Resistencia a los impactos: AG2 Medio.



Características medioambientales

Resistencia a grasas y aceites: Excelente.
Resistencia a los ataques químicos: Excelente.
Resistente al ozono según EN 50618.
Resistencia a los rayos ultravioleta según EN 50618 e IEC 62930.
Presencia de agua: AD7+ Inmersión.
AD8 Sumersión.



Condiciones de instalación

Al aire.
Enterrado.
Entubado.

NORMAS / CERTIFICACIONES



Norma de referencia

EN 50618 / IEC 62930 / UTE C 32-502



Certificaciones

TÜV Rheinland (desde 2,5 hasta 25 mm² en rojo y negro) / RETIE / AENOR / RoHS / CE / UKCA



CPR (Reglamento de Productos de la Construcción)

Cca-s1b, d2, a1



DIMENSIONES E INTENSIDADES ADMISIBLES



Sección (mm²)	Diámetro (mm)	Peso (kg/km)	Int. Aire (A)	Int. sobre Superficie (A)	Int. adyacente a superficies (A)	Caída tensión (V/A·km)
1 x 1,5	4,5	35	30	29	24	38,1
1 x 2,5	5,0	45	41	39	33	22,8
1 x 4	5,4	60	55	52	44	14,3
1 x 6	6,0	80	70	67	57	9,49
1 x 10	7,0	120	98	93	79	5,46
1 x 16	8,2	180	132	125	107	3,47
1 x 25	10,2	280	176	167	142	2,23
1 x 35	11,5	375	218	207	176	1,58
1 x 50	13,3	525	276	262	221	1,10
1 x 70	15,0	720	347	330	278	0,772
1 x 95	17,0	930	416	395	333	0,585
1 x 120	18,7	1.175	488	464	390	0,457
1 x 150	21,0	1.475	566	538	453	0,368
1 x 185	23,5	1.805	644	612	515	0,301
1 x 240	26,3	2.345	775	736	620	0,228
1 x 300 *	29,3	2.935	879	834	715	0,182
1 x 500 **	38,0	4.935	-	-	-	0,108

* Cable fuera de norma EN 50618.

** Cable fuera de norma EN 50618 e IEC 62930.

Las tolerancias de los diámetros exteriores nominales son:
 Cables con diámetro exterior $d \leq 7$ mm. → -0,1 +0,2 mm
 Cables con diámetro exterior $7 < d < 10$ mm. → -0,1 +0,3 mm
 Cables con diámetro exterior $d \geq 10$ mm. → -0,2 +0,4 mm

Las capacidades de conducción de corriente, en amperios, son según EN 50618 (temperatura ambiente de 60 °C).

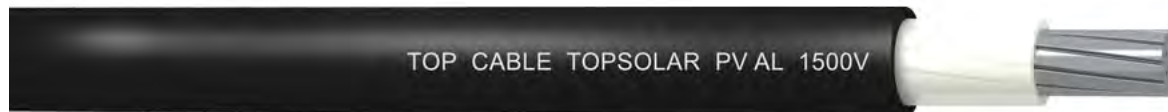
En todos los casos se supone un circuito de corriente continua.

La caída de tensión se calcula con una temperatura de conductor de 120 °C.

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURAS DEL AIRE

Temp. Aire (°C)	Up to 60	70	80	90
Factor	1	0,92	0,84	0,75

Para los factores de reducción de grupos según IEC 60364-5-52, se aplicará la tabla B.52-17.



E_{ca}

APLICACIÓN

El cable de alimentación de Aluminio Topsolar® PV AL 1500 V es adecuado para todo tipo de instalaciones solares. Este cable se recomienda para conexiones entre string box e inversor central y también entre string inverter y centro de transformación.

- Instalaciones fotovoltaicas.
- También disponible las versiones armadas y resistentes a los impactos.

CONSTRUCCIÓN

Conductor

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

Aislamiento

Polietileno reticulado, tipo XLPE según IEC 60502-1.

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

- 1 x Natural
- 2 x Azul + Marrón
- 3 x Marrón + Negro + Gris
- 3 x + 1 x Marrón + Negro + Gris + Azul (sección reducida)
- 4 x Marrón + Negro + Gris + Azul

Cubierta

PVC especial resistente a los rayos UV, tipo ST2 según IEC 60502-1. Color negro.

CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

Baja tensión: 1,5/1,5 (1,8) kV CC según EN 50618.
1,8/3 (3,6) kV AC según IEC 60502-1.



Características térmicas

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



Características frente al fuego

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 / IEC 60332-1.
Reacción al fuego CPR: E_{ca} según EN 50575.
Reducida emisión de halógenos. Cloro < 15%.



Características mecánicas

Radio de curvatura: 5x diámetro exterior.
Resistencia a los impactos: AG3 Alto.



Características medioambientales

Resistencia a grasas y aceites: Buena.
Resistencia a los ataques químicos: Buena.
Resistencia a los rayos ultravioleta según EN 50618 y HD 605/ A1.
Presencia de agua: AD8 Sumersión.



Condiciones de instalación

Al aire.
Enterrado.
Entubado.

NORMAS / CERTIFICACIONES



Norma de referencia
IEC 60502-1



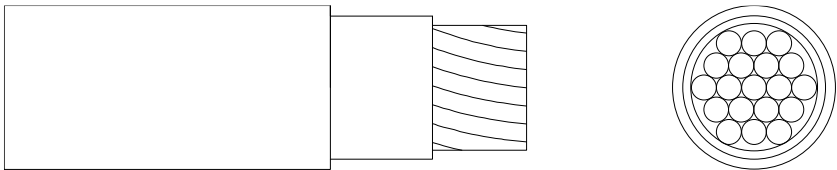
Certificaciones
RETIE / RoHS / CE



CPR (Reglamento de Productos de la Construcción)
E_{ca}



DIMENSIONES E INTENSIDADES ADMISIBLES



Sección (mm²)	Diámetro (mm)	Peso (kg/km)	R20°C (Ω/km)	Aire libre (A) ¹	Enterrado (A) ²	Caída tensión (V/A · km) ³
1 x 16	11,1	140	1,910	87	76	4,894
1 x 25	12,2	175	1,200	121	98	3,075
1 x 35	13,4	215	0,868	150	117	2,225
1 x 50	14,5	255	0,641	184	139	1,643
1 x 70	16,6	340	0,443	237	170	1,135
1 x 95	17,7	425	0,320	289	204	0,820
1 x 120	19,3	520	0,253	337	233	0,648
1 x 150	20,7	610	0,206	389	261	0,528
1 x 185	22,5	740	0,164	447	296	0,420
1 x 240	24,9	930	0,125	530	343	0,320
1 x 300	27,0	1.095	0,100	613	386	0,256
1 x 400	30,0	1.395	0,0778	740	444	0,199
1 x 500	34,3	1.755	0,0605	856	510	0,155
1 x 630	38,4	2.225	0,0469	996	588	0,120
2 x 240 *	50,2	3.510	0,125	470	343	0,320
3 x 95 + 1 x 50 *	39,9	2.090	0,320	257	204	0,820
3 x 150 + 1 x 95 *	46,6	3.040	0,206	346	261	0,528
3 x 240 + 1 x 120 *	56,7	4.430	0,125	470	343	0,320
3 x 300 *	57,2	4.695	0,100	543	386	0,256
3 x 300 + 1 x 150 *	61,7	5.260	0,100	543	386	0,256
3 x 1 x 70	35,2	1.035	0,443	208	127	1,135
3 x 1 x 95	38,3	1.295	0,320	254	153	0,820
3 x 1 x 95 + 1 x 50	40,4	1.555	0,320	254	153	0,820
3 x 1 x 120	41,5	1.585	0,253	296	174	0,648
3 x 1 x 150	44,5	1.855	0,206	342	195	0,528
3 x 1 x 150 + 1 x 70	47,0	2.200	0,206	342	195	0,528
3 x 1 x 185	48,4	2.245	0,164	393	222	0,420
3 x 1 x 185 + 1 x 95	51,1	2.675	0,164	393	222	0,420
3 x 1 x 240	53,5	2.810	0,125	466	257	0,320
3 x 1 x 240 + 1 x 120	56,5	3.345	0,125	466	257	0,320
3 x 1 x 300	58,1	3.330	0,100	539	289	0,256
3 x 1 x 300 + 1 x 150	61,3	3.940	0,100	539	289	0,256
3 x 1 x 400	64,7	4.240	0,0778	651	333	0,199
3 x 1 x 400 + 1 x 240	68,3	5.185	0,0778	651	333	0,199
4 x 95 *	42,0	2.300	0,320	257	204	0,820



TOPSOLAR[®] PV

AI 1500 V

Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (kg/km)	R20°C (Ω/km)	Aire libre (A) ¹	Enterrado (A) ²	Caída tensión (V/A · km) ³
4 x 120 *	46,1	2.800	0,253	300	233	0,648
4 x 150 *	49,3	3.320	0,206	346	261	0,528
4 x 1 x 120	46,5	2.100	0,253	296	195	0,648
4 x 1 x 150	49,9	2.465	0,206	342	196	0,528
4 x 1 x 240	60,0	3.745	0,125	466	257	0,320
4 x 1 x 300	65,1	4.435	0,100	539	289	0,256

* Cable basado en IEC 60502-1

¹ Método de referencia F para cables unipolares y método E para cables multiconductores según IEC 60364-5-52 al aire libre a 30 °C de temperatura ambiente.
² Método de referencia D2 según IEC 60364-5-52. Directamente enterrados a 0,7 m de profundidad con una resistividad térmica del suelo de 2,5 K-m/W y 20°C de temperatura del suelo.
³ A temperatura máxima de conductor y cosφ=1.
Para todos los cables se supone un circuito monofásico.



TOPSOLAR[®] PV

Al 1500 V

INTENSIDADES EN CORTO CIRCUITO

Tiempo (s)	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
A/mm ²	299	211	173	134	94	77	67	60	55

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURAS DEL AIRE

T. Aire (°C)	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Factor	1,08	1,04	1	0,96	0,91	0,87	0,82	0,76	0,71

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURAS DEL TERRENO

T. Terreno (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Factor	1,07	1,04	1	0,96	0,93	0,89	0,85	0,8	0,76

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA RESISTIVIDADES TÉRMICAS DEL TERRENO

Cables directamente enterrados							
0,5 K·m/W	0,7 K·m/W	1 K·m/W	1,5 K·m/W	2 K·m/W	2,5 K·m/W	3 K·m/W	
1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90	

Otros factores de corrección (para agrupamiento de cables, para corrientes armónicas), que no están en la especificación, pueden ser aplicados. Puede encontrar más Información en IEC 60364-5-52.



F_{ca}

APLICACIÓN

X-VOLT® AL RHZ1 es un cable de aluminio de Media Tensión libre de halógenos para instalaciones fijas. Adecuado para el transporte y la distribución de energía eléctrica en redes de Media Tensión.

CONSTRUCCIÓN

Conductor

Aluminio clase 2 según UNE-EN 60228 e IEC 60228. Opcionalmente, con obturación longitudinal (cable tipo -2OL).

Pantalla semiconductora interna

Pantalla sobre conductor, de material semiconductor termoestable.

Aislamiento

Polietileno reticulado tipo DIX 3 según HD 620-1, color natural. Reticulado en catenaria con atmósfera de nitrógeno mediante un proceso de triple extrusión.

Pantalla semiconductora externa

Pantalla sobre aislamiento, de material semiconductor termoestable y pelable.

Pantalla metálica

Pantalla de hilos y contraespira de cobre, con una sección mínima de 16 mm².

Obturación longitudinal

Cinta higroscópica recubriendo totalmente la pantalla (cables tipo -OL y -2OL).

Cubierta externa

Polietileno tipo DMZ1 según HD 620-1. Color rojo.

CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

Media Tensión: 6/10 (12) kV
8,7/15 (17,5) kV
12/20 (24) kV
18/30 (36) kV



Características térmicas

Temperatura máxima del conductor: 90°C.
Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s).
Temperatura mínima de servicio: -15°C.



Características frente al fuego

Reacción al fuego CPR: F_{ca} según EN 50575.
Libre de halógenos según UNE-EN 60754-1 / IEC 60754-1.
Baja emisión de gases corrosivos según UNE-EN 60754-2 / IEC 60754-2.



Características mecánicas

Radio de curvatura: 15x diámetro exterior.
Resistencia a abrasión.
Resistencia al desgarro.



Características medioambientales

Resistencia a los rayos ultravioleta según UNE 211605.



Condiciones de instalación

Al aire.
Enterrado.
Entubado.

NORMAS / CERTIFICACIONES



Norma de referencia

UNE-HD 620 10-E (tipo 10E-1)



Certificaciones

AENOR

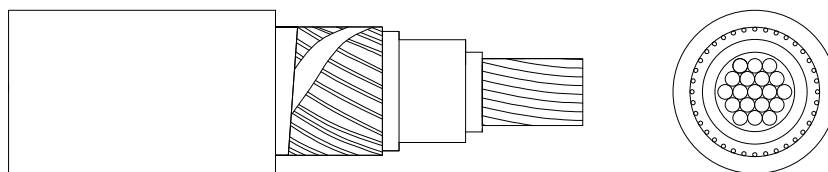


CPR (Reglamento de Productos de la Construcción)

F_{ca}



DIMENSIONES E INTENSIDADES ADMISIBLES



X-VOLT® RHZ1 6/10 (12) kV

Sección (mm²)	Pantalla (mm²)	Diámetro Conductor (mm)	Diámetro Aislamiento (mm)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (Kg/Km)	R20°C (Ω/km)	X (Ω/km)	C (μF/km)	Aire libre (A) ¹	Enterrado (A) ²
1 x 50	H16	8,0	15,8	22,7	590	0,641	0,125	0,231	184	152
1 x 95	H16	11,2	19,0	25,9	780	0,320	0,111	0,294	280	221
1 x 150	H16	13,9	21,7	28,6	980	0,206	0,104	0,346	368	281
1 x 240	H16	18,0	25,8	33,5	1.360	0,125	0,098	0,426	502	367
1 x 400	H16	22,9	30,9	38,8	1.885	0,0778	0,092	0,524	673	470
1 x 630	H16	29,8	37,8	45,7	2.675	0,0469	0,086	0,657	895	615

X-VOLT® RHZ1 8,7/15 (17,5) kV

Sección (mm²)	Pantalla (mm²)	Diámetro Conductor (mm)	Diámetro Aislamiento (mm)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (Kg/Km)	R20°C (Ω/km)	X (Ω/km)	C (μF/km)	Aire libre (A) ¹	Enterrado (A) ²
1 x 150	H16	13,9	23,9	31,2	1.090	0,206	0,109	0,276	368	281
1 x 240	H16	18,0	28,0	35,7	1.465	0,125	0,102	0,336	502	367
1 x 400	H16	22,8	32,2	39,2	1.910	0,0778	0,095	0,411	673	470

X-VOLT® RHZ1 12/20 (24) kV

Sección (mm²)	Pantalla (mm²)	Diámetro Conductor (mm)	Diámetro Aislamiento (mm)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (Kg/Km)	R20°C (Ω/km)	X (Ω/km)	C (μF/km)	Aire libre (A) ¹	Enterrado (A) ²
1 x 95	H16	11,2	23,2	30,5	965	0,320	0,122	0,202	280	221
1 x 150	H16	13,9	25,9	33,6	1.200	0,206	0,115	0,235	368	281
1 x 240	H16	18,0	30,0	38,2	1.580	0,125	0,106	0,285	502	367
1 x 400	H16	22,9	35,1	43,0	2.130	0,0778	0,096	0,346	673	470
1 x 630	H16	29,8	42,0	49,9	2.960	0,0469	0,092	0,429	895	615
1 x 800	H16	34,0	46,5	54,4	3.555	0,0367	0,0887	0,483	1.036	700

X-VOLT® RHZ1 18/30 (36) kV

Sección (mm²)	Pantalla (mm²)	Diámetro Conductor (mm)	Diámetro Aislamiento (mm)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (Kg/Km)	R20°C (Ω/km)	X (Ω/km)	C (μF/km)	Aire libre (A) ¹	Enterrado (A) ²
1 x 95	H16	11,2	28,2	35,9	1.220	0,320	0,132	0,155	280	221
1 x 150	H16	13,9	30,9	39,1	1.470	0,206	0,124	0,178	368	281
1 x 240	H16	18,0	35,0	42,9	1.865	0,125	0,136	0,213	502	367
1 x 240	H25	18,0	35,0	43,2	1.950	0,125	0,114	0,213	502	367
1 x 300	H25	20,0	37,0	45,2	2.160	0,100	0,11	0,230	577	414
1 x 400	H16	22,9	40,5	48,4	2.485	0,0778	0,106	0,256	673	470
1 x 400	H25	22,9	40,5	48,7	2.570	0,0778	0,106	0,256	673	470
1 x 630	H16	29,8	47,3	55,2	3.330	0,0469	0,098	0,316	895	615
1 x 630	H25	29,8	47,3	55,4	3.420	0,0469	0,098	0,315	895	615

¹ Tres cables unipolares al aire libre a 30 °C de temperatura ambiente según IEC 60502-2.

² Tres cables unipolares directamente enterrados a 0,8 m de profundidad con una resistividad térmica del suelo de 1,5 K-m/W y 20 °C de temperatura del terreno según IEC 60502-2.

La reactancia (X) se calcula a 50 Hz y para tres cables unipolares (en formación de triángulo o trébol).

Los valores de capacitancia (C) se calculan en base a los datos dimensionales de los cables que figuran en esta especificación.

En todos los casos se supone circuito trifásico.

INTENSIDADES EN CORTOCIRCUITO

Tiempo (s)	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
A/mm ²	299	211	173	134	94	77	67	60	55

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURAS DEL AIRE

T. Aire (°C)	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Factor	1,08	1,04	1	0,96	0,91	0,87	0,82	0,76	0,71

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURAS DEL TERRENO

T. Terreno (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Factor	1,07	1,04	1	0,96	0,93	0,89	0,85	0,80	0,76

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA RESISTIVIDADES TÉRMICAS DEL TERRENO

(calculado para 240 mm² de cable)

Cables directamente enterrados						
0,5 K·m/W	0,8 K·m/W	1 K·m/W	1,5 K·m/W	2 K·m/W	2,5 K·m/W	3 K·m/W
1,36	1,29	1,18	1	0,88	0,80	0,73

Otros factores de corrección (para agrupamiento de cables, para corrientes armónicas), que no están en la especificación, pueden ser aplicados. Puede encontrar más Información en IEC 60502-2.

ANEXO V: CÁLCULO DE CABLEADO

En este Anexo se especifica y detalla la metodología seguida para el cálculo de dimensionamiento del cableado de conformidad con la legislación vigente.

I. CÁLCULO DE CABLES DE MEDIA TENSIÓN EN CC

Como se explica en la sección correspondiente del documento principal, el cableado de CC se divide en dos tramos. El primero es la conexión de los paneles en serie hasta las cajas de string y el segundo es el que une estas con las entradas de los grupos inversores. En la Tabla 26 se resumen los distintos tipos de cableado

Origen	Destino	Conductor
Módulos	Cajas de Strings	TOPSOLAR H1Z2Z2-K
Cajas de Strings	Grupo inversor	TOPSOLAR® PV Al 1500 V

Tabla 26: Conductores de MT en CC (Fuente: TopCable Elaboración: propia)

El dimensionamiento de este cableado se hace bajo lo establecido en la norma internacional IEC-60364-5-523 sobre intensidades máximas admisibles.

El cálculo se realiza principalmente en base a la máxima corriente admisible, la máxima caída de tensión y la capacidad de cortocircuito.

I) Cálculo de la máxima corriente admisible

El objetivo principal de este criterio es evitar que la temperatura alcanzada por el cableado debido al paso de la corriente exceda las especificaciones de los conductores.

Siguiendo la norma, se deben considerar las condiciones ambientales del emplazamiento para ajustar mediante factores de corrección el cálculo de la intensidad. Estos factores de corrección se toman de normativa ITC-LAT-06 y se detallan en la Tabla 27.

Descripción	Valor	F
Máxima temperatura para cables aéreos distinta a 30°C	35°C	0,96
Máxima temperatura para cables enterrados distinta a 20°C	30°C	0,93
Resistividad del terreno distinta a 2,5 K·m/W	2,5 K·m/W	1
Profundidad del cableado enterrado	0,8m	1,02

Tabla 27: Factores de Corrección en CC en MT (Fuente: BOE Elaboración: propia)

Según la ficha técnica de los paneles escogidos (JAM78S30-580/MR) la corriente nominal es de 13.08A en CC. Sin embargo, la máxima corriente que puede generar el módulo es la de cortocircuito, en este caso de 13.84A.

Con fin de proteger las líneas de cableado se aplica un factor de seguridad sobre esta intensidad, en este caso del 10%, debido al aumento del valor de intensidad de cortocircuito al operar a condiciones distintas al estándar, en este caso para cuando se trabaje a una temperatura superior a 25°C

$$I_N = 1,1 \cdot I_{CC} = 1,1 \cdot 13,84 = 15,22 \text{ A}$$

Aplicando los factores de corrección indicados por la norma, se obtiene la intensidad máxima admisible corregida.

$$I_{max,corr} = I_N \cdot F_T \cdot F_R \cdot F_P = 15,22 \cdot \frac{0,96+0,93}{2} \cdot 1 \cdot 1,02 = 14,67 \text{ A}$$

Donde:

I_N : Intensidad máxima ajustada por temperatura de operación (A)

F_T : Factor de corrección por temperatura

**Para el tramo de módulos a caja de string se toma el valor medio debido a tener las 2 naturalezas*

F_R : Factor de corrección por resistividad del terreno.

F_P : Factor de corrección por profundidad

Por tanto, los fusibles de protección colocados se han elegido de 15A y una tensión máxima de 1500V.

De forma similar, aplicando el mismo procedimiento, se calcula el dimensionamiento del cableado que une las cajas de strings con las entradas de los grupos inversores. En este caso, se ha de analizar la protección necesaria en el punto final.

Cada grupo inversor dispone de 10 cajas de strings, que cada una recolecta 25 entradas de módulos en serie. Por tanto, la corriente que circula por este tramo de cableado es 25 veces la corriente de cortocircuito de un módulo:

$$I_N = 1,1 \cdot I_{CC} \cdot n = 1,1 \cdot 13,84 \cdot 25 = 380,6 \text{ A}$$

Aplicando los factores de corrección indicados por la norma, se obtiene la intensidad máxima admisible corregida.

$$I_{max,corr} = I_N \cdot F_T \cdot F_R \cdot F_P = 380,6 \cdot 0,93 \cdot 1 \cdot 1,02 = 361,04 \text{ A}$$

Por tanto, los fusibles de protección colocados a la entrada del grupo inversor serán de 400A y una tensión máxima de 1500V.

II) Máxima caída de tensión

Con el propósito de simplificar y unificar criterios, se ha determinado una caída máxima de tensión del 1,5% para todo el cableado, según se indica en el RAT.

Cálculo de la sección del cableado

El cálculo de la sección del cableado para líneas monofásicas responde a la ecuación:

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{\Delta V}$$

Donde:

S: Sección de conductor (mm^2)

ρ : Resistividad eléctrica ($\Omega \cdot mm^2/m$)

$$\rho_{Cu}^{90^\circ C} = \rho_{Cu}^{20^\circ C} (1 + \alpha \cdot \Delta T) = 0,0168 \cdot (1 + 0,0039 \cdot (90 - 20)) = 0,0214$$

$$\rho_{Al}^{90^\circ C} = \rho_{Al}^{20^\circ C} (1 + \alpha \cdot \Delta T) = 0,0265 \cdot (1 + 0,0039 \cdot (90 - 20)) = 0,0337$$

L: Longitud del conductor más largo, por seguridad se fija en 100m para el tramo I y 300m para el tramo II, aunque ningún cable previsto alcance dicha longitud.

I: Corriente transportada en punto de operación (A)

ΔV : Caída de tensión: $1,5\% \cdot 1500V = 22,5V$

I) Desde los modulos fotovoltaicos hasta las cajas de strings

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{\Delta V} = \frac{2 \cdot 0,0214 \cdot 150 \cdot 13,08}{22,5} = 3,73 \text{ mm}^2$$

Se escoge un cableado de 6mm^2 de sección

III. Desde las cajas de strings hasta los grupos inversores

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{\Delta V} = \frac{2 \cdot 0,0337 \cdot 300 \cdot 25 \cdot 13,08}{22,5} = 293,86 \text{ mm}^2$$

Se escoge un cableado de 300mm^2 de sección

II. CÁLCULO DE CABLES DE MEDIA TENSIÓN EN CA

La instalación de media tensión en CA conecta los grupos inversores con el centro de transformación central a una tensión de 30kV. En la Tabla 28 se resume el tipo de cableado

Origen	Destino	Conductor
Grupos inversores	Centro de transformación	X-VOLT RHZ1 (AS) Cu/OL/2OL

Tabla 28: Conductores de Media Tensión en CA (Fuente: TopCable Elaboración: propia)

El dimensionamiento de este cableado se hace bajo lo establecido en la norma ITC-LAT 06 y IEC 60287-2-2 sobre intensidades máximas admisibles.

I) Cálculo de la máxima corriente admisible

De la misma forma que se ha explicado en el apartado anterior, el objetivo de este dimensionamiento es proteger al cableado frente a la temperatura generada por el transporte de la energía.

En este el cableado transporta en paralelo unos 3500kVA por cada línea, ya que conecta la salida de cada grupo inversor con el centro de transformación a una tensión de 30kV, por tanto, aplicando las fórmulas de electricidad trifásica nos resulta una corriente transportada de:

$$I_N = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot U_N} = \frac{3,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3} = 67,36 \text{ A}$$

Esta corriente se debe corregir al igual que se ha hecho en el apartado anterior, empleando los factores indicados en la norma que se detallan en Tabla 29.

Descripción	Valor	F
Máxima temperatura para cables enterrados distinta a 20°C	30°C	0,96
Resistividad del terreno distinta a 2,5 K·m/W	2,5 K·m/W	0,8
Profundidad del cableado enterrado	0,8m	1,02

Tabla 29: Factores de corrección en CA en MT (Fuente: BOE Elaboración: propia)

$$I_{corr} = I_N \cdot F_T \cdot F_R \cdot F_P = 67,36 \cdot 0,96 \cdot 0,8 \cdot 1,02 = 52,76 \text{ A}$$

Donde:

I_N : Intensidad máxima ajustada por temperatura de operación (A)

F_T : Factor de corrección por temperatura

**Para el tramo de módulos a caja de string se toma el valor medio debido a tener las 2 naturalezas*

F_R : Factor de corrección por resistividad del terreno.

F_P : Factor de corrección por profundidad

III) Máxima caída de tensión

Con el propósito de simplificar y unificar criterios, se ha determinado una caída máxima de tensión del 0,5% para todo el cableado, según se indica en el RAT.

Cálculo de la sección del cableado

El cálculo de la sección del cableado para líneas monofásicas responde a la ecuación:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot L \cdot I \cdot \cos(\varphi)}{\Delta V}$$

Donde:

S: Sección de conductor (mm^2)

ρ : Resistividad eléctrica ($\Omega \cdot m$)

$$\rho_{Cu}^{90^{\circ}C} = \rho_{Cu}^{20^{\circ}C} (1 + \alpha \cdot \Delta T) = 0,0168 \cdot (1 + 0,0039 \cdot (90 - 20)) = 0,0214$$

L: Longitud del conductor más largo, por seguridad se fija en 850m para el tramo I (correspondiente a la conexión del grupo X5 con el CT) (el tramo II al ser externo al parque no forma parte del presente proyecto), aunque ningún cable previsto alcance dicha longitud

I: Corriente transportada (A)

$\cos(\varphi)$: Factor de potencia. Según fabricante del grupo inversor se ajusta a 1.

ΔV : Caída de tensión: $0,5\% \cdot 30.000 = 150V$

I) Desde los grupos inversores al centro de transformación

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot L \cdot I}{\Delta V} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,0214 \cdot 850 \cdot 52,76}{150} = 11,08 \text{ mm}^2$$

Se escoge un cableado de $16mm^2$ de sección

ANEXO VI: CUADRO AMORTIZACIÓN PRÉSTAMO

Periodo	Capital pendiente (C_s)	Cuota (a_s)	Amortización (A_s)	Interés (I_s)	Capital Amortizado (M_s)
	5.050.000,00 €				
1	5.066.491,79 €	0,00€	0,00€	16.491,79 €	- 16.491,79 €
2	5.083.037,43 €	0,00€	0,00€	16.545,64 €	- 33.037,43 €
3	5.099.637,11 €	0,00€	0,00€	16.599,68 €	- 49.637,11 €
4	5.116.291,00 €	0,00€	0,00€	16.653,89 €	- 66.291,00 €
5	5.132.999,27 €	0,00€	0,00€	16.708,27 €	- 82.999,27 €
6	5.149.762,11 €	0,00€	0,00€	16.762,84 €	- 99.762,11 €
7	5.166.579,69 €	0,00€	0,00€	16.817,58 €	- 116.579,69 €
8	5.183.452,19 €	0,00€	0,00€	16.872,50 €	- 133.452,19 €
9	5.200.379,79 €	0,00€	0,00€	16.927,60 €	- 150.379,79 €
10	5.217.362,67 €	0,00€	0,00€	16.982,88 €	- 167.362,67 €
11	5.234.401,01 €	0,00€	0,00€	17.038,34 €	- 184.401,01 €
12	5.251.495,00 €	0,00€	0,00€	17.093,99 €	- 201.495,00 €
13	5.268.644,81 €	0,00€	0,00€	17.149,81 €	- 218.644,81 €
14	5.285.850,62 €	0,00€	0,00€	17.205,82 €	- 235.850,62 €
15	5.303.112,63 €	0,00€	0,00€	17.262,00 €	- 253.112,63 €
16	5.320.431,01 €	0,00€	0,00€	17.318,38 €	- 270.431,01 €
17	5.337.805,94 €	0,00€	0,00€	17.374,93 €	- 287.805,94 €
18	5.355.237,61 €	0,00€	0,00€	17.431,67 €	- 305.237,61 €
19	5.372.726,22 €	0,00€	0,00€	17.488,60 €	- 322.726,22 €
20	5.390.271,93 €	0,00€	0,00€	17.545,71 €	- 340.271,93 €
21	5.407.874,94 €	0,00€	0,00€	17.603,01 €	- 357.874,94 €
22	5.425.535,44 €	0,00€	0,00€	17.660,50 €	- 375.535,44 €
23	5.443.253,62 €	0,00€	0,00€	17.718,17 €	- 393.253,62 €
24	5.461.029,65 €	0,00€	0,00€	17.776,04 €	- 411.029,65 €
25	5.443.584,81 €	35.278,92 €	17.444,84 €	17.834,09 €	- 393.584,81 €

26	5.426.083,01 €	35.278,92 €	17.501,81 €	17.777,12 €	-	376.083,01 €
27	5.408.524,04 €	35.278,92 €	17.558,96 €	17.719,96 €	-	358.524,04 €
28	5.390.907,74 €	35.278,92 €	17.616,30 €	17.662,62 €	-	340.907,74 €
29	5.373.233,91 €	35.278,92 €	17.673,83 €	17.605,09 €	-	323.233,91 €
30	5.355.502,35 €	35.278,92 €	17.731,55 €	17.547,37 €	-	305.502,35 €
31	5.337.712,90 €	35.278,92 €	17.789,46 €	17.489,47 €	-	287.712,90 €
32	5.319.865,34 €	35.278,92 €	17.847,55 €	17.431,37 €	-	269.865,34 €
33	5.301.959,51 €	35.278,92 €	17.905,84 €	17.373,09 €	-	251.959,51 €
34	5.283.995,19 €	35.278,92 €	17.964,31 €	17.314,61 €	-	233.995,19 €
35	5.265.972,21 €	35.278,92 €	18.022,98 €	17.255,95 €	-	215.972,21 €
36	5.247.890,38 €	35.278,92 €	18.081,84 €	17.197,09 €	-	197.890,38 €
37	5.229.749,49 €	35.278,92 €	18.140,89 €	17.138,04 €	-	179.749,49 €
38	5.211.549,36 €	35.278,92 €	18.200,13 €	17.078,79 €	-	161.549,36 €
39	5.193.289,80 €	35.278,92 €	18.259,57 €	17.019,36 €	-	143.289,80 €
40	5.174.970,60 €	35.278,92 €	18.319,20 €	16.959,73 €	-	124.970,60 €
41	5.156.591,58 €	35.278,92 €	18.379,02 €	16.899,90 €	-	106.591,58 €
42	5.138.152,54 €	35.278,92 €	18.439,04 €	16.839,88 €	-	88.152,54 €
43	5.119.653,28 €	35.278,92 €	18.499,26 €	16.779,67 €	-	69.653,28 €
44	5.101.093,61 €	35.278,92 €	18.559,67 €	16.719,25 €	-	51.093,61 €
45	5.082.473,33 €	35.278,92 €	18.620,28 €	16.658,64 €	-	32.473,33 €
46	5.063.792,25 €	35.278,92 €	18.681,09 €	16.597,84 €	-	13.792,25 €
47	5.045.050,15 €	35.278,92 €	18.742,10 €	16.536,83 €		4.949,85 €
48	5.026.246,85 €	35.278,92 €	18.803,30 €	16.475,62 €		23.753,15 €
49	5.007.382,14 €	35.278,92 €	18.864,71 €	16.414,22 €		42.617,86 €
50	4.988.455,83 €	35.278,92 €	18.926,31 €	16.352,61 €		61.544,17 €
51	4.969.467,71 €	35.278,92 €	18.988,12 €	16.290,80 €		80.532,29 €
52	4.950.417,57 €	35.278,92 €	19.050,13 €	16.228,79 €		99.582,43 €
53	4.931.305,23 €	35.278,92 €	19.112,34 €	16.166,58 €		118.694,77 €
54	4.912.130,47 €	35.278,92 €	19.174,76 €	16.104,17 €		137.869,53 €
55	4.892.893,09 €	35.278,92 €	19.237,38 €	16.041,55 €		157.106,91 €
56	4.873.592,89 €	35.278,92 €	19.300,20 €	15.978,72 €		176.407,11 €
57	4.854.229,66 €	35.278,92 €	19.363,23 €	15.915,69 €		195.770,34 €
58	4.834.803,20 €	35.278,92 €	19.426,46 €	15.852,46 €		215.196,80 €

59	4.815.313,30 €	35.278,92 €	19.489,91 €	15.789,02 €	234.686,70 €
60	4.795.759,74 €	35.278,92 €	19.553,55 €	15.725,37 €	254.240,26 €
61	4.776.142,33 €	35.278,92 €	19.617,41 €	15.661,51 €	273.857,67 €
62	4.756.460,86 €	35.278,92 €	19.681,47 €	15.597,45 €	293.539,14 €
63	4.736.715,11 €	35.278,92 €	19.745,75 €	15.533,18 €	313.284,89 €
64	4.716.904,88 €	35.278,92 €	19.810,23 €	15.468,69 €	333.095,12 €
65	4.697.029,95 €	35.278,92 €	19.874,93 €	15.404,00 €	352.970,05 €
66	4.677.090,12 €	35.278,92 €	19.939,83 €	15.339,09 €	372.909,88 €
67	4.657.085,17 €	35.278,92 €	20.004,95 €	15.273,97 €	392.914,83 €
68	4.637.014,89 €	35.278,92 €	20.070,28 €	15.208,64 €	412.985,11 €
69	4.616.879,07 €	35.278,92 €	20.135,82 €	15.143,10 €	433.120,93 €
70	4.596.677,49 €	35.278,92 €	20.201,58 €	15.077,34 €	453.322,51 €
71	4.576.409,94 €	35.278,92 €	20.267,55 €	15.011,37 €	473.590,06 €
72	4.556.076,20 €	35.278,92 €	20.333,74 €	14.945,18 €	493.923,80 €
73	4.535.676,06 €	35.278,92 €	20.400,14 €	14.878,78 €	514.323,94 €
74	4.515.209,29 €	35.278,92 €	20.466,76 €	14.812,16 €	534.790,71 €
75	4.494.675,69 €	35.278,92 €	20.533,60 €	14.745,32 €	555.324,31 €
76	4.474.075,03 €	35.278,92 €	20.600,66 €	14.678,26 €	575.924,97 €
77	4.453.407,09 €	35.278,92 €	20.667,94 €	14.610,99 €	596.592,91 €
78	4.432.671,66 €	35.278,92 €	20.735,43 €	14.543,49 €	617.328,34 €
79	4.411.868,52 €	35.278,92 €	20.803,15 €	14.475,78 €	638.131,48 €
80	4.390.997,43 €	35.278,92 €	20.871,08 €	14.407,84 €	659.002,57 €
81	4.370.058,19 €	35.278,92 €	20.939,24 €	14.339,68 €	679.941,81 €
82	4.349.050,57 €	35.278,92 €	21.007,62 €	14.271,30 €	700.949,43 €
83	4.327.974,34 €	35.278,92 €	21.076,23 €	14.202,70 €	722.025,66 €
84	4.306.829,28 €	35.278,92 €	21.145,06 €	14.133,87 €	743.170,72 €
85	4.285.615,17 €	35.278,92 €	21.214,11 €	14.064,81 €	764.384,83 €
86	4.264.331,79 €	35.278,92 €	21.283,39 €	13.995,54 €	785.668,21 €
87	4.242.978,89 €	35.278,92 €	21.352,89 €	13.926,03 €	807.021,11 €
88	4.221.556,27 €	35.278,92 €	21.422,63 €	13.856,30 €	828.443,73 €
89	4.200.063,68 €	35.278,92 €	21.492,59 €	13.786,34 €	849.936,32 €
90	4.178.500,91 €	35.278,92 €	21.562,77 €	13.716,15 €	871.499,09 €
91	4.156.867,71 €	35.278,92 €	21.633,19 €	13.645,73 €	893.132,29 €

92	4.135.163,88 €	35.278,92 €	21.703,84 €	13.575,08 €	914.836,12 €
93	4.113.389,16 €	35.278,92 €	21.774,72 €	13.504,21 €	936.610,84 €
94	4.091.543,33 €	35.278,92 €	21.845,83 €	13.433,10 €	958.456,67 €
95	4.069.626,16 €	35.278,92 €	21.917,17 €	13.361,75 €	980.373,84 €
96	4.047.637,42 €	35.278,92 €	21.988,74 €	13.290,18 €	1.002.362,58 €
97	4.025.576,86 €	35.278,92 €	22.060,55 €	13.218,37 €	1.024.423,14 €
98	4.003.444,27 €	35.278,92 €	22.132,60 €	13.146,33 €	1.046.555,73 €
99	3.981.239,39 €	35.278,92 €	22.204,87 €	13.074,05 €	1.068.760,61 €
100	3.958.962,01 €	35.278,92 €	22.277,39 €	13.001,53 €	1.091.037,99 €
101	3.936.611,87 €	35.278,92 €	22.350,14 €	12.928,78 €	1.113.388,13 €
102	3.914.188,74 €	35.278,92 €	22.423,13 €	12.855,79 €	1.135.811,26 €
103	3.891.692,38 €	35.278,92 €	22.496,36 €	12.782,57 €	1.158.307,62 €
104	3.869.122,56 €	35.278,92 €	22.569,82 €	12.709,10 €	1.180.877,44 €
105	3.846.479,03 €	35.278,92 €	22.643,53 €	12.635,39 €	1.203.520,97 €
106	3.823.761,55 €	35.278,92 €	22.717,48 €	12.561,45 €	1.226.238,45 €
107	3.800.969,89 €	35.278,92 €	22.791,66 €	12.487,26 €	1.249.030,11 €
108	3.778.103,79 €	35.278,92 €	22.866,09 €	12.412,83 €	1.271.896,21 €
109	3.755.163,03 €	35.278,92 €	22.940,77 €	12.338,15 €	1.294.836,97 €
110	3.732.147,34 €	35.278,92 €	23.015,69 €	12.263,24 €	1.317.852,66 €
111	3.709.056,49 €	35.278,92 €	23.090,85 €	12.188,07 €	1.340.943,51 €
112	3.685.890,23 €	35.278,92 €	23.166,26 €	12.112,67 €	1.364.109,77 €
113	3.662.648,32 €	35.278,92 €	23.241,91 €	12.037,01 €	1.387.351,68 €
114	3.639.330,51 €	35.278,92 €	23.317,81 €	11.961,11 €	1.410.669,49 €
115	3.615.936,55 €	35.278,92 €	23.393,96 €	11.884,96 €	1.434.063,45 €
116	3.592.466,19 €	35.278,92 €	23.470,36 €	11.808,57 €	1.457.533,81 €
117	3.568.919,19 €	35.278,92 €	23.547,01 €	11.731,92 €	1.481.080,81 €
118	3.545.295,28 €	35.278,92 €	23.623,90 €	11.655,02 €	1.504.704,72 €
119	3.521.594,23 €	35.278,92 €	23.701,05 €	11.577,87 €	1.528.405,77 €
120	3.497.815,78 €	35.278,92 €	23.778,45 €	11.500,47 €	1.552.184,22 €
121	3.473.959,67 €	35.278,92 €	23.856,11 €	11.422,82 €	1.576.040,33 €
122	3.450.025,66 €	35.278,92 €	23.934,01 €	11.344,91 €	1.599.974,34 €
123	3.426.013,49 €	35.278,92 €	24.012,17 €	11.266,75 €	1.623.986,51 €
124	3.401.922,90 €	35.278,92 €	24.090,59 €	11.188,33 €	1.648.077,10 €

125	3.377.753,64 €	35.278,92 €	24.169,26 €	11.109,66 €	1.672.246,36 €
126	3.353.505,44 €	35.278,92 €	24.248,19 €	11.030,73 €	1.696.494,56 €
127	3.329.178,06 €	35.278,92 €	24.327,38 €	10.951,54 €	1.720.821,94 €
128	3.304.771,24 €	35.278,92 €	24.406,83 €	10.872,10 €	1.745.228,76 €
129	3.280.284,71 €	35.278,92 €	24.486,53 €	10.792,39 €	1.769.715,29 €
130	3.255.718,21 €	35.278,92 €	24.566,50 €	10.712,43 €	1.794.281,79 €
131	3.231.071,49 €	35.278,92 €	24.646,72 €	10.632,20 €	1.818.928,51 €
132	3.206.344,27 €	35.278,92 €	24.727,21 €	10.551,71 €	1.843.655,73 €
133	3.181.536,31 €	35.278,92 €	24.807,96 €	10.470,96 €	1.868.463,69 €
134	3.156.647,33 €	35.278,92 €	24.888,98 €	10.389,94 €	1.893.352,67 €
135	3.131.677,07 €	35.278,92 €	24.970,26 €	10.308,66 €	1.918.322,93 €
136	3.106.625,27 €	35.278,92 €	25.051,80 €	10.227,12 €	1.943.374,73 €
137	3.081.491,65 €	35.278,92 €	25.133,62 €	10.145,31 €	1.968.508,35 €
138	3.056.275,95 €	35.278,92 €	25.215,70 €	10.063,23 €	1.993.724,05 €
139	3.030.977,91 €	35.278,92 €	25.298,04 €	9.980,88 €	2.019.022,09 €
140	3.005.597,25 €	35.278,92 €	25.380,66 €	9.898,27 €	2.044.402,75 €
141	2.980.133,71 €	35.278,92 €	25.463,54 €	9.815,38 €	2.069.866,29 €
142	2.954.587,01 €	35.278,92 €	25.546,70 €	9.732,22 €	2.095.412,99 €
143	2.928.956,88 €	35.278,92 €	25.630,13 €	9.648,80 €	2.121.043,12 €
144	2.903.243,05 €	35.278,92 €	25.713,83 €	9.565,10 €	2.146.756,95 €
145	2.877.445,25 €	35.278,92 €	25.797,80 €	9.481,12 €	2.172.554,75 €
146	2.851.563,20 €	35.278,92 €	25.882,05 €	9.396,87 €	2.198.436,80 €
147	2.825.596,63 €	35.278,92 €	25.966,57 €	9.312,35 €	2.224.403,37 €
148	2.799.545,26 €	35.278,92 €	26.051,37 €	9.227,55 €	2.250.454,74 €
149	2.773.408,81 €	35.278,92 €	26.136,45 €	9.142,48 €	2.276.591,19 €
150	2.747.187,01 €	35.278,92 €	26.221,80 €	9.057,12 €	2.302.812,99 €
151	2.720.879,58 €	35.278,92 €	26.307,43 €	8.971,49 €	2.329.120,42 €
152	2.694.486,23 €	35.278,92 €	26.393,35 €	8.885,58 €	2.355.513,77 €
153	2.668.006,69 €	35.278,92 €	26.479,54 €	8.799,38 €	2.381.993,31 €
154	2.641.440,68 €	35.278,92 €	26.566,01 €	8.712,91 €	2.408.559,32 €
155	2.614.787,91 €	35.278,92 €	26.652,77 €	8.626,15 €	2.435.212,09 €
156	2.588.048,10 €	35.278,92 €	26.739,81 €	8.539,11 €	2.461.951,90 €
157	2.561.220,96 €	35.278,92 €	26.827,13 €	8.451,79 €	2.488.779,04 €

158	2.534.306,22 €	35.278,92 €	26.914,74 €	8.364,18 €	2.515.693,78 €
159	2.507.303,58 €	35.278,92 €	27.002,64 €	8.276,28 €	2.542.696,42 €
160	2.480.212,76 €	35.278,92 €	27.090,82 €	8.188,10 €	2.569.787,24 €
161	2.453.033,47 €	35.278,92 €	27.179,29 €	8.099,63 €	2.596.966,53 €
162	2.425.765,42 €	35.278,92 €	27.268,05 €	8.010,87 €	2.624.234,58 €
163	2.398.408,31 €	35.278,92 €	27.357,10 €	7.921,82 €	2.651.591,69 €
164	2.370.961,87 €	35.278,92 €	27.446,44 €	7.832,48 €	2.679.038,13 €
165	2.343.425,80 €	35.278,92 €	27.536,07 €	7.742,85 €	2.706.574,20 €
166	2.315.799,80 €	35.278,92 €	27.626,00 €	7.652,93 €	2.734.200,20 €
167	2.288.083,59 €	35.278,92 €	27.716,22 €	7.562,71 €	2.761.916,41 €
168	2.260.276,86 €	35.278,92 €	27.806,73 €	7.472,20 €	2.789.723,14 €
169	2.232.379,32 €	35.278,92 €	27.897,54 €	7.381,39 €	2.817.620,68 €
170	2.204.390,68 €	35.278,92 €	27.988,64 €	7.290,28 €	2.845.609,32 €
171	2.176.310,64 €	35.278,92 €	28.080,04 €	7.198,88 €	2.873.689,36 €
172	2.148.138,89 €	35.278,92 €	28.171,75 €	7.107,18 €	2.901.861,11 €
173	2.119.875,15 €	35.278,92 €	28.263,75 €	7.015,18 €	2.930.124,85 €
174	2.091.519,10 €	35.278,92 €	28.356,05 €	6.922,88 €	2.958.480,90 €
175	2.063.070,45 €	35.278,92 €	28.448,65 €	6.830,27 €	2.986.929,55 €
176	2.034.528,90 €	35.278,92 €	28.541,55 €	6.737,37 €	3.015.471,10 €
177	2.005.894,14 €	35.278,92 €	28.634,76 €	6.644,16 €	3.044.105,86 €
178	1.977.165,86 €	35.278,92 €	28.728,27 €	6.550,65 €	3.072.834,14 €
179	1.948.343,77 €	35.278,92 €	28.822,09 €	6.456,83 €	3.101.656,23 €
180	1.919.427,55 €	35.278,92 €	28.916,22 €	6.362,71 €	3.130.572,45 €
181	1.890.416,90 €	35.278,92 €	29.010,65 €	6.268,28 €	3.159.583,10 €
182	1.861.311,51 €	35.278,92 €	29.105,39 €	6.173,54 €	3.188.688,49 €
183	1.832.111,08 €	35.278,92 €	29.200,44 €	6.078,49 €	3.217.888,92 €
184	1.802.815,28 €	35.278,92 €	29.295,80 €	5.983,13 €	3.247.184,72 €
185	1.773.423,81 €	35.278,92 €	29.391,47 €	5.887,45 €	3.276.576,19 €
186	1.743.936,36 €	35.278,92 €	29.487,45 €	5.791,47 €	3.306.063,64 €
187	1.714.352,61 €	35.278,92 €	29.583,75 €	5.695,17 €	3.335.647,39 €
188	1.684.672,24 €	35.278,92 €	29.680,36 €	5.598,56 €	3.365.327,76 €
189	1.654.894,96 €	35.278,92 €	29.777,29 €	5.501,63 €	3.395.105,04 €
190	1.625.020,42 €	35.278,92 €	29.874,53 €	5.404,39 €	3.424.979,58 €

191	1.595.048,33 €	35.278,92 €	29.972,09 €	5.306,83 €	3.454.951,67 €
192	1.564.978,36 €	35.278,92 €	30.069,97 €	5.208,95 €	3.485.021,64 €
193	1.534.810,18 €	35.278,92 €	30.168,17 €	5.110,75 €	3.515.189,82 €
194	1.504.543,49 €	35.278,92 €	30.266,69 €	5.012,23 €	3.545.456,51 €
195	1.474.177,95 €	35.278,92 €	30.365,54 €	4.913,39 €	3.575.822,05 €
196	1.443.713,25 €	35.278,92 €	30.464,70 €	4.814,22 €	3.606.286,75 €
197	1.413.149,06 €	35.278,92 €	30.564,19 €	4.714,73 €	3.636.850,94 €
198	1.382.485,06 €	35.278,92 €	30.664,00 €	4.614,92 €	3.667.514,94 €
199	1.351.720,92 €	35.278,92 €	30.764,14 €	4.514,78 €	3.698.279,08 €
200	1.320.856,31 €	35.278,92 €	30.864,61 €	4.414,32 €	3.729.143,69 €
201	1.289.890,91 €	35.278,92 €	30.965,40 €	4.313,52 €	3.760.109,09 €
202	1.258.824,38 €	35.278,92 €	31.066,53 €	4.212,40 €	3.791.175,62 €
203	1.227.656,40 €	35.278,92 €	31.167,98 €	4.110,94 €	3.822.343,60 €
204	1.196.386,64 €	35.278,92 €	31.269,77 €	4.009,16 €	3.853.613,36 €
205	1.165.014,75 €	35.278,92 €	31.371,88 €	3.907,04 €	3.884.985,25 €
206	1.133.540,42 €	35.278,92 €	31.474,33 €	3.804,59 €	3.916.459,58 €
207	1.101.963,30 €	35.278,92 €	31.577,12 €	3.701,80 €	3.948.036,70 €
208	1.070.283,06 €	35.278,92 €	31.680,24 €	3.598,68 €	3.979.716,94 €
209	1.038.499,36 €	35.278,92 €	31.783,70 €	3.495,22 €	4.011.500,64 €
210	1.006.611,86 €	35.278,92 €	31.887,50 €	3.391,43 €	4.043.388,14 €
211	974.620,23 €	35.278,92 €	31.991,63 €	3.287,29 €	4.075.379,77 €
212	942.524,12 €	35.278,92 €	32.096,11 €	3.182,82 €	4.107.475,88 €
213	910.323,20 €	35.278,92 €	32.200,92 €	3.078,00 €	4.139.676,80 €
214	878.017,12 €	35.278,92 €	32.306,08 €	2.972,84 €	4.171.982,88 €
215	845.605,54 €	35.278,92 €	32.411,58 €	2.867,34 €	4.204.394,46 €
216	813.088,11 €	35.278,92 €	32.517,43 €	2.761,49 €	4.236.911,89 €
217	780.464,49 €	35.278,92 €	32.623,62 €	2.655,30 €	4.269.535,51 €
218	747.734,32 €	35.278,92 €	32.730,16 €	2.548,76 €	4.302.265,68 €
219	714.897,28 €	35.278,92 €	32.837,05 €	2.441,88 €	4.335.102,72 €
220	681.952,99 €	35.278,92 €	32.944,28 €	2.334,64 €	4.368.047,01 €
221	648.901,12 €	35.278,92 €	33.051,87 €	2.227,05 €	4.401.098,88 €
222	615.741,32 €	35.278,92 €	33.159,81 €	2.119,12 €	4.434.258,68 €
223	582.473,22 €	35.278,92 €	33.268,10 €	2.010,83 €	4.467.526,78 €

224	549.096,48 €	35.278,92 €	33.376,74 €	1.902,18 €	4.500.903,52 €
225	515.610,74 €	35.278,92 €	33.485,74 €	1.793,18 €	4.534.389,26 €
226	482.015,65 €	35.278,92 €	33.595,09 €	1.683,83 €	4.567.984,35 €
227	448.310,84 €	35.278,92 €	33.704,81 €	1.574,12 €	4.601.689,16 €
228	414.495,97 €	35.278,92 €	33.814,87 €	1.464,05 €	4.635.504,03 €
229	380.570,66 €	35.278,92 €	33.925,30 €	1.353,62 €	4.669.429,34 €
230	346.534,57 €	35.278,92 €	34.036,09 €	1.242,83 €	4.703.465,43 €
231	312.387,32 €	35.278,92 €	34.147,25 €	1.131,68 €	4.737.612,68 €
232	278.128,56 €	35.278,92 €	34.258,76 €	1.020,16 €	4.771.871,44 €
233	243.757,92 €	35.278,92 €	34.370,64 €	908,28 €	4.806.242,08 €
234	209.275,04 €	35.278,92 €	34.482,88 €	796,04 €	4.840.724,96 €
235	174.679,55 €	35.278,92 €	34.595,49 €	683,43 €	4.875.320,45 €
236	139.971,07 €	35.278,92 €	34.708,47 €	570,45 €	4.910.028,93 €
237	105.149,25 €	35.278,92 €	34.821,82 €	457,10 €	4.944.850,75 €
238	70.213,72 €	35.278,92 €	34.935,54 €	343,39 €	4.979.786,28 €
239	35.164,09 €	35.278,92 €	35.049,63 €	229,30 €	5.014.835,91 €
240	0,00 €	35.278,92 €	35.164,09 €	114,84 €	5.050.000,00 €
		7.620.247,53 €	5.461.029,65 €	16.491,79 €	

Tabla 30: Cuadro amortización préstamo (Fuente: propia Elaboración: propia)

ANEXO VII: CUADROS FINANCIEROS

Parque Solar Morajela

Inversión:	Tasa de descuento	10,6645%
	IPC	2,5%
Instalación:	Perd. Prod	-0,50%
	Desembolso inicial	7.435.646,80 €
	Potencia	18850 kWp
Producción:	Producción Inicial	40.566.213 kWh/año
Valores Económicos:	Precio medio kWh:	0,102 €
	Impuesto generación:	7%
	Peaje eléctrico:	- €
Mantenimiento Preventivo:	Precio de mantenimiento (€/kWp)	4,00 €
	Subida anual:	1%
Mantenimiento Correctivo:	Precio de mantenimiento (€/año)	10.000,00 €
	Subida anual:	
Mantenimiento Suelo:	Precio de mantenimiento (€/año)	200.000,00 €
	Subida anual:	
Personal:	Sueldos y Salarios (€/año)	210.000,00 €
	Subida anual:	2%
Seguro	Prima (€/año)	35.000,00 €
	Subida anual:	1%

VAIngBru		16.754.597,54 €	3.885.930,55 €
VAImpGen	-	1.172.821,83 €	
VAIntereses	-	4.871.148,87 €	
VAMantPrev	-	700.738,72 €	
VAMantCorr	-	86.324,28 €	
VAMantSuelo	-	3.684.875,28 €	
VAPersonal	-	2.027.481,41 €	
VASeguro	-	325.276,60 €	
		-12.868.666,99 €	

Línea Temporal PS MORALEJA													
Ing Bruto	2.068.876,86 €	2.038.350,79 €	2.028.107,82 €	2.017.864,85 €	2.007.621,88 €	1.971.670,08 €	1.957.624,02 €	1.945.967,32 €	1.924.240,46 €	1.907.423,25 €	1.890.677,20 €	1.874.002,29 €	
	0	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Desem. Ini -	7.435.646,80 €												
Imp. Gen	- 144.821,38 €	- 142.684,56 €	- 141.967,55 €	- 141.250,54 €	- 140.533,53 €	- 138.016,91 €	- 137.033,68 €	- 136.217,71 €	- 134.696,83 €	- 133.519,63 €	- 132.347,40 €	- 131.180,16 €	
Mantenim Prev	- 75.400,00 €	- 76.154,00 €	- 76.915,54 €	- 77.684,70 €	- 78.461,54 €	- 79.246,16 €	- 80.038,62 €	- 80.839,01 €	- 81.647,40 €	- 82.463,87 €	- 83.288,51 €	- 84.121,39 €	
Mantenim Corr	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	
Mantenim Suelo	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	
Personal	- 210.000,00 €	- 213.150,00 €	- 216.347,25 €	- 219.592,46 €	- 222.886,35 €	- 226.229,64 €	- 229.623,09 €	- 233.067,43 €	- 236.563,44 €	- 240.111,89 €	- 243.713,57 €	- 247.369,28 €	
Seguro	- 35.000,00 €	- 35.350,00 €	- 35.703,50 €	- 36.060,54 €	- 36.421,14 €	- 36.785,35 €	- 37.153,21 €	- 37.524,74 €	- 37.899,98 €	- 38.278,98 €	- 38.661,77 €	- 39.048,39 €	
Intereses	- 190.751,72 €	- 198.362,71 €	- 199.131,48 €	- 191.080,65 €	- 182.708,60 €	- 174.002,50 €	- 164.949,02 €	- 155.534,31 €	- 145.743,96 €	- 135.562,97 €	- 124.975,76 €	- 113.966,11 €	
Ing Bruto	1.857.398,54 €	1.840.865,94 €	1.824.404,50 €	1.808.014,21 €	1.791.695,07 €	1.775.447,08 €	1.759.270,25 €	1.743.164,57 €	1.727.130,05 €	1.711.166,67 €	1.695.274,45 €	1.679.453,39 €	1.663.703,47 €
	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
Desem. Ini													
Imp. Gen -	130.017,90 €	- 128.860,62 €	- 127.708,31 €	- 126.560,99 €	- 125.418,65 €	- 124.281,30 €	- 123.148,92 €	- 122.021,52 €	- 120.899,10 €	- 119.781,67 €	- 118.669,21 €	- 117.561,74 €	- 116.459,24 €
Mantenim Prev -	84.962,61 €	- 85.812,23 €	- 86.670,36 €	- 87.537,06 €	- 88.412,43 €	- 89.296,55 €	- 90.189,52 €	- 91.091,41 €	- 92.002,33 €	- 92.922,35 €	- 93.851,58 €	- 94.790,09 €	- 95.737,99 €
Mantenim Corr -	10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €
Mantenim Suelo -	200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €
Personal -	251.079,82 €	- 254.846,01 €	- 258.668,70 €	- 262.548,73 €	- 266.486,97 €	- 270.484,27 €	- 274.541,53 €	- 278.659,66 €	- 282.839,55 €	- 287.082,14 €	- 291.388,38 €	- 295.759,20 €	- 300.195,59 €
Seguro -	39.438,88 €	- 39.833,26 €	- 40.231,60 €	- 40.633,91 €	- 41.040,25 €	- 41.450,66 €	- 41.865,16 €	- 42.283,81 €	- 42.706,65 €	- 43.133,72 €	- 43.565,06 €	- 44.000,71 €	- 44.440,71 €
Intereses -	102.517,19 €	- 90.611,45 €	- 78.230,67 €	- 65.355,90 €	- 51.967,43 €	- 38.044,75 €	- 23.566,56 €	- 8.510,69 €	- €	- €	- €	- €	- €

Resumen Flujos de Caja PV MORALEJA

	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Producción estimada (MWh)	40.566,21	40.363,38	40.160,55	39.957,72	39.754,89	39.552,06	39.349,23	39.146,40	38.943,56	38.740,73	38.537,90	38.335,07	38.132,24
Precio OMIP (€/MWh)	51,00 €	50,50 €	50,50 €	50,50 €	50,50 €	49,85 €	49,75 €	49,71 €	49,41 €	49,24 €	49,06 €	48,88 €	48,71 €
Ingresos Explotación	2.068.876,86 €	2.038.350,79 €	2.028.107,82 €	2.017.864,85 €	2.007.621,88 €	1.971.670,08 €	1.957.624,02 €	1.945.967,32 €	1.924.240,46 €	1.907.423,25 €	1.890.677,20 €	1.874.002,29 €	1.857.398,54 €

	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	
Producción estimada (MWh)	37.929,41	37.726,58	37.523,75	37.320,92	37.118,08	36.915,25	36.712,42	36.509,59	36.306,76	36.103,93	35.901,10	35.698,27	
Precio OMIP (€/MWh)	48,53 €	48,36 €	48,18 €	48,01 €	47,83 €	47,66 €	47,48 €	47,31 €	47,13 €	46,96 €	46,78 €	46,60 €	
Ingresos Explotación	1.840.865,94 €	1.824.404,50 €	1.808.014,21 €	1.791.695,07 €	1.775.447,08 €	1.759.270,25 €	1.743.164,57 €	1.727.130,05 €	1.711.166,67 €	1.695.274,45 €	1.679.453,39 €	1.663.703,47 €	46.509.415,04 €

	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Impuesto de generación	- 144.821,38 €	- 142.684,56 €	- 141.967,55 €	- 141.250,54 €	- 140.533,53 €	- 138.016,91 €	- 137.033,68 €	- 136.217,71 €	- 134.696,83 €	- 133.519,63 €	- 132.347,40 €	- 131.180,16 €	- 130.017,90 €
Mantenimiento Preventivo	- 75.400,00 €	- 76.154,00 €	- 76.915,54 €	- 77.684,70 €	- 78.461,54 €	- 79.246,16 €	- 80.038,62 €	- 80.839,01 €	- 81.647,40 €	- 82.463,87 €	- 83.288,51 €	- 84.121,39 €	- 84.962,61 €
Mantenimiento Correctivo	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €	- 10.000,00 €
Mantenimiento Suelo	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €	- 200.000,00 €
Personal	- 210.000,00 €	- 213.150,00 €	- 216.347,25 €	- 219.592,46 €	- 222.886,35 €	- 226.229,64 €	- 229.623,09 €	- 233.067,43 €	- 236.563,44 €	- 240.111,89 €	- 243.713,57 €	- 247.369,28 €	- 251.079,82 €
Seguros	- 35.000,00 €	- 35.350,00 €	- 35.703,50 €	- 36.060,54 €	- 36.421,14 €	- 36.785,35 €	- 37.153,21 €	- 37.524,74 €	- 37.899,98 €	- 38.278,98 €	- 38.661,77 €	- 39.048,39 €	- 39.438,88 €
Intereses del prestamo	- 190.751,72 €	- 198.362,71 €	- 199.131,48 €	- 191.080,65 €	- 182.708,60 €	- 174.002,50 €	- 164.949,02 €	- 155.534,31 €	- 145.743,96 €	- 135.562,97 €	- 124.975,76 €	- 113.966,11 €	- 102.517,19 €

[illegible]

Cálculo Payback PS MORALEJA

	VA Ingresos Brutos	Desembolso Inicial	VAImpuesto	VA MantenimientoPrev	VA MantenimientoCorr	VA MantenimientoSuelo	VA Personal	VA Seguro	VA Intereses	VAN
0										
1	1.869.503,65 € -	7.435.646,80 € -	130.865,26 € -	68.133,86 € -	9.036,32 € -	180.726,43 € -	189.762,75 € -	31.627,13 €	190.751,72 €	- 5.985.543,18 €
2	3.533.921,15 € -	7.435.646,80 € -	247.374,48 € -	130.317,49 € -	17.201,83 € -	344.036,64 € -	363.810,61 € -	60.492,21 €	389.114,43 €	- 4.675.844,48 €
3	5.030.384,41 € -	7.435.646,80 € -	352.126,91 € -	187.070,53 € -	24.580,45 € -	491.609,00 € -	523.444,98 € -	86.836,45 €	588.245,92 €	- 3.482.684,79 €
4	6.375.807,17 € -	7.435.646,80 € -	446.306,50 € -	238.867,24 € -	31.248,01 € -	624.960,13 € -	669.859,49 € -	110.880,02 €	779.326,57 €	- 2.402.634,44 €
5	7.585.403,03 € -	7.435.646,80 € -	530.978,21 € -	286.140,46 € -	37.273,02 € -	745.460,49 € -	804.148,92 € -	132.823,82 €	962.035,17 €	- 1.425.033,54 €
6	8.658.859,13 € -	7.435.646,80 € -	606.120,14 € -	329.285,24 € -	42.717,42 € -	854.348,50 € -	927.317,39 € -	152.851,24 €	1.136.037,67 €	- 553.389,94 €
7	9.621.958,29 € -	7.435.646,80 € -	673.537,08 € -	368.662,12 € -	47.637,16 € -	952.743,20 € -	1.040.285,87 € -	171.129,63 €	1.300.986,69 €	233.303,11 €
8	10.487.063,51 € -	7.435.646,80 € -	734.094,45 € -	404.600,16 € -	52.082,79 € -	1.041.655,81 € -	1.143.899,04 € -	187.811,75 €	1.456.521,00 €	943.793,71 €
9	11.260.072,26 € -	7.435.646,80 € -	788.205,06 € -	437.399,67 € -	56.100,01 € -	1.122.000,11 € -	1.238.931,66 € -	203.036,98 €	1.602.264,96 €	1.581.016,92 €
10	11.952.483,02 € -	7.435.646,80 € -	836.673,81 € -	467.334,76 € -	59.730,09 € -	1.194.601,80 € -	1.326.094,31 € -	216.932,58 €	1.737.827,93 €	2.153.296,80 €
11	12.572.674,50 € -	7.435.646,80 € -	880.087,22 € -	494.655,56 € -	63.010,35 € -	1.260.207,03 € -	1.406.038,72 € -	229.614,65 €	1.862.803,68 €	2.666.217,86 €
12	13.128.156,78 € -	7.435.646,80 € -	918.970,97 € -	519.590,40 € -	65.974,50 € -	1.319.490,01 € -	1.479.362,67 € -	241.189,18 €	1.976.769,80 €	3.124.702,04 €
13	13.625.661,10 € -	7.435.646,80 € -	953.796,28 € -	542.347,64 € -	68.653,00 € -	1.373.060,03 € -	1.546.614,42 € -	251.752,88 €	2.079.286,98 €	3.533.077,04 €
14	14.071.220,49 € -	7.435.646,80 € -	984.985,43 € -	563.117,45 € -	71.073,38 € -	1.421.467,61 € -	1.608.296,82 € -	261.394,04 €	2.169.898,43 €	3.895.137,38 €
15	14.470.241,94 € -	7.435.646,80 € -	1.012.916,94 € -	582.073,41 € -	73.260,51 € -	1.465.210,26 € -	1.664.871,09 € -	270.193,23 €	2.248.129,10 €	4.214.198,80 €
16	14.827.571,23 € -	7.435.646,80 € -	1.037.929,99 € -	599.373,91 € -	75.236,88 € -	1.504.737,53 € -	1.716.760,26 € -	278.223,96 €	2.313.485,00 €	4.493.146,90 €
17	15.147.551,03 € -	7.435.646,80 € -	1.060.328,57 € -	615.163,54 € -	77.022,78 € -	1.540.455,64 € -	1.764.352,31 € -	285.553,37 €	2.365.452,43 €	4.734.480,45 €
18	15.434.072,95 € -	7.435.646,80 € -	1.080.385,11 € -	629.574,23 € -	78.636,58 € -	1.572.731,67 € -	1.808.003,11 € -	292.242,68 €	2.403.497,18 €	4.940.349,96 €
19	15.690.624,34 € -	7.435.646,80 € -	1.098.343,70 € -	642.726,41 € -	80.094,87 € -	1.601.897,33 € -	1.848.039,03 € -	298.347,80 €	2.427.063,74 €	5.112.592,13 €
20	15.920.330,09 € -	7.435.646,80 € -	1.114.423,11 € -	654.730,00 € -	81.412,62 € -	1.628.252,36 € -	1.884.759,44 € -	303.919,76 €	2.435.574,44 €	5.252.760,44 €
21	16.125.990,26 € -	7.435.646,80 € -	1.128.819,32 € -	665.685,29 € -	82.603,38 € -	1.652.067,61 € -	1.918.438,92 € -	309.005,11 €	4.871.148,87 €	7.804.872,71 €
22	16.310.113,72 € -	7.435.646,80 € -	1.141.707,96 € -	675.683,84 € -	83.679,39 € -	1.673.587,83 € -	1.949.329,28 € -	313.646,34 €	4.871.148,87 €	7.907.981,15 €
23	16.474.948,37 € -	7.435.646,80 € -	1.153.246,39 € -	684.809,20 € -	84.651,71 € -	1.693.034,20 € -	1.977.661,51 € -	317.882,25 €	4.871.148,87 €	7.999.165,19 €
24	16.622.508,20 € -	7.435.646,80 € -	1.163.575,57 € -	693.137,63 € -	85.530,33 € -	1.710.606,56 € -	2.003.647,45 € -	321.748,24 €	4.871.148,87 €	8.079.764,49 €
25	16.754.597,54 € -	7.435.646,80 € -	1.172.821,83 € -	700.738,72 € -	86.324,28 € -	1.726.485,52 € -	2.027.481,41 € -	325.276,60 €	4.871.148,87 €	8.150.971,27 €

Payback:	7 años
-----------------	---------------

ANEXO VIII: ALINEACIÓN OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

La Organización de las Naciones Unidas ha planteado 17 objetivos de desarrollo sostenible⁴ para conseguir un mundo mejor, más justo, equitativo y sostenible. Este proyecto se alinea de forma directa con los siguientes:



La propia tecnología empleada en el proyecto se refiere a este ODS, ya que se trata de una fuente renovable, la solar. Con la ejecución de este proyecto se evitará la compra de energía generada por fuentes contaminantes tales como el carbón o el gas.



Como cualquier proyecto, se trata de una inversión con futura rentabilidad, además de la atracción de inversión que ofrece.



Supone el remplazo de formas tradicionales de generación energética, tales como la combustión por un sistema tecnológicamente avanzado que permite la extracción de energía eléctrica de la radiación solar.



Al igual que en los anteriores, este proyecto permitirá que las ciudades operen con una energía limpia y renovable.



El reemplazamiento de compra de energía contaminante por la generación solar supone la reducción de acciones que fomentan el cambio climático.

⁴ Organización de las Naciones Unidas (2023). *Objetivos de Desarrollo Sostenible*.