



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Proyecto de Parque Fotovoltaico de 10,3 MW Situado en
Villanueva de Castellón (Valencia)

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Ingeniería Industrial

AUTOR/A: Canet Prats, Ferrán

Tutor/a: Vargas Salgado, Carlos Afranio

CURSO ACADÉMICO: 2023/2024



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

PROYECTO DE PARQUE FOTOVOLTAICO DE 10,3 MW SITUADO EN VILLANUEVA DE CASTELLÓN (VALENCIA)

AUTOR: FERRAN CANET PRATS

TUTOR: CARLOS VARGAS SALGADO

Curso académico: 2023-24



RESUMEN

En este proyecto se realizará el diseño de la instalación de un parque solar fotovoltaico de 10,3 megavatios. Este estará ubicado en unos terrenos agrícolas en la población de Villanueva de Castellón, en la Comunidad Valenciana. Este parque fotovoltaico estará enfocado a la venta de la energía producida en el pool eléctrico.

Para el diseño de este parque es necesario asegurar un funcionamiento fiable y continuo, a la vez que mantener la seguridad de las personas, siguiendo la normativa española y europea. El esquema básico de la instalación será de tipo centralizado. Este se compone, desde el nivel más bajo hasta el mayor, de módulos fotovoltaicos, Combiner Box y Estaciones de Potencia, las cuales contienen los inversores y transformadores.

La instalación está integrada por 21 532 paneles solares Longi de 550 vatios, 39 Combiner Box de Weidmüller con posibilidad de conectar hasta 20 strings a su entrada y 3 Estaciones de Potencia de Sungrow de 3437 kilovoltamperios, representando un ejemplo significativo de la adopción de tecnologías avanzadas en el sector de la energía renovable.

El coste total de la instalación alcanzará los 7 269 795 euros y está previsto que la planta genere 18 722 megavatios hora en su primer año de vida, contribuyendo de manera significativa a la matriz energética renovable. Con una vida útil estimada de 25 años, este proyecto se posiciona como una inversión a largo plazo en la generación de energía limpia y sostenible. El estudio económico realizado estima que el periodo de payback de la instalación es de solamente 6 años, con un VAN de 11 678 923 euros y un TIR de 18,69 %.

El alcance del trabajo abarca el diseño completo y la simulación de la planta fotovoltaica, así como la línea de media tensión, la cual parte de la planta fotovoltaica hasta llegar a la subestación eléctrica. Para la elaboración del proyecto se ha hecho uso de los siguientes softwares:

- AutoCad: Elaboración de planos, estudios e ilustraciones.
- PVsyst: Estudios y simulación de la instalación fotovoltaica.
- Microsoft Excel: Cálculos solares y elaboración de tablas y gráficos.



RESUM

En aquest projecte es durà a terme el disseny de la instal·lació d'un parc solar fotovoltaic de 10,3 megawatts. Aquest estarà ubicat en uns terrenys agrícoles en la població de Villanueva de Castellón, a la Comunitat Valenciana. Aquest parc fotovoltaic estarà enfocat a la venta de l'energia produïda al pool elèctric.

Per al disseny d'aquest parc és necessari assegurar un funcionament fiable i continu, alhora que es manté la seguretat de les persones, seguint la normativa espanyola i europea. L'esquema bàsic de la instal·lació serà de tipus centralitzada. Aquest es compon, des del nivell més baix fins al més alt, de mòduls fotovoltaics, Combiner Box i estacions de potencia, les quals contenen els inversors i transformadors.

La instal·lació està integrada per 21 532 panells solars Longi de 550 watts, 39 Combiner Box de Weidmüller amb possibilitat de connectar fins a 20 strings a la seua entrada i 3 Estacions de Potencia de Sungrow de 3437 quilovoltamperis, representant un exemple significatiu de l'adopció de tecnologies avançades al sector de l'energia renovable.

El cost total de la instal·lació arribarà als 7 269 795 euros i està previst que la planta genere 18 722 megawatts hora en el seu primer any de vida, contribuint de manera significativa a la matriu energètica renovable. Amb una vida útil estimada de 25 anys, aquest projecte es posiciona com una inversió a llarg termini en la generació d'energia neta i sostenible. El estudi econòmic realitzat estima que el període de payback de la instal·lació és de solament 6 anys, amb un VAN d'11 678 923 euros i una TIR de 18,69 %.

L'abast del treball abraça el disseny complet i la simulació de la planta fotovoltaica, així com la línia de mitja tensió, la qual parteix de la planta fotovoltaica fins a arribar a la subestació elèctrica. Per a l'elaboració del projecte s'ha fet ús dels següents softwares:

- AutoCad: Elaboració de plànols, estudis i il·lustracions.
- PVsyst: Estudis i simulació de la instal·lació fotovoltaica.
- Microsoft Excel: Càlculs solars i elaboració de taules i gràfics.



ABSTRACT

In this project, the design of a 10,3 megawatts photovoltaic solar park installation will be carried out. It will be located on agricultural land in the town of Villanueva de Castellón, in the Valencian Community, Spain. This photovoltaic park will be oriented towards selling the energy produced in the electric pool.

To ensure reliable and continuous operation while maintaining the safety of individuals, compliance with Spanish and European regulations is imperative in the design of this park. The basic layout of the installation will be centralized, comprising, from the lowest to the highest level, photovoltaic modules, Combiner Boxes, and power stations containing inverters and transformers.

The installation consists of 21 532 Longi solar panels of 550 watts each, 39 Weidmüller Combiner Boxes with the ability to connect up to 20 strings at their input, and 3 Sungrow Power Stations with a capacity of 3437 kilovoltamperes. It represents a significant example of the adoption of advanced technologies in the renewable energy sector.

The total cost of the installation will reach 7 269 795 euros, and it is expected that the plant will generate 18 722 megawatts hour in its first year, making a substantial contribution to the renewable energy matrix. With an estimated lifespan of 25 years, this project stands as a long-term investment in clean and sustainable energy generation. The economical study carried out projection estimates a payback period of only 6 years, with a NPV of 11 678 923 euros and an IRR of 18.69 %.

The scope of the work encompasses the complete design and simulation of the photovoltaic plant, as well as the medium-voltage line, which extends from the photovoltaic plant to the electrical substation. The following software tools have been used in the project:

- AutoCAD: Preparation of drawings, studies, and illustrations.
- PVsyst: Studies and simulation of the photovoltaic installation.
- Microsoft Excel: Solar calculations and preparation of tables and graphs.



ÍNDICE GENERAL

1	Memoria descriptiva	13
2	Cálculos justificativos	73
3	Mediciones y presupuesto	107
4	Planos	125
5	Pliego de condiciones	139
6	Anexos	148



ÍNDICE MEMORIA DESCRIPTIVA

1	Memoria descriptiva	13
1.1	Introducción	14
1.1.1	Objetivos.....	14
1.1.2	Contexto	14
1.1.3	Motivación.....	19
1.1.4	Justificación	19
1.1.5	Alcance	20
1.1.6	ODS (Objetivos de desarrollo sostenible).....	21
1.2	Normativa aplicada	23
1.3	Herramientas utilizadas.....	24
1.4	Emplazamiento.....	25
1.4.1	Características climáticas	29
1.4.2	Características del terreno	30
1.5	Descripción de la instalación	32
1.5.1	Módulo fotovoltaico.....	32
1.5.2	Estructura	36
1.5.3	Combiner Box	45
1.5.4	Estación de Potencia	47
1.5.5	Cableado de Baja Tensión	52
1.5.5.1	Cable solar	52
1.5.5.2	DC Main Cable	54
1.5.6	Cableado de Media Tensión	54
1.5.7	Protecciones	56
1.5.7.1	Protecciones en Baja Tensión.....	56
1.5.7.2	Protecciones en Media Tensión	59
1.5.8	Sistema de puesta a tierra.....	59
1.5.8.1	Puesta a tierra del generador fotovoltaico	59
1.5.8.2	Puesta a tierra del sistema de media tensión	61
1.5.9	Sistema de control y monitorización.....	62
1.5.10	Servicio de videovigilancia.....	63
1.6	Obra Civil	65



1.6.1	Talado de árboles	65
1.6.2	Desbroce y limpieza del terreno.....	65
1.6.3	Excavación a cielo abierto	65
1.6.4	Viales	65
1.6.5	Vallado perimetral.....	65
1.6.6	Zanjas.....	66
1.7	Análisis de viabilidad económica.....	67
1.7.1	Valor Actual Neto	67
1.7.2	Tasa Interna de Retorno.....	67
1.7.3	Flujos de caja	68
1.7.4	Resultados del VAN y TIR.....	70
1.8	Conclusiones.....	71
1.9	Bibliografía.....	72
2	Cálculos justificativos	73
2.1	Dimensionado del campo fotovoltaico	74
2.1.1	Separación entre mesas	74
2.1.2	Dimensión de los strings.....	76
2.1.3	Conexión de los strings.....	76
2.2	Cálculo de cableado.....	78
2.2.1	Criterio térmico	78
2.2.1.1	Cable solar	78
2.2.1.2	DC Main Cable	82
2.2.1.3	Cable de Media Tensión.....	87
2.2.2	Criterio de caída de tensión	91
2.2.2.1	Cable solar	91
2.2.2.2	DC Main Cable	92
2.2.2.3	Cable de Media Tensión	94
2.2.2.4	Máxima caída de tensión permisible.....	94
2.3	Equipos de protección.....	96
2.3.1	Dimensionado de Fusibles.....	96
2.3.1.1	Combiner Box	96
2.3.1.2	Estación de Potencia	98
2.3.2	Cálculo de la Puesta a Tierra	99



2.3.2.1	Puesta a tierra del generador fotovoltaico	99
2.3.2.2	Puesta a tierra de protección de la Estación de Potencia	100
2.3.2.3	Tensiones de paso y contacto	102
2.3.2.4	Tensiones de paso y contacto máximas admisibles	103
2.3.2.5	Puesta a tierra de servicio	105
2.3.2.6	Tensiones transferibles entre puestas a tierra de protección y servicio	106
3	Mediciones y presupuesto	107
4	Planos	125
5	Pliego de condiciones	139
5.1	Introducción	140
5.2	Condiciones que deben cumplir los materiales	140
5.3	Recepción de los materiales	140
5.4	Componentes	141
5.4.1	Módulos fotovoltaicos	141
5.4.2	Estructura	142
5.4.3	Estación de Potencia	142
5.5	Materiales de protección	143
5.5.1	Tubos	143
5.5.2	Cintas de atención al cableado eléctrico	143
5.6	Documentación y marcas	144
5.6.1	Marcas	144
5.6.2	Documentación	144
5.7	Ejecución de las obras	144
5.7.1	Canalizaciones	144
5.7.2	Replanteo	144
5.7.3	Viales	145
5.7.4	Zanjas	145
5.7.4.1	Zanjas tipo	145
5.7.4.2	Suministro y colocación de la protección de tierra limpia en la zanja	146
5.7.4.3	Colocación de la cinta de "Atención al cable"	146
5.7.5	Reconocimiento de las obras	146
5.8	Pruebas de recepción	147
6	Anexos	148



ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Potencia Solar Fotovoltaica acumulada [2006 – 2014]	17
Ilustración 2. Potencia Solar Fotovoltaica acumulada [2010 – 2018]	17
Ilustración 3. Potencia Solar Fotovoltaica acumulada [2014 – 2022]	18
Ilustración 4. Potencia instalada por fuente de energía renovable en España.....	19
Ilustración 5. Base climática de Castellón	20
Ilustración 6. Referencias catastrales.....	25
Ilustración 7. Mapa de sensibilidad. Vista lejana	26
Ilustración 8. Mapa de sensibilidad de parcelas ocupadas y alrededores	27
Ilustración 9. Representación tridimensional de la superficie.....	28
Ilustración 10. Perfil de elevación del emplazamiento	28
Ilustración 11. Registro temperaturas extremas.....	29
Ilustración 12. Descripción del tipo del suelo del emplazamiento	30
Ilustración 13. Módulo fotovoltaico Hi-MO LR5-72 del fabricante Longi Solar	33
Ilustración 14. Garantía del módulo.....	35
Ilustración 15. Trayectoria del sol a diferentes latitudes	36
Ilustración 16. Radiación incidente en función de la inclinación	38
Ilustración 17. Radiación por inclinación y por mes.....	38
Ilustración 18. Disposición en portrait (izq) y en landscape (dch)	39
Ilustración 19. División del módulo por los diodos de bypass	40
Ilustración 20. División del módulo por la tecnología Half-Cell	40
Ilustración 21. División del módulo por los diodos de bypass y por la tecnología Half-Cell	41
Ilustración 22. Puesta de sol 1.....	41
Ilustración 23. Puesta de sol 2.....	42
Ilustración 24. Puesta de sol 3.....	42
Ilustración 25. Puesta de sol 4.....	42
Ilustración 26. Estructuras fotovoltaicas típicas.....	44
Ilustración 27. Diagrama unifilar de las Combiner Box	45
Ilustración 28. Combiner Box PV 220S0F3CXXV000TXPX15LJP del fabricante Weidmüller.....	47
Ilustración 29. Sungrow SG3400HV-MV-30.....	49



Ilustración 30. Gráfica del rendimiento de la Estación de Potencia	50
Ilustración 31. Bloques de la Estación de Potencia Sungrow SG3400HV-MV-30.....	50
Ilustración 32. Sistema de ventilación forzada de la Estación de Potencia Sungrow SG3400HV-MV-30	51
Ilustración 33. Cableado de baja tensión en parque fotovoltaico (1,2 y 3)	52
Ilustración 34. Cable unipolar Exhellent Class Solar H1Z2Z2-K del Grupo Prysmian	53
Ilustración 35. Conectores MC4	53
Ilustración 36. Cable unipolar Harmohny Class AL XZ1(S) del grupo Prysmian	54
Ilustración 37. Cableado de media tensión en parque fotovoltaico (5).....	55
Ilustración 38. Cable unipolar AL RH5Z1 del grupo Prysmian	55
Ilustración 39. Terminaciones de exterior.....	56
Ilustración 40. Fusibles del fabricante Weidmüller.....	57
Ilustración 41. Descargador de sobretensión I + II.....	58
Ilustración 42. Jumper instalado	60
Ilustración 43. Conector a compresión tipo C.....	60
Ilustración 44. Cámara de red térmica AXIS Q1931/-E	63
Ilustración 45. Accesorio AXIS T91A47	64
Ilustración 46. Precio de casación de energía eléctrica	68
Ilustración 47. Esquema de detalle de variables del IDAE	74
Ilustración 48. Sombreados en mesas 4H14 en función del conexionado.....	77
Ilustración 49. Tiempo de corte del fusible en función de la corriente y la intensidad del fusible	98



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Grado de relación con los ODS	21
Tabla 2. Puntos de conexión disponibles	26
Tabla 3. Parámetros del limo.....	31
Tabla 4. Parámetros de diseño.....	31
Tabla 5. Comparativa módulo Canadian monofacial y bifacial	32
Tabla 6. Parámetros reales de los paneles bifaciales.....	32
Tabla 7. Comparativa de distintos módulos de 550 W	33
Tabla 8. Parámetros en condiciones STC.....	34
Tabla 9. Condiciones STC.....	34
Tabla 10. Condiciones NOCT	34
Tabla 11. Parámetros en condiciones NOCT	35
Tabla 12. Coeficientes de variación.....	35
Tabla 13. Comparativa de energía obtenida al atardecer.....	43
Tabla 14. Comparación estructuras 4H14	44
Tabla 15. Comparación de Combiner Box	46
Tabla 16. Comparación de Estaciones de Potencia.....	48
Tabla 17. Secciones de cableado de Media Tensión	56
Tabla 18. Grosor de zanjas en milímetros en función del número de circuitos.....	66
Tabla 19. Flujos de caja	70
Tabla 20. Potencia instalable con diferentes distancias entre filas de mesas	75
Tabla 21. Comparativa de distintos casos	75
Tabla 22. Tabla B.52.3 Ampacidad para cableado monofásico de cobre con aislamiento de XLPE	79
Tabla 23. B.52.14 Factor de corrección para cables instalados en el aire con temperaturas del aire distintas de 30 °C	80
Tabla 24. Tabla B52.15 Factor de corrección para cables enterrados en tubo con temperaturas del suelo distintas de 20 °C	80
Tabla 25. Tabla B.52.17. Factor de corrección por agrupamiento	81
Tabla 26. Tabla B52.19 Factor de corrección para cables enterrados en más de un tubo	81
Tabla 27. Tabla B.52.16 Factor de corrección para resistividades distintas de 2,5 K·m/W	82
Tabla 28. Tabla B.52.3 Ampacidad para cableado monofásico de aluminio con aislamiento de XLPE. 83	



Tabla 29. Tabla B.52.15 Factor de corrección para cables con temperaturas del suelo distintas de 20 °C	84
Tabla 30. Tabla B.52.18 Factor de corrección para agrupación de cables directamente enterrados ..	84
Tabla 31. Tabla B.52.16 Factor de corrección para resistividades distintas de 2,5 K·m/W	85
Tabla 32. Cálculo de secciones necesarias para el DC Main Cable	86
Tabla 33. Líneas de Media Tensión	87
Tabla 34. Tabla B.3. Ampacidad para cableado unipolar de aluminio con aislamiento de XLPE	88
Tabla 35. Tabla B.11 Factor de corrección por temperatura ambiente distinta de 20 °C	88
Tabla 36. Tabla B.12. Factor de corrección por profundidades distintas de 0,8 metros	89
Tabla 37. Tabla B.14 Factor de corrección para resistividades distintas de 1,5 K·m/W	89
Tabla 38. Tabla B.19 Factor de corrección para agrupación de circuitos trifásicos directamente enterrados	90
Tabla 39. Resultados líneas de media tensión	91
Tabla 40. Caída de tensión para el DC Main Cable.....	94
Tabla 41. Caída de tensión para el cable de media tensión	94
Tabla 42. Comparativa caídas de voltaje.....	95
Tabla 43. Tabla 43A Valores de K para un conductor activo.....	97
Tabla 44. Comparación tiempo de corte del fusible y tiempo soportado por el cableado.....	98
Tabla 45. Resistividad del terreno en función de su naturaleza	100
Tabla 46. Parámetros característicos del electrodo en forma de anillo de 7 × 4 metros	102
Tabla 47. Tabla 1 Tensiones de contacto aplicadas admisibles en función de la duración de la corriente de falta.....	103
Tabla 48. Parámetros característicos del electrodo dispuesto en hilera de picas separadas 3 metros	105



TRABAJO FIN DE MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

PROYECTO DE PARQUE FOTOVOLTAICO DE 10,3 MW SITUADO EN VILLANUEVA DE CASTELLÓN (VALENCIA)

1 MEMORIA DESCRIPTIVA

AUTOR: FERRAN CANET PRATS

TUTOR: CARLOS VARGAS SALGADO

Curso académico: 2023-24



1.1 INTRODUCCIÓN

1.1.1 Objetivos

El objetivo del proyecto es el diseño detallado de un parque solar fotovoltaico de 10,3 MW optimizado para un terreno concreto. Dado que se trata de una instalación de conexión a red, su finalidad es la generación de energía eléctrica y su posterior comercialización en el mercado eléctrico.

A continuación, se van a establecer las condiciones y características técnicas que definirán la instalación fotovoltaica. Para llevar a cabo este propósito se realizará una serie de comparativas para determinar los equipos necesarios para la instalación, seguidos de los cálculos y simulaciones pertinentes. Posteriormente, se realizará un estudio económico exhaustivo y se plasmarán todos los detalles técnicos necesarios para la construcción del parque en una serie de planos.

Es importante resaltar que la elección de este tipo de proyecto se fundamenta en la necesidad de contribuir al desarrollo sostenible del planeta, logro que ha sido posible gracias a la normativa favorable promulgada en España durante los últimos años.

1.1.2 Contexto

Era el año 1838 cuando un joven francés llamado Alexandre Edmond Bequerel descubrió el efecto fotovoltaico. Bequerel se encontraba haciendo pruebas con una pila electrolítica con electrodos de platino cuando se dio cuenta que el amperaje de uno de estos electrodos se incrementaba cuando se exponía al sol.

Posteriormente, otros científicos comenzaron a investigar el efecto fotovoltaico, y se realizaron las primeras pruebas con materiales sólidos, utilizando selenio para fabricar las primeras células solares. Sin embargo, se trataba de una células con una eficiencia muy baja y eran extremadamente costosas de producir, lo que llevó a la creencia de que esta tecnología no sería útil.

El punto de inflexión se produjo en el año 1953, cuando Gerard Pearson, un físico que en ese momento estaba investigando procesos de la electrónica del silicio, fabricó accidentalmente una célula fotovoltaica compuesta por este material. Comprobó que esta célula tenía rendimientos mucho más elevados que cualquiera de las células creadas anteriormente con selenio. Unos años más tarde, su estudio fue extendido por otros compañeros de su empresa dando lugar al módulo fotovoltaico, el cual representa la unión de un determinado número de células.

Aunque los rendimientos se estaban incrementando, su uso estaba limitado para aplicaciones en las que no fuera posible conectarse a la red eléctrica financiadas por equipos con gran poder económico, ya que el precio de estas seguía siendo muy elevado. Es por esto por lo que en el año 1958 surgió su primera aplicación práctica, La NASA instaló paneles fotovoltaicos en su satélite Vanguard como fuente de energía alternativa, lo cual les permitió alargar considerablemente el tiempo de la misión.

Con los años, el sector espacial aportó una gran inversión a las empresas responsables de la fabricación de estas células, permitiendo así un incremento notable en las eficiencias, llegando a convertirse en la principal fuente de energía de estos satélites, como así lo sigue siendo en la actualidad.



A principios de los años 70 el principal inconveniente de este tipo de energía era el precio para la fabricación de los paneles, a pesar de que este disminuyó ligeramente hasta los 100 euros por vatio, cantidad al alcance de muy pocos. Aunque aún no fuese una energía muy conocida, los intelectuales empezaron a vislumbrar que, introduciendo la fabricación en masa y con un continuo desarrollo, los precios tenían mucho margen de mejora, y que, con una disminución de estos, la energía solar fotovoltaica se podía convertir en una energía muy competitiva.

Los primeros que vieron este nicho fueron las empresas petroleras, que en aquel entonces disponían de una economía flagrante. Empresas como Exxon fueron las primeras en proponer una gran bajada del precio. Esto lo consiguieron sustituyendo los elementos imprescindibles de los módulos para la generación de energía en el sector aeroespacial por otros que podían cumplir la misma función en la superficie terrestre. Esto juntamente con estudios, como el realizado por la División de Investigación y Desarrollo de Energía Solar Avanzada de la Fundación Nacional de Ciencias de Estados Unidos, permitieron que el precio decayera exponencialmente, hasta llegar a unos precios de 20 euros el vatio.

A mediados de los 80 ya se empezaron a ver rendimientos por encima del 20 %, o lo que es lo mismo, rendimientos ligeramente inferiores a los actuales. Mientras, el precio de los paneles fotovoltaicos disminuía imparablemente hasta los 12 euros el vatio

Los células fotovoltaicas están construidas de materiales semiconductores, como son el germanio y el silicio, y los años 90 fueron un tiempo de grandes avances en la industria de los semiconductores. Esto llevó a que los precios de las células alcanzaran nuevos mínimos, llegando a 8 euros el vatio. Esta bajada de los precios también fue debida a que se empezaron a fabricar las células policristalinas. Estas se podían fabricar en tanques enormes, lo cual permitía disminuir el precio, a pesar de tener un rendimiento ligeramente inferior.

Desde ese momento, el precio de las células ha seguido una tendencia bajista generalizada, destacando especialmente la bajada de precios que se dio en el año 2008, justo antes de la última crisis vivida y en el 2011, año en el que la baja demanda de estos productos obligó a los productores a disminuir los precios si querían mantener su producción.

Los paneles llegaron a estar a un precio de 0,25 euros el vatio a mitad del año 2021. Ciertamente es que desde finales del año 2021 se están viviendo unos tiempos bastante convulsos, en los cuales ha aumentado ligeramente el precio de los paneles, hasta los 0,3 euros. Esto se debe a varios motivos. En primer lugar, una crisis energética provocada por la guerra entre Ucrania y Rusia, y, en segundo lugar, por la gran inflación que está afectando a todo el mundo. Esta proviene de la impresión de billetes a la cual acudieron la mayoría de los países durante la pandemia del Coronavirus para refluotar la economía, llegando a ver niveles de inflación nunca vistos en países desarrollados.

La situación en el estado español ha sido un tanto peculiar vivido una gran variedad a lo largo de la historia. En España, el primer parque fotovoltaico se remonta al 1984, año en el que Iberdrola realiza una instalación de 100 kWp que actuaría durante años como planta piloto. No sería hasta 10 años más tarde, en 1994, cuando se empezarían a ver pequeñas instalaciones en ciertos puntos de España como colegios o bibliotecas. Ese mismo año, incluso empezó a funcionar una central de 1 MW en Toledo.



Aún así, la potencia total instalada en España no alcanzaba los 2 MW, siendo todas las instalaciones pertenecientes al ámbito de la investigación.

Con los siguientes decretos y leyes se empezó a favorecer la instalación de energía fotovoltaica. En primer lugar, la Ley 54/1997 establece el marco regulatorio para las energías renovables, ya que hasta el momento estas fuentes de energía no estaban contempladas normativamente. El año siguiente se aprueba el RD 2818/1998, el cual establece un sistema de primas para incentivar la generación de energía mediante fuentes renovables. En concreto, se otorgan primas de 60 y 30 pesetas por kWh para instalaciones menores y mayores de 5 kWp, respectivamente, provocando esto que empresas con una buena economía financiera empezaran a invertir en fotovoltaica. A pesar de todo, no fue hasta que se aprobó el RD 1663/2000, cuando definitivamente se abrió la puerta a la fotovoltaica en España, ya que en este real decreto se establecieron las condiciones técnicas y administrativas para la instalación de este tipo de fuente generadora.

En esos primeros años del siglo, la energía proveniente del sector fotovoltaico estaba creciendo sin pausa, pero, aun así, la energía proveniente de este tipo de fuente en el sistema fotovoltaico español suponía una cantidad despreciable. Esta fuente generadora necesitaba de alguna motivación mayor para establecer un rápido crecimiento, la cual se dio con la aprobación del RD 661/2007, mediante el cual se asignaron unas retribuciones muy elevadas por la venta de energía eléctrica, con una prima extra de 0,44 euros por kWh. Estas condiciones eran muy favorables para los productores, los cuales incrementaron exponencialmente la instalación de parques fotovoltaicos, llevando a España a ser uno de los países con más potencia fotovoltaica instalada en todo el mundo, con un total de 2708 MW instalados a lo largo del año 2008.

Desde el gobierno de España no se esperaba tal “boom” en la instalación de parques fotovoltaicos y se vieron en la situación de no poder pagar tales primas. De hecho, hoy en día se sabe de varios casos abiertos en los juzgados, ya que el gobierno no pudo pagar lo que tenían acordado. Lo cierto es que la justicia está del lado de los productores, ya que, hasta la fecha, todos los casos resueltos han sido ganados por las empresas generadoras.

Así pues, la solución para cortar de raíz este boom fue un nuevo decreto, el RD 1578/2008, el cual rebajó en gran medida las primas por la instalación de plantas fotovoltaicas, a la vez que estableció un máximo de potencia anual instalada a partir del año 2009. Estas medidas supusieron una gran alteración en cuanto a la instalación de potencia fotovoltaica en España, la cual apenas incrementó su capacidad total en 800 MW en los 3 siguientes años, como se puede observar en la Ilustración 1:

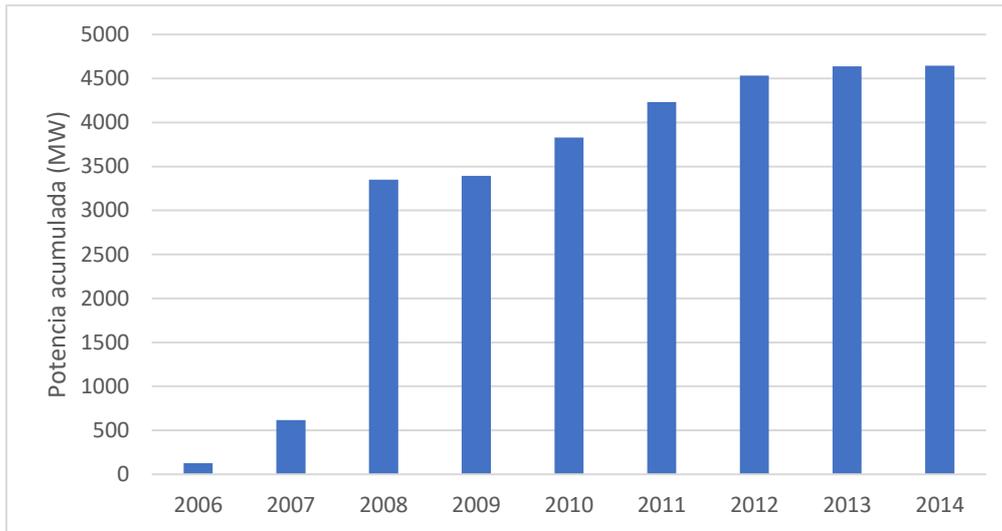


Ilustración 1: Potencia Solar Fotovoltaica acumulada [2006 – 2014]

Esto no sirvió para aliviar la salud financiera del sistema económico español, el cual seguía ahogado por las deudas. Se decía que las primas otorgadas al sector fotovoltaico eran una de las principales responsables de la situación del estado, y, es por esto, que en el año 2012 se aprobó el RD Ley 1/2012, mediante el cual se eliminaron definitivamente las primas. Esto supuso el fin temporal de la energía fotovoltaica en España, como se describe en la Ilustración 2:

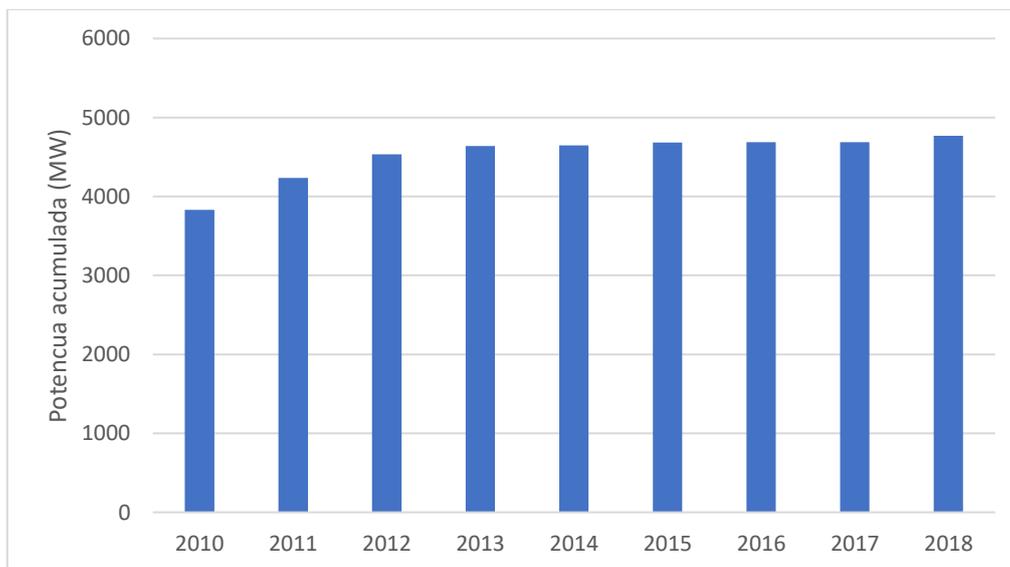


Ilustración 2: Potencia Solar Fotovoltaica acumulada [2010 – 2018]

En el año 2015, con intención de reactivar nuevamente la capacidad total de energía solar fotovoltaica, desde el gobierno se aprueba el RD 900/2015, el cual establece un nuevo marco retributivo, regulando el autoconsumo. El problema reside en que a los hogares que se acogieron a esta modalidad se les estableció unos peajes de respaldo por la energía consumida de la red eléctrica, además de un peaje de acceso a esta. Coloquialmente, a este se le conoció como “el impuesto al sol”.

Se decía que estos peajes se empleaban para el mantenimiento del sistema eléctrico español, ya que estos usuarios también se tenían que conectar a la red en los momentos en los que el sol no estuviera presente. Pero la realidad es que estos peajes eran elevadísimos y eran utilizados por las compañías eléctricas para evitar que la gente instalara autoconsumos y así no reducir su margen de beneficios.

Algunos medios de prensa extranjeros se pusieron las manos a la cabeza con el plan de España. Destacó un artículo de The Wall Street Journal, el cual llevaba por título en su portada: “España impone las mismas multas al autoconsumo que a las fugas radiactivas muy graves”. Esta frase resume perfectamente las trabas que se impusieron al autoconsumo en el estado español.

El impuesto al sol se deroga con la publicación del RD Ley 15/2018, mediante el cual se aprueba la exención de todo tipo de cargos y peajes a la energía autoconsumida de origen renovable. Además, simplifica mucho los trámites, da libertad a la potencia de la instalación fotovoltaica, regula el autoconsumo compartido... Medidas que vuelven a incentivar las instalaciones de este tipo.

Finalmente se aprobó el RD 244/2019. Este aprueba el autoconsumo colectivo y establece las diferentes modalidades de autoconsumo, tanto con excedentes como sin estos. Este real decreto supuso el fin de las trabas para la energía fotovoltaica. Desde entonces, su crecimiento ha sido exponencial, triplicando su capacidad en apenas 4 años, como se puede apreciar en la Ilustración 3:

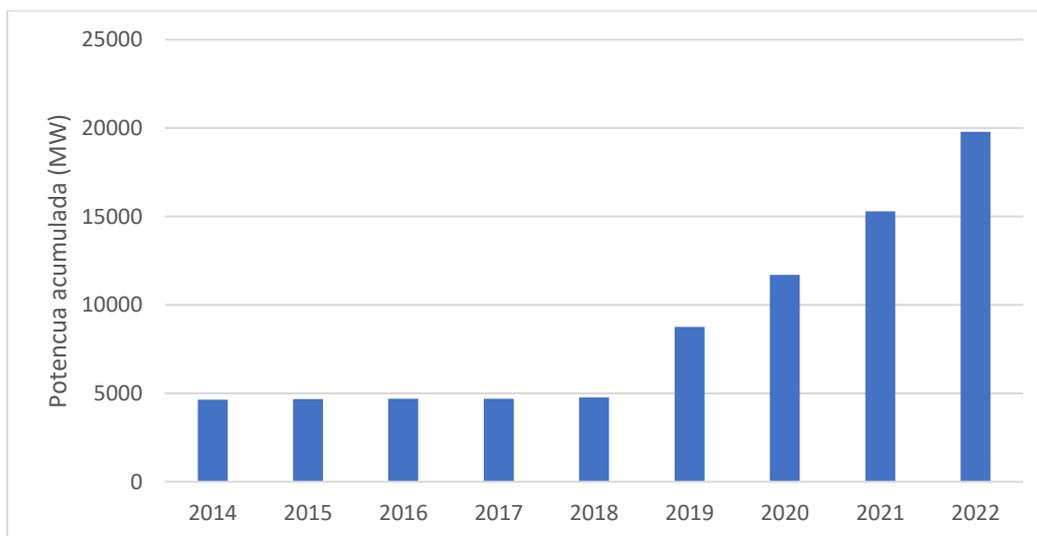


Ilustración 3. Potencia Solar Fotovoltaica acumulada [2014 – 2022]

Hoy en día, la energía solar fotovoltaica ya es una realidad, una fuente de energía eléctrica de presente y futuro, la cual se ha convertido en la mayor esperanza para alimentar la pujante demanda del sistema eléctrico español a largo plazo. Comparando la potencia instalada de energía solar fotovoltaica con respecto a otras fuentes de energía renovables se puede observar un crecimiento mucho mayor de la energía fotovoltaica, resultado de las medidas tomadas en España a lo largo de los últimos años. Es más, al terminar el año 2022, la potencia solar fotovoltaica superó por primera vez a la energía hidráulica, quedando ya solamente por detrás de la energía eólica en cuanto a potencia instalada, como se puede observar en la Ilustración 4:

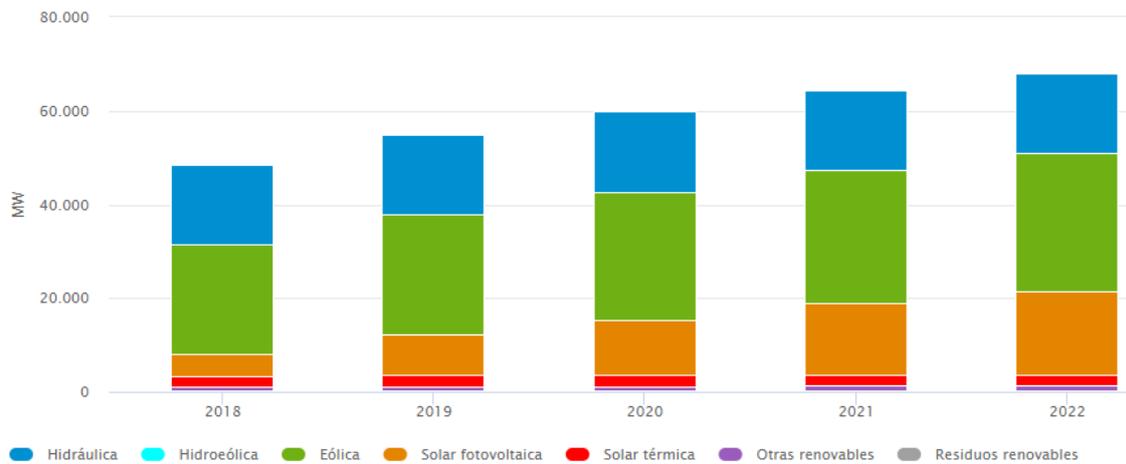


Ilustración 4. Potencia instalada por fuente de energía renovable en España

1.1.3 Motivación

La razón fundamental para la realización de este proyecto es ejecutar una inversión rentable que permita obtener un beneficio económico al mismo tiempo que este se sitúa en línea con un futuro más sostenible, promulgando el desarrollo constante de las energía renovables. Además, se pretende conseguir una comprensión más profunda sobre la energía solar fotovoltaica, la cual es y será una de las principales fuentes responsables de alimentar el sistema eléctrico mundial durante décadas o incluso siglos. De esta manera, el proyecto puede servir de guía para la construcción de futuros parques solares, analizando posteriormente la rentabilidad de estos.

1.1.4 Justificación

Se podría afirmar con total seguridad que las condiciones del emplazamiento son una de las mejores de todo el territorio europeo para la realización de un proyecto de energía fotovoltaica. Además, la energía solar fotovoltaica es una fuente de energía limpia y renovable, la cual no produce residuos ni emite gases perjudiciales, como podrían ser los gases de efecto invernadero.

La energía solar es un recurso muy abundante en la mayoría del territorio español, especialmente en la zona de la costa mediterránea, lugar de construcción del parque fotovoltaico. En la Ilustración 5 se puede ver qué porcentaje de tiempo ha estado el cielo despejado en el territorio seleccionado, donde la media de los últimos años muestra que el cielo está despejado un mínimo del 53 % del tiempo a lo largo del año:

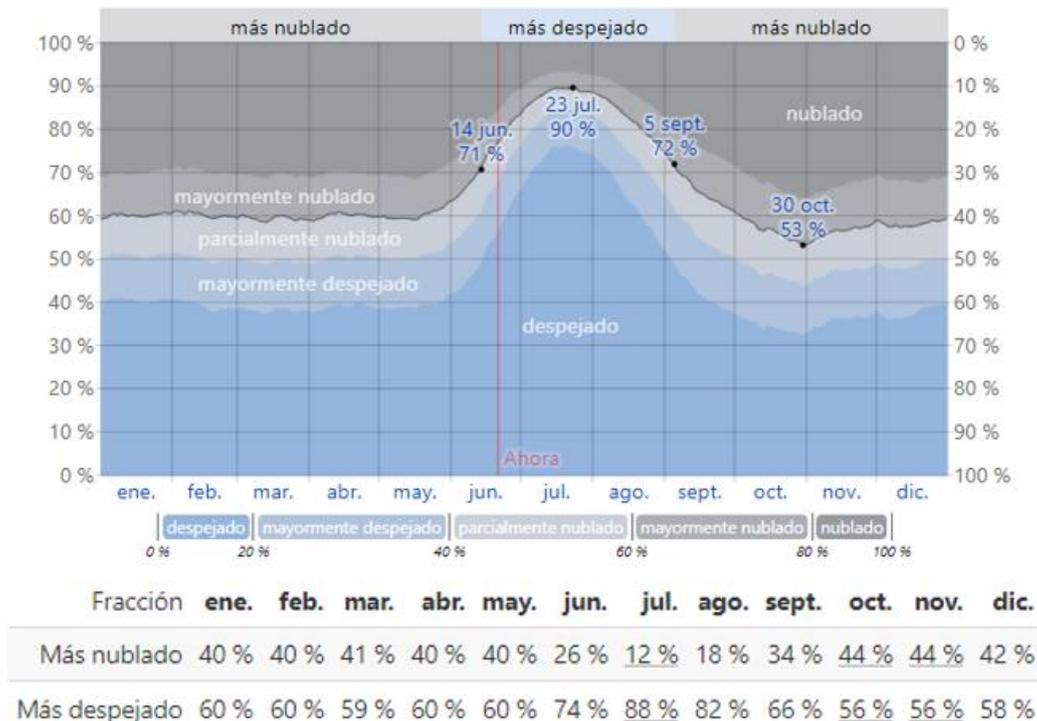


Ilustración 5. Base climática de Castellón

Además, con el aumento de la energía eléctrica proveniente de fuentes fotovoltaicas se está ayudando a diversificar la matriz energética. Para asegurar una fuente de energía eléctrica constante es de vital importancia que esta provenga de diferentes orígenes. Con esto, también se contribuye a depender menos de la recurrente energía importada de otros países, con lo cual se obtiene un beneficio económico y también medioambiental.

1.1.5 Alcance

Para conocer exactamente el alcance es necesario explicar brevemente el sistema diseñado. La instalación fotovoltaica sigue el esquema de inversión eléctrica centralizada. La energía nace en los paneles, los cuales crean electricidad en corriente continua a partir de la irradiación del sol. Para tratar de aumentar el voltaje, una determinada cantidad de paneles se unen en serie, formando los llamados strings. Cada uno de estos strings conecta su cable positivo y el negativo a una de las entradas del siguiente elemento, las Combiner Box. Estas son unas cajas de conexiones, las cuales tienen la misión de proteger el cableado de los strings, así como de mantener la seguridad de las personas. A la vez, sirven para unir los strings en paralelo, aumentando así la intensidad circulante y reduciendo el número de circuitos. De cada caja de conexiones sale un único sistema, los DC Main Cables. Estos presentan una sección mucho mayor y son los encargados de transportar la electricidad hasta las Estaciones de Potencia. Estas protegen la línea, a la vez que invierten la energía eléctrica a corriente alterna la transforman al voltaje de media tensión deseado. Estas se conectan radialmente a través de las celdas de media tensión, aumentando la potencia transportada hasta llegar a la última estación, de la cual ya sale la línea en dirección a la subestación eléctrica de Villanueva de Castellón.

De esta manera, el proyecto abarca todo el proceso de diseño del parque fotovoltaico. Se empieza por la elección del emplazamiento adecuado. Seguidamente, se realiza la comparación y elección de los diferentes equipos fotovoltaicos, siguiendo con el dimensionado de las zanjas y el cableado. A continuación, se plantea la comunicación de los diferentes equipos fotovoltaicos. La primera parte termina con un análisis económico para determinar la rentabilidad de la instalación desde el punto de vista económico.

Se sigue con los cálculos justificativos, en los cuales se detalla la elección de los componentes fotovoltaicos, así como la distribución en planta definitiva. Finalmente, se muestra el presupuesto de ejecución material y los planos necesarios para la descripción y montaje del parque fotovoltaico.

1.1.6 ODS (Objetivos de desarrollo sostenible)

La construcción y operación de un parque fotovoltaico conlleva diversas implicaciones que se alinean con ciertos Objetivos de Desarrollo Sostenible establecidos por la Asamblea General de las Naciones Unidas en la Agenda 2030. En la Tabla 1 se puede observar el grado de relación de las implicaciones generadas con cada uno de los objetivos:

Objetivos de Desarrollo Sostenibles	Alto	Medio	Bajo	No procede
ODS 1. Fin de la pobreza				X
ODS 2. Hambre cero				X
ODS 3. Salud y bienestar		X		
ODS 4. Educación de calidad				X
ODS 5. Igualdad de género				X
ODS 6. Agua limpia y saneamiento	X			
ODS 7. Energía asequible y no contaminante	X			
ODS 8. Trabajo decente y crecimiento económico		X		
ODS 9. Industria, innovación e infraestructuras				X
ODS 10. Reducción de las desigualdades				X
ODS 11. Ciudades y comunidades autosostenibles	X			
ODS 12. Producción y consumo responsables				X
ODS 13. Acción por el clima	X			
ODS 14. Vida submarina		X		
ODS 15. Vida de ecosistemas terrestres				X
ODS 16. Paz, justicia e instituciones sólidas				X
ODS 17. Alianzas para lograr objetivos				X

Tabla 1. Grado de relación con los ODS

Los objetivos que guardan cierta relación con el proyecto expuesto se analizan a continuación:

- **Salud y bienestar:** Se trata de una energía renovable y limpia, la cual se obtiene sin emitir ningún contaminante en su día a día, mejorando así la calidad del aire que se respira.
- **Agua limpia y saneamiento:** La energía fotovoltaica no influye en el curso natural del agua ni tampoco provoca su ensuciamiento.
- **Energía asequible y no contaminante:** El precio de la energía proveniente de la energía solar es uno de los más económicos. Por tanto, en el momento en que haya suficiente energía renovable para que estas marquen el precio de la electricidad, este experimentará una bajada considerable.



- Trabajo decente y economía creciente: Estas plantas crean una gran cantidad de empleos, tanto en la fase de construcción como en la posterior explotación y mantenimiento de estas. Además, alcanzar ciertos límites de potencia generada de origen renovable da acceso a cuantiosas ayudas por parte de la Comisión Europea.
- Ciudades y comunidades sostenibles: Actualmente se importa una parte de la energía que se consume en España en ciertas horas del día. En el momento en que la potencia acumulada sea suficiente se podrán mantener comunidades autosostenibles sin ninguna atadura externa.
- Acción por el clima: La energía fotovoltaica es una energía totalmente limpia. Esta no contribuye al efecto invernadero ni a la destrucción de la capa de ozono.
- Vida submarina: Al incrementar la energía fotovoltaica se está disminuyendo la producción de electricidad proveniente de otras fuentes de energía como pueden ser la nuclear o las térmicas alimentadas por carbón. Estas, aunque no contaminen los mares directamente, son responsables de parte del calentamiento de los mares y océanos. Esto es debido a los ciclos que siguen en su funcionamiento, teniendo que enfriar el líquido que pasa por los condensadores, calentando así una gran cantidad de agua, lo cual afecta a la vida submarina.



1.2 NORMATIVA APLICADA

Para la realización del proyecto ha sido necesaria la consulta y aplicación de las siguientes normas, reales decretos, leyes y ordenes:

- Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- RD 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.
- Orden IET/931/2015, de 20 de mayo, por la que se modifica la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, (BOE 22/05/2015) por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y cogeneración de alta eficiencia.
- RD 1955/2000 Actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- RD 842/2002 del 2 de agosto de 2002 por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Norma Técnica Particular Instalaciones Fotovoltaicas Interconectadas a la Red de Distribución de Baja y Media Tensión.
- RD 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.
- Decreto Ley 14/2020, de 7 de agosto, del Consell, de medidas para acelerar la implantación de instalaciones para el aprovechamiento de las energías renovables por la emergencia climática y la necesidad de la urgente reactivación económica.

Todos los cálculos y soluciones técnicas adoptadas se han realizado de acuerdo con las siguientes leyes, decretos, reglamentos y normas y especificaciones nacionales e internacionales:

- R.D. 842/2002 Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- R.D. 223/2008 Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias
- UNE-HD 60364-5-52 Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5: Selección e instalación de equipos eléctricos.
- UNE 21144 Cables eléctricos. Cálculo de intensidad máxima admisible).
- UNE-EN 60228:2005 Conductores de cables aislados.
- UNE-EN 60909 Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna (equivalente a IEC 60909).
- UNE-HD 60364-7-712 Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV).
- UNE 20460 Instalaciones eléctricas en edificios.
- UNE EN 60460-4-43 Instalaciones eléctricas en edificios, Parte 4: Protección para garantizar la seguridad.
- IEC 62548 Requisitos de diseño para paneles fotovoltaicos
- UNE 21.310 Contadores de energía eléctrica de corriente alterna
- DC 73/23/CEE Directiva Europea de Baja Tensión



1.3 HERRAMIENTAS UTILIZADAS

La elaboración de un proyecto fotovoltaico requiere del uso de diversas herramientas informáticas que desempeñan un papel fundamental en cada etapa del proceso. A continuación, se detalla cuáles han sido los principales softwares utilizados para el desarrollo del presente proyecto:

- AutoCad: Elaboración de planos, estudios e ilustraciones para la memoria.
- PVSyst: Simulación del parque fotovoltaico y de cada una de sus variantes. De esta manera se ha llegado a la distribución en planta definitiva y se ha obtenido la energía anual generada.
- Microsoft Excel: Realización de los cálculos fotovoltaicos necesarios para la elección de equipos y elaboración de tablas y gráficos.

Punto de conexión	Identificador del punto de conexión	Nivel de tensión	Capacidad de acceso disponible	Capacidad de acceso ocupada	Solicitudes admitidas, pero no resueltas
VCARCER T1	0446176383	20 kV	22,26 MW	12,7 MW	9,56 MW
VCARCER T2	0446176384	20 kV	27,57 MW	2,40 MW	7,20 MW

Tabla 2. Puntos de conexión disponibles

La capacidad disponible en ambos es de más de 20 MW, aunque a esta cantidad se le tiene que restar la capacidad de acceso ocupada y la de solicitudes admitidas, pero no resueltas. Así pues, se puede comprobar, que mientras el nudo VCARCER T1 ya no acepta más solicitudes, VCARCER T2 aún permite una conexión a dicho nudo de hasta 17,97 MW, potencia suficiente para la instalación del parque fotovoltaico planteado en el proyecto.

- La localización elegida no puede encontrarse en territorios urbanos, espacios protegidos y zonas inundables, entre otros. Para ello, se ha hecho uso del geoportal elaborado por el Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación del Gobierno de España. En este se pueden ver una gran cantidad de datos relativos a las diferentes localizaciones españolas, incluyendo la sensibilidad de las zonas a la construcción de una instalación fotovoltaica, como se puede ver en la Ilustración 7:

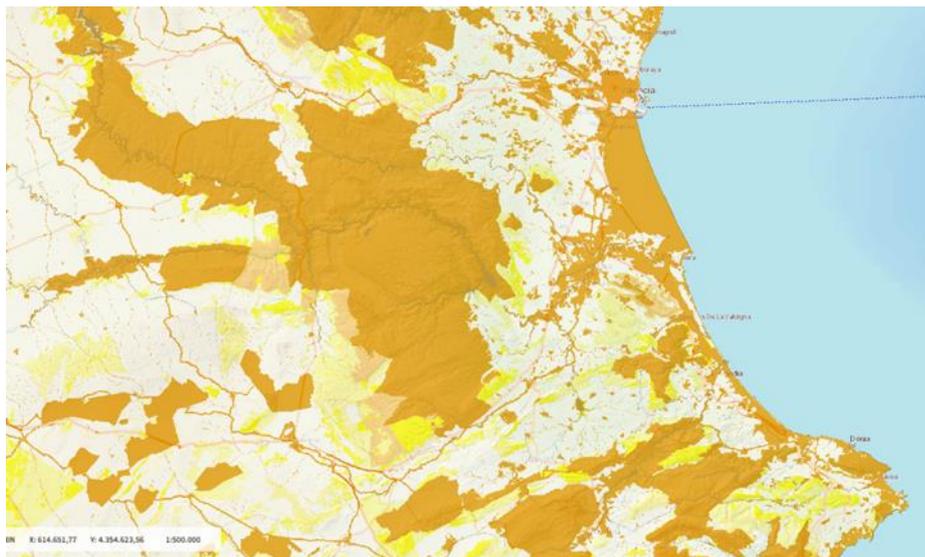


Ilustración 7. Mapa de sensibilidad. Vista lejana

Este factor se representa en una escala de colores, abarcando desde el blanco hasta el naranja, siendo blanco el color que representa un terreno más adecuado y naranja el color que indica que está totalmente prohibido la instalación de un parque fotovoltaico. Entre los emplazamientos no favorables para la instalación de un campo fotovoltaico se encuentran los siguientes:

- Núcleos urbanos
- Zonas inundables
- Zonas de recuperación y conservación de especies
- Red Natura 2000, una red de áreas de conservación de la biodiversidad.

- Espacios naturales protegidos
- Humedales de importancia internacional
- Reservas de la biosfera
- Vías pecuarias
- Bienes del patrimonio mundial de la UNESCO

En la Ilustración 8 se puede ver un zoom del mapa de sensibilidad para consultar cómo de adecuadas son las parcelas ocupadas por la instalación proyectada:



Ilustración 8. Mapa de sensibilidad de parcelas ocupadas y alrededores

Como se puede observar las parcelas ocupadas, así como sus alrededores están completamente en blanco, indicando que la zona es adecuada para la instalación del parque fotovoltaico.

- La superficie de las parcelas debe tener unas pendientes cuanto más pequeñas mejor y debe ser una superficie regular. Esto permitirá que durante la fase de construcción y mantenimiento se pueda trabajar con facilidad en la instalación, además de permitir la instalación de grandes estructuras fotovoltaicas, lo cual no sería posible con un terreno irregular o con grandes pendientes. Esto se debe a que los postes de las estructuras deben tener la misma longitud de hincado, y, por tanto, en el momento en que el terreno fuera irregular, el hincado de los postes sería distinto para cada uno de ellos. Por último, un terreno con grandes pendientes podría provocar sombreados indeseados, tanto entre las filas de estructuras como provenientes del terreno.

Para comprobar esto se ha hecho uso del visor topográfico de la Generalitat Valenciana para obtener las isolíneas de nivel del emplazamiento y sus alrededores. A partir de estas se ha creado la superficie en 3 dimensiones mediante Autocad. En la Ilustración 9 se puede observar que esta es predominantemente plana, existiendo únicamente una pequeña colina situada a 3 kilómetros del emplazamiento:

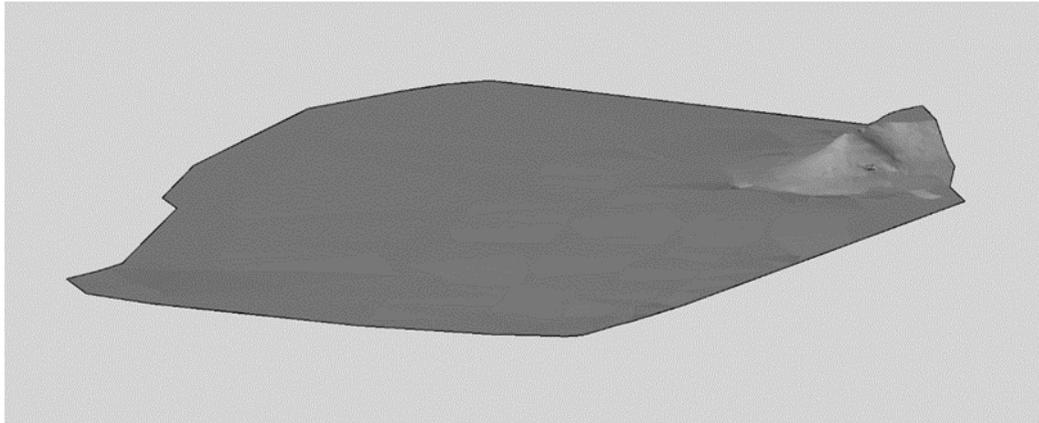


Ilustración 9. Representación tridimensional de la superficie

Para corroborar esta información, se ha decidido sacar la inclinación media del terreno. Para ello se ha creado un perfil transversal de las parcelas ocupadas. Esto se ha creado en la misma página web de la Generalidad Valenciana mencionada anteriormente. En la Ilustración 10 se puede ver el perfil de elevación generado:

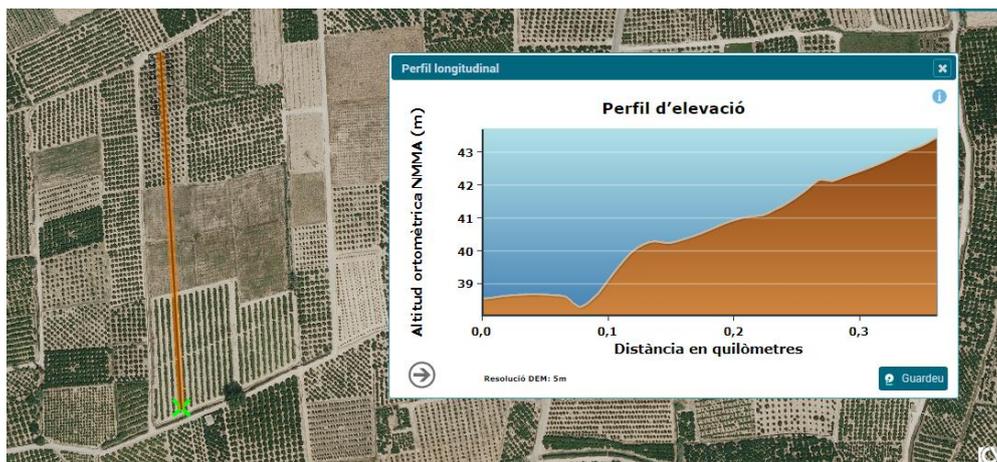


Ilustración 10. Perfil de elevación del emplazamiento

El desnivel es de tan solo 4 metros a lo largo de una distancia de hasta 350 metros. Al calcular la pendiente, esta es del 1,14 %, un desnivel mínimo como ya se había comprobado con la representación en 3 dimensiones.

- La ubicación debe evitar zonas costeras. Esta limitación se debe principalmente a 2 motivos. El primero, el precio del suelo. Bien sabido es que cuanto más cercanos a la costa, el precio de los terrenos aumenta. El segundo motivo es la corrosión de los equipos fotovoltaicos metálicos. Por ejemplo, el marco de los paneles es de una aleación de aluminio, y aunque esta aleación este anodizada, a lo largo del tiempo, si esta está cerca de la costa es muy probable que termine corroyéndose. Otros elementos como los perfiles de las estructuras y los componentes internos de las Estaciones de Potencia también son susceptibles de corroerse.

1.4.1 Características climáticas

Para el dimensionado de parque fotovoltaico es de vital importancia disponer de un registro histórico de temperaturas. En la Ilustración 11 se pueden observar las temperaturas máximas y mínimas por mes a lo largo de los últimos 25 años en Villanueva de Castellón:

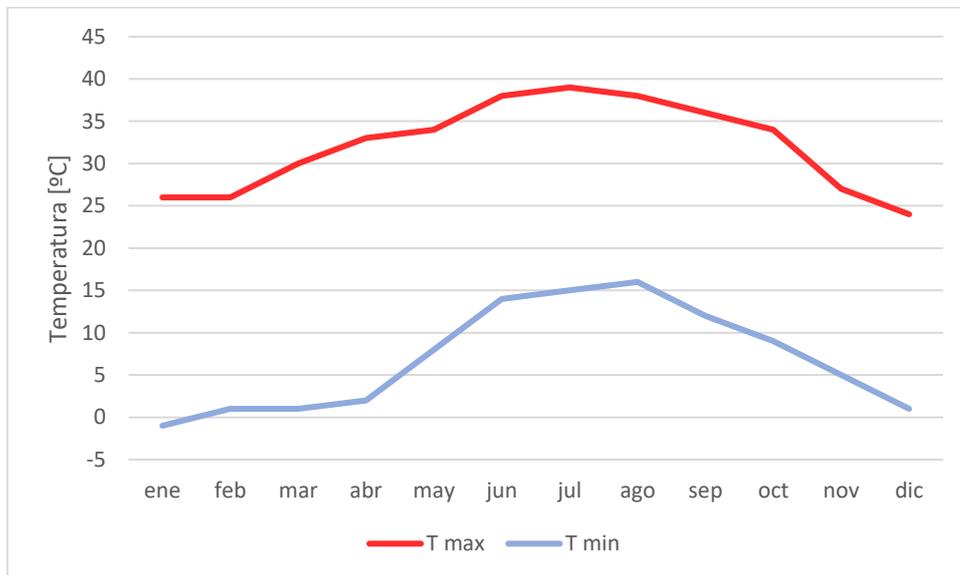


Ilustración 11. Registro temperaturas extremas

En la imagen se puede comprobar que la población está enmarcada en el típico clima mediterráneo, con temperaturas elevadas en los meses de verano y moderadas en los meses de invierno. Estas temperaturas son las que PVSyst tiene en cuenta internamente para obtener la temperatura de celda de los paneles, la cual es un factor determinante a la hora de obtener la generación total esperada. Además, cabe destacar las máximas y mínimas temperaturas históricas, las cuales se establecen como valores alcanzables en el futuro y que la instalación debe estar preparada para afrontarlos:

- La temperatura máxima está relacionada con el dimensionado de cables. Los cables durante su funcionamiento alcanzan temperaturas muy elevadas, llegando a poder ocasionar en ellos daños irreversibles. Es por esto por lo que la temperatura máxima es un dato que se utilizará posteriormente al calcular la sección óptima del cableado mediante el criterio térmico. Esta tendrá una influencia doble, por un lado, afecta directamente al caso de cableado instalado en contacto directo con el aire, y por otro lado a los cables tendidos en zanjas, ya que la temperatura del aire es la responsable de que en el subsuelo se alcancen determinadas temperaturas. La máxima temperatura registrada es de 39 °C, y esta se dio en el mes de julio de 2017.
- La temperatura mínima se usa en el cálculo de la longitud del string, el cual se obtiene a partir de la tensión de vacío del panel. A pesar de que el fabricante de los paneles proporciona este dato, este se calcula en unas condiciones estándar, teniendo que adaptarlo a las condiciones del emplazamiento. Cuanto menor sea la temperatura mínima, mayor será la tensión de vacío. Si la tensión del string superara la tensión permisible por los inversores centrales se producirían desconexiones de las Estaciones de Potencia, lo cual sería muy perjudicial para la

generación de energía. La temperatura mínima anotada en la población de Villanueva de Castellón es de $-1\text{ }^{\circ}\text{C}$ en enero de 2021.

Así pues, las condiciones de diseño que se van a establecer son una temperatura máxima de $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ y una mínima de $-1\text{ }^{\circ}\text{C}$, y estos valores se usarán para calcular los parámetros mencionados anteriormente. En el caso de la temperatura máxima se ha tenido en cuenta un ligero incremento porque el calentamiento hace que las temperaturas suban cada año, y dentro de 20 años es probable que se hayan alcanzado esas temperaturas. Para la temperatura mínima, la temperatura de diseño es exactamente la mínima temperatura, lo cual no debe suponer un impedimento, pues esta temperatura se habrá obtenido en condiciones de irradiancias casi nulas, en las cuales el módulo va a trabajar en condiciones alejadas de las máximas tensiones.

1.4.2 Características del terreno

Otro aspecto importante a la hora de dimensionar un parque fotovoltaico son las características térmicas y eléctricas del terreno, las cuales determinan aspectos tan importantes como pueden ser la potencia total de la instalación o los electrodos de la puesta a tierra.

En el ámbito “utility” de la fotovoltaica, para esto se realiza un estudio topográfico detallado, en el cual se hacen mediciones del suelo a ciertas profundidades y se extraen muestras en diferentes puntos de la instalación, midiendo características como la resistividad térmica y la temperatura del terreno. Sin embargo, se trata de un trabajo académico en el cual no se dispone de los recursos necesarios para realizar estas mediciones.

No obstante, el Instituto Geológico y Minero de España proporciona una herramienta que es de gran interés en caso de que no se disponga de un informe topográfico. En la Ilustración 12 se puede observar cuál es el tipo de terreno en la zona pertinente, según la herramienta utilizada:



Ilustración 12. Descripción del tipo del suelo del emplazamiento

Como se puede ver que la composición mayoritaria del suelo son los limos pardos fluviales, terreno típico de campos cítricos como los del emplazamiento seleccionado. Los diferentes parámetros físicos y térmicos de la composición existente se pueden visualizar en el Código Técnico de la Edificación, en concreto en su prontuario de soluciones constructivas, el cual queda resumido en la Tabla 3:

Densidad	1200 - 1800 Kg/m³
Conductividad térmica	1,5 W/(m·K)
Calor específico	1670 - 2500 J/(Kg·K)
Factor de resistencia a la difusión del vapor de agua	50

Tabla 3. Parámetros del limo

La conductividad es la inversa de la resistividad térmica, por tanto, según el Código Técnico de la Edificación, la resistividad térmica del terreno es de 0,75 m·K /W. Este valor es la resistividad media de los terrenos de limo, pero en realidad habrá zonas en las cuales la resistividad sea mayor. Por tanto, la resistividad térmica de diseño, y, por tanto, la que se va a usar para los cálculos, es de 1,0 m·K /W.

En cuanto a la temperatura del suelo, en profundidades de 0,5 metros o mayores raramente se superan los 17 °C. Así pues, se va a establecer una temperatura de diseño del suelo de 20 °C, por si esta pudiera alcanzarse a lo largo de los años.

Después de definir los parámetros térmicos, meteorológicos y térmicos de la instalación, el emplazamiento ya ha quedado totalmente caracterizado, obteniendo los parámetros de diseño reflejados en la Tabla 4:

Temperatura máxima del aire	40 °C
Temperatura mínima del aire	-1 °C
Resistividad del terreno	1 m·K /W
Temperatura máxima del terreno	20 °C

Tabla 4. Parámetros de diseño

1.5 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

1.5.1 Módulo fotovoltaico

El módulo fotovoltaico es el responsable de convertir la radiación solar en corriente continua, es decir, es el componente básico de las instalaciones fotovoltaicas. A la hora de decantarse por un tipo de módulo u otro, en primer lugar, se debe elegir el tipo de panel solar, es decir, monofaciales o bifaciales. Los paneles bifaciales usan una tecnología relativamente reciente y tratan de aprovechar, no solamente la radiación incidente, como hacen los monofaciales, sino también la luz de albedo. Esto se consigue gracias a que la parte trasera de los paneles bifaciales está formada por una lámina transparente, de modo que ambos lados del panel son capaces de producir energía. Estos se están empezando a ver en grandes obras, ya que su precio está disminuyendo, pero se va a analizar si realmente son adecuados para la instalación planteada, comparándolos con módulos de igual potencia de un mismo proveedor. En la Tabla 5 se va a realizar una comparativa con paneles del fabricante Canadian Solar:

Módulo	Potencia	Ganancia	Eficiencia	Precio	Precio/Pot
Monofacial	440 W	0 %	19,92 %	133 €	0,302 €/W
Bifacial	440 W	Hasta 30 %	Hasta 25,6 %	164 €	0,287 €/W

Tabla 5. Comparativa módulo Canadian monofacial y bifacial

Para este caso se puede ver claramente que el panel bifacial es el más rentable, pero esto ocurre en el caso de ganancia máxima y este es el caso más favorable, en el cual se obtendría hasta un 30 % extra de energía. Al consultarlo con el fabricante, este indica que para una instalación como la proyectada y en el emplazamiento elegido, los valores más comunes se encuentran en un rango entre un 10 y un 20 % de ganancia, como se puede ver en la Tabla 6:

Módulo	Potencia	Ganancia	Eficiencia	Precio	Precio/Pot
Bifacial	440 W	20 %	23,6 %	164 €	0,311 €/W
Bifacial	440 W	10 %	21,7 %	164 €	0,339 €/W

Tabla 6. Parámetros reales de los paneles bifaciales

Al analizar el precio por potencia obtenido, se puede afirmar que los paneles bifaciales siguen resultando más caros hoy en día, a pesar de la gran bajada de precio que estos han experimentado en los últimos años. Así pues, el uso de paneles bifaciales en España está restringido a terrenos de alto valor, en los cuales el área disponible es reducida y se tiene la obligación de llegar a cierta potencia fotovoltaica, no importando que esto cause que el periodo de retorno de la instalación sea mayor.

Por tanto, los paneles utilizados en el parque fotovoltaico van a ser del tipo monofacial, pero en el mercado existen multitud de tamaños y fabricantes, entre los cuales se debe elegir cuál es la mejor más adecuada.

Con el pasar del tiempo las compañías manufactureras están fabricando paneles de mayor tamaño, lo cual provoca que las potencias de los paneles crezcan cada año, pero después de hablar con alguno de los principales fabricantes, estos informan de que esta tendencia va a parar a lo largo del año 2023 ya que en las obras se están viendo paneles de hasta 680 vatios, los cuales son realmente incómodos de manejar. Además, los paneles se van a fabricar en 2 rangos de potencias, alrededor de los 400 vatios

para las instalaciones residenciales y paneles con potencias de entre 500 y 600 vatios para los parques solares. Para los parques solares es interesante el uso de paneles de gran tamaño debido a que los rendimientos de los paneles aumentan directamente con el aumento de la potencia de estos. Mientras que el uso de paneles de 400 vatios para las instalaciones residenciales tiene su razón de ser en la incomodidad de transportarlos y instalarlos en emplazamientos residenciales de difícil acceso, como pueden ser los tejados.

Para el caso de un campo fotovoltaico como el analizado, el cual es realmente accesible y dispone de unas pendientes muy pequeñas como se ha comprobado anteriormente se va a optar por paneles de 550 vatios. Con tal de decantarse por un tipo de panel se va a hacer una comparación en la Tabla 7 de los últimos paneles fotovoltaicos sacados al mercado por alguna de las principales compañías manufactureras. Todos ellos tienen la misma tecnología PERC, monocristalinos, Half-Cell y de 72 células. Se ha demostrado que estas tecnologías son las más eficientes, y, por tanto, es el tipo de tecnología utilizado en la mayor parte de los parques fotovoltaicos:

Marca	Modelo	Potencia	Eficiencia	Precio
JA Solar	JAM72S30	550 W	21,3 %	249 €
Longi	Hi-MO LR5-72	550 W	21,4 %	230 €
Trina	TSM-DE19 VERTEX	550 W	21,0 %	235 €
Jinko Solar	Tiger Pro 72HC	550 W	21,3 %	234 €
Canadian Solar	HiKu 6	550 W	21,6 %	243 €

Tabla 7. Comparativa de distintos módulos de 550 W

El modelo HiKu 6 de Canadian Solar es el modelo con una mayor eficiencia, pero no es el modelo más interesante económicamente, por lo cual queda descartado. El resto de los paneles tienen unas características parecidas, con excepción del modelo Hi-MO LR5-72 del fabricante Longi, representado en la Ilustración 13, el cual destaca ligeramente por encima del resto por el hecho de ser el más económico y contar con una mayor eficiencia:

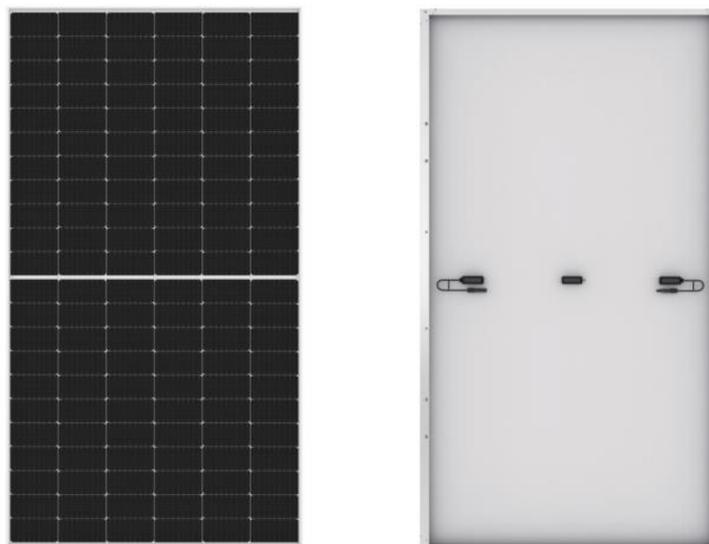


Ilustración 13. Módulo fotovoltaico Hi-MO LR5-72 del fabricante Longi Solar

Aunque la diferencia de precio pueda parecer pequeña, la instalación está compuesta por 21 532 paneles, lo cual provoca que el capítulo del presupuesto de ejecución material destinado a módulos varíe un total de 279 916 euros entre el módulo más eficiente (Canadian Solar) y el finalmente elegido.

Los parámetros del módulo se pueden leer directamente en la ficha técnica de los módulos y se representan en la Tabla 8:

Potencia pico	500 Wp
Voltaje de circuito abierto	49,80 V
Corriente de cortocircuito	13,98 A
Voltaje a máxima potencia	41,95 V
Corriente a máxima potencia	13,12 A
Eficiencia	21,50 %

Tabla 8. Parámetros en condiciones STC

Estas características son las que se obtienen del módulo bajo ciertos parámetros meteorológicos. A estas condiciones se les llama STC (Standard Test Conditions) y se pueden ver en la Tabla 9:

Irradiancia	1000 W/m²
Temperatura del módulo	25 °C
Factor masa de aire	AM = 1,5

Tabla 9. Condiciones STC

El último de estos representa cuánta atmósfera debe atravesar la radiación. Este varía en función del lugar, el día y la hora. Como bien se sabe, estas son condiciones perfectas obtenidas en laboratorio, pero en la realidad el módulo nunca va a sacar esa potencia. La irradiancia de 1000 W/m² solo se puede obtener en un día soleado, en cual el sol se encuentre en su punto más elevado. En esos días la temperatura del aire puede alcanzar los 40 °C, y, por tanto, la de las células será mucho mayor. La temperatura de la célula afecta en gran medida al voltaje, mientras que intensidad sufre unos cambios casi imperceptibles.

En resumen, la potencia total proporcionada por el módulo en condiciones normales en un día soleado está considerablemente alejada de la potencia que el módulo puede sacar en condiciones STC. Es por esto por lo que en las fichas técnicas los fabricante indican las condiciones NOCT (Nominal Operating Cell Conditions). En estas se estudian los módulos bajo las condiciones representadas en la Tabla 10:

Irradiancia	800 W/m²
Temperatura del módulo	20 °C
Factor masa de aire	AM = 1,5

Tabla 10. Condiciones NOCT

Como se puede apreciar, estas condiciones son mucho más realistas en el día a día. Los fabricantes deben mostrar los parámetros NOCT en la ficha técnica, pero en los últimos tiempos la tendencia es a ocultarlos, ya que estos muestran unas potencias mucho menores y esto no interesa a las compañías. No obstante, al pedirlos a la compañía, esta ha facilitado un extracto de los parámetros del módulo en condiciones NOCT, los cuales se pueden consultar en la Tabla 11:

Potencia pico	500 Wp
Voltaje de circuito abierto	49,80 V
Corriente de cortocircuito	13,98 A
Voltaje a máxima potencia	41,95 V
Corriente a máxima potencia	13,12 A
Eficiencia	21,50 %

Tabla 11. Parámetros en condiciones NOCT

Sin embargo, aunque no sean las condiciones reales en la gran mayoría de casos, las condiciones STC son las que van a determinar los diferentes parámetros de la instalación ya que son las condiciones más extremas. En estas los voltajes y intensidades son mayores y la instalación debe estar preparada para afrontarlas con total seguridad. Especialmente interesante es el dato de la tensión de vacío. Este, juntamente con el coeficiente de temperatura de la tensión de vacío van a marcar la cantidad de paneles en cada string. Los coeficientes de variación en función de la temperatura se pueden observar en la Tabla 12:

Intensidad de cortocircuito	+ 0,048 %/°C
Voltaje de circuito abierto	- 0,027 %/°C
Potencia máxima	- 0,350 %/°C

Tabla 12. Coeficientes de variación

Como datos relevantes, el fabricante ofrece una garantía de 12 años para fallos de los materiales y una garantía de 25 años en cuanto a potencia, como se puede observar en la Ilustración 14:

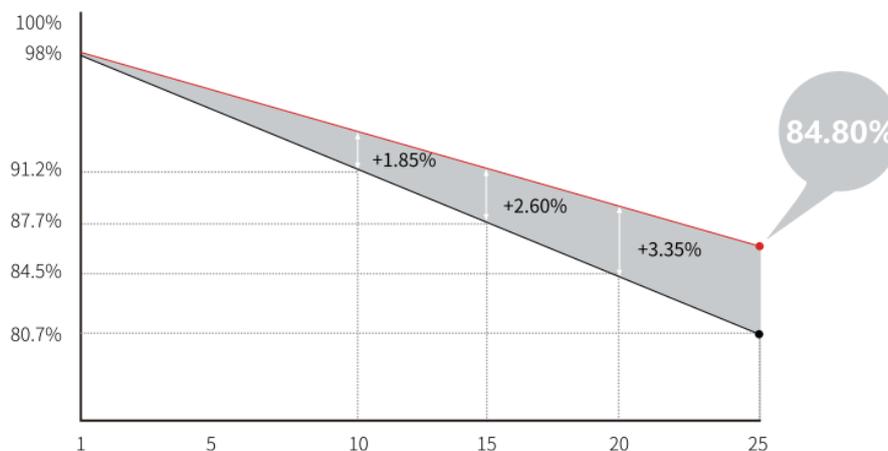


Ilustración 14. Garantía del módulo

Esto significa que el fabricante asegura que la potencia total disponible del módulo a los 25 años va a ser del 84,80 % como mínimo, siguiendo un decremento lineal a lo largo de los años. En la ilustración se puede observar la caída de rendimiento media del resto de fabricantes, los cuales aseguran un rendimiento mínimo mucho menor que el módulo de 550 vatios de Longi, llegando hasta un rendimiento del 80,40 %.

1.5.2 Estructura

La estructura fotovoltaica, normalmente llamada mesa en el ámbito de la energía fotovoltaica es la responsable de actuar como soporte de los módulos, a la vez que les dan la inclinación necesaria. Para la elección de las mesas, lo primero que se debe elegir es si estas van a ser de inclinación fija o seguidores solares, también llamados trackers. Cada uno de estos tiene ciertas ventajas y inconvenientes, los cuales se van a analizar a continuación.

Los trackers son más eficientes y rentables en latitudes cercanas al Ecuador Terrestre. En estos puntos la latitud es cercana a 0° y el sol lleva una trayectoria como la descrita en la Ilustración 15:

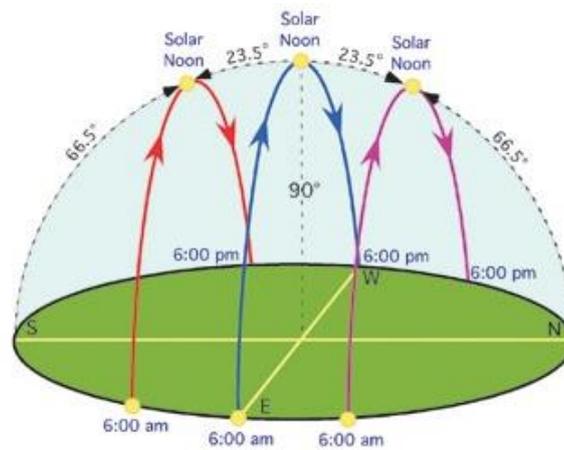


Ilustración 15. Trayectoria del sol a diferentes latitudes

Para los citados casos, el uso de los trackers es casi una obligación, ya que con el uso de estos se va a conseguir que el sol impacte de manera directa sobre los paneles durante todo el día y a lo largo del año, consiguiendo así rentabilidades mucho mayores que con el uso de mesas de inclinación fija.

Los trackers se instalan en dirección norte-sur, de manera que al amanecer estos puedan orientarse hacia el este, mientras que al atardecer lo hacen hacia el oeste. De esta manera, los paneles siempre van a quedar perpendiculares en cada momento a la trayectoria que formaría el sol en el Ecuador, saliendo por el este, llegando al máximo ángulo de elevación y después ocultándose por el oeste. Así pues, la principal ventaja de los trackers es que el plano formado por los paneles puede quedar en todo momento de forma perpendicular a la radiación solar. Por tanto, cuanto más alejada se encuentre la instalación de la latitud del Ecuador Terrestre, menor va a ser la optimización que estos permitan lograr, ya cuanto más te alejas, menor va a ser la perpendicularidad entre el plano de los módulos y la radiación. En este caso, la latitud de la instalación es de 39° , por lo que, a nivel de optimización energética, el uso de estos no es interesante.

Además, la tecnología empleada en este tipo de estructuras es mucho más compleja que la que utilizan las estructuras de inclinación fija. Esto provoca que sus costos sean mayores por distintos motivos. En primer lugar, el precio de compra de estos es mucho más elevado debido a que se trata de estructuras más complejas. Para continuar, la mano de obra para la instalación requiere que sea más cualificada y se necesita de un mayor número de horas para el montaje de estos. Los trackers también requieren de una cantidad de energía para el funcionamiento de los motores responsables del movimiento de



rotación sobre el eje. Esto provoca en la instalación un consumo residual en cada uno de los trackers. Aunque la mayoría de estos se alimentan directamente de la energía obtenida en los paneles en el mismo tracker, aún hay algunos que necesitan de alimentación desde la Estación de Potencia, teniendo que instalar los respectivos cables para la alimentación de los motores. Finalmente, los trackers disponen de partes móviles, y como todas las instalaciones con partes móviles, van a necesitar de un mantenimiento constante, encareciendo más si cabe su precio. Como se puede apreciar, a nivel económico, los trackers no van a ser rentables en la instalación planteada.

Vistas las condiciones planteadas queda claro que el uso de trackers no es una opción viable para el parque fotovoltaico de Castelló. A nivel energético, los trackers van a permitir obtener una cantidad de energía mayor, pero dado que la instalación se encuentra a 39º, este incremento es muy ligero. A nivel económico, se puede observar que la instalación de trackers supone una gran cantidad de gastos, tanto en la inversión inicial, como en el posterior mantenimiento, los cuales no son cubiertos por el ligero incremento de energía obtenida. Es por esto por lo que el parque fotovoltaico se va a construir con estructuras de mesas fijas.

Los paneles tienen que instalarse con un cierto ángulo respecto a la horizontal. Este ángulo lo determinan las estructuras, y, por tanto, es necesario saber cuál es la inclinación con la que el sistema va a ser capaz de obtener una mayor cantidad de energía. Esto se va a estudiar en el PVGIS, una base de datos meteorológicos de la Comisión Europea.

Los parámetros necesarios para el funcionamiento de la herramienta son el tipo de panel utilizado, la ubicación de la central, el azimut y la inclinación. El azimut, para parques fotovoltaicos instalados en el hemisferio norte siempre es de 0º, ya que de esta manera los paneles siempre van a estar direccionados al sur. El resto de los parámetros ya son conocidos a excepción de la inclinación. La forma de proceder es comparar la energía total obtenida mediante la simulación con cada una de las posibles inclinaciones.

Como el campo fotovoltaico está destinado a la venta de energía eléctrica en el pool, lo más interesante es obtener la máxima cantidad de energía. Esta está directamente relacionada con la radiación y el simulador ofrece la posibilidad de consultar este parámetro. En PVGIS se puede consultar la mediana de radiación mes a mes a lo largo de un año natural, pudiendo así justificar las inclinaciones óptimas, y, por tanto, las inclinaciones responsables de generar una mayor cantidad de energía a lo largo del año. En la Ilustración 16 se puede ver la relación explicada:

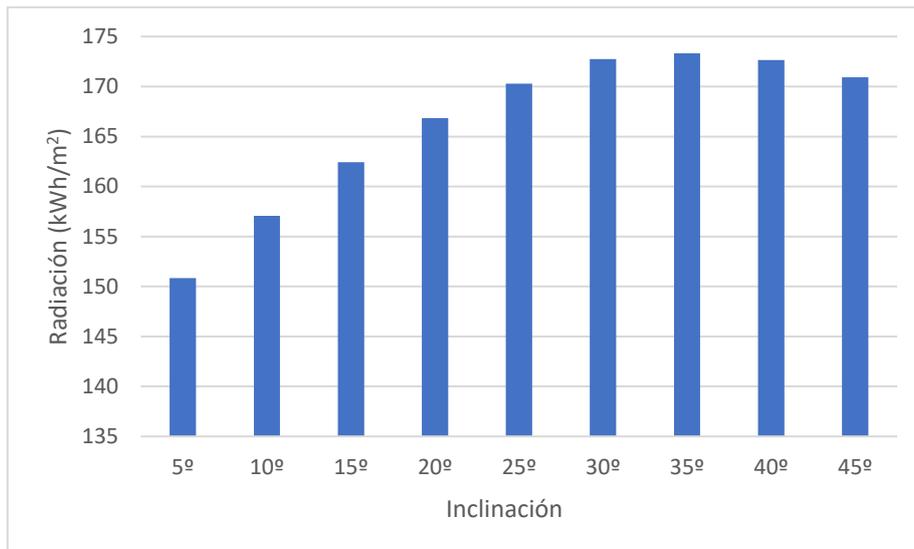


Ilustración 16. Radiación incidente en función de la inclinación

Como se puede apreciar hay 3 inclinaciones que proporcionan un nivel de radiación mayor. Estos son los casos de 30, 35 y 40° de inclinación. Dado que la diferencia en la radiación es muy ligera, esta se va a estudiar mes a mes:

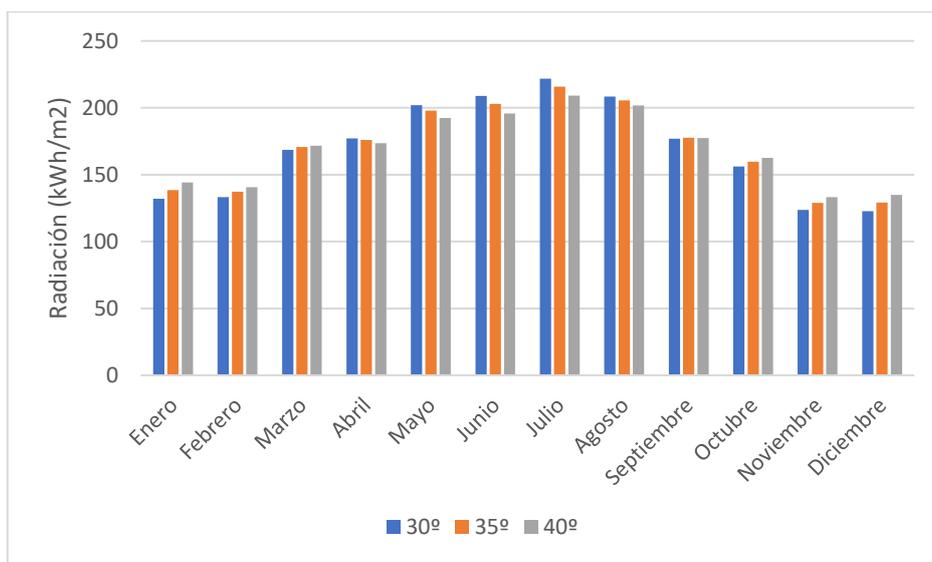


Ilustración 17. Radiación por inclinación y por mes

Como era de esperar, la radiación es mayor en los meses de invierno para las inclinaciones más elevadas y, en los meses de verano, para las inclinaciones inferiores, pero las diferencias no son suficientes para afirmar cuál es la estructura más adecuada.

En cambio, si se aplica un criterio de estabilidad energética, se puede resolver la elección. Uno de los mayores inconvenientes de algunas fuentes de energía renovable, como pueden ser la eólica o la fotovoltaica, es la variabilidad de su producción. En concreto, la energía fotovoltaica solamente se obtiene en las horas en la cuales se emite luz solar, y, además, dentro de estas horas también se tienen

intermitencias producidas por nubes y diferentes radiaciones. Para asegurar que la demanda quede cubierta, las distribuidoras necesitan de un apoyo constante en la red eléctrica, como pueden ser las centrales nucleares, las cuales nunca paran su actividad. Por tanto, si se quisiera que el toda la demanda se cubriera con energía renovable, se necesitaría de una potencia instalada elevadísima, además de contar con sistemas de almacenamiento a gran escala. Así pues, para conseguir una mayor uniformidad de la energía obtenida se va a optar por las estructuras de 35°. Estas proporcionan una energía más estable a lo largo del año, y, además, son las responsables de hacer que los paneles capten más energía, como se ha visto anteriormente.

Una vez se sabe que las mesas van a ser de inclinación fija y que su inclinación es de 35°, el siguiente paso es determinar el tipo de mesas. Para esto es necesario conocer en que posición se van a instalar los paneles, estos normalmente siguen una disposición en portrait (vertical) o en landscape (horizontal), como se puede observar en la Ilustración 18. Cada una de estas produce una cantidad diferente de energía en función de la posición del sol.

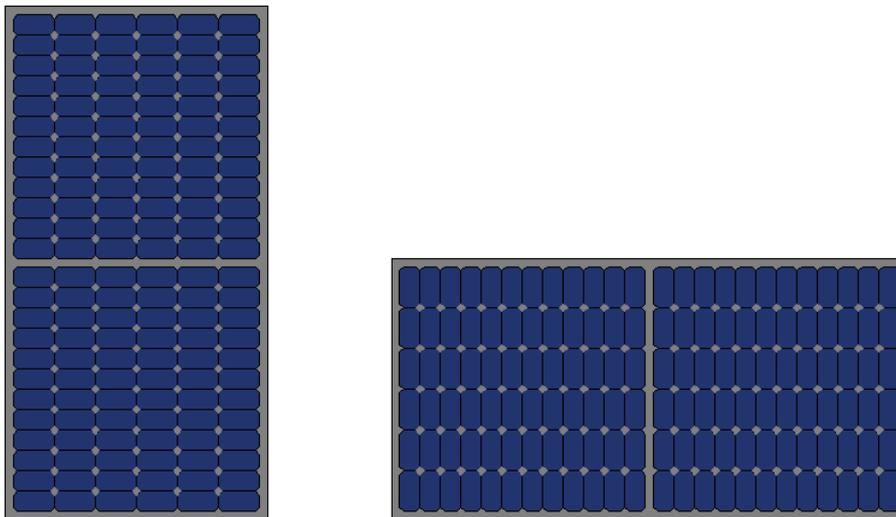


Ilustración 18. Disposición en portrait (izq) y en landscape (dch)

Anteriormente los paneles se fabricaban totalmente enseriados, de tal manera que, en caso de que una de las células dejara de producir, su intensidad pasaba a ser nula y esta misma intensidad es la que circulaba por todo el panel. Así pues, si una célula dejaba de producir energía (bien por una nube, por una mancha...) todo el panel quedaba inutilizado. Pero esto no es todo, los paneles también van conectado entre sí en serie formando los strings, razón por la cual, si una célula dejaba de funcionar, la producción total del string se anulaba.

En la actualidad eso ya no ocurre ya que los paneles están compuestos por diferentes circuitos independientes entre sí. En primer lugar, los paneles se dividen en 3 franjas unidas entre sí por unos diodos de bypass. En la Ilustración 19 se ha elaborado una representación de las distintas franjas, así como los diodos de bypass para conseguir una mejor representación de estos:

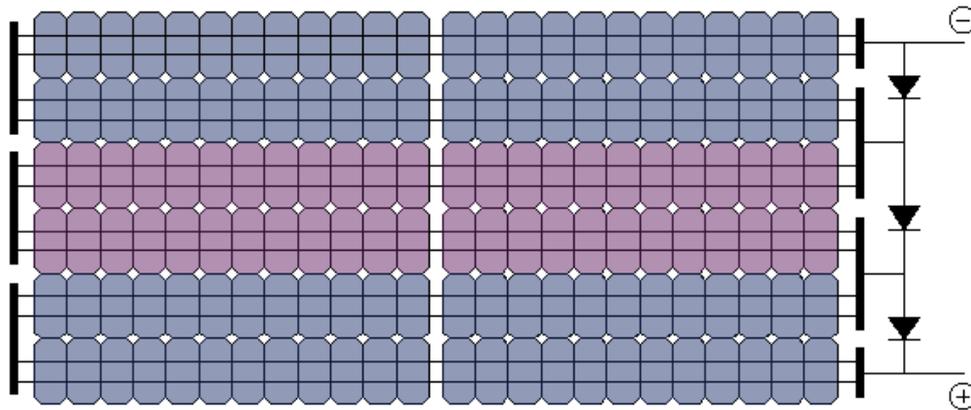


Ilustración 19. División del módulo por los diodos de bypass

Los diodos de bypass solamente dejan pasar corriente en un sentido. Si el funcionamiento de los paneles es el natural, estos siempre estarán inactivos, no permitiendo que la corriente circule por ellos. No obstante, en el momento que alguna de las células deje de recibir radiación, la franja a la que pertenezca dejará de generar energía, disipando la intensidad en forma de calor. Es en ese caso cuando el diodo actúa como puente, permitiendo que la corriente restante no circule por la franja afectada. De esta manera, solo se pierde un tercio de la energía del panel mientras que el resto de los paneles del string podrán generar con normalidad. Además, los diodos de bypass permiten que los sobrecalentamientos sean mucho menores, ya que permiten que estos se localicen únicamente en las franjas afectadas.

Asimismo, en los últimos años ha surgido la tendencia de los paneles Half-Cell. Esta tecnología divide el panel en dos circuitos totalmente independientes entre sí, como se puede observar en la Ilustración 20:

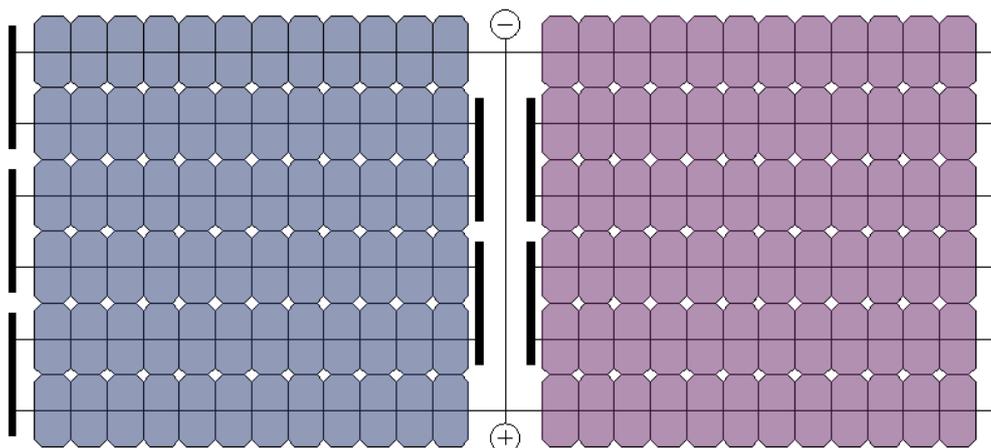


Ilustración 20. División del módulo por la tecnología Half-Cell

El efecto provocado por los diodos de bypass y la tecnología Half-Cell conviven a la vez, de tal manera que los módulos actuales están compuestos por 6 circuitos independientes entre sí, representándose estos en la Ilustración 21:

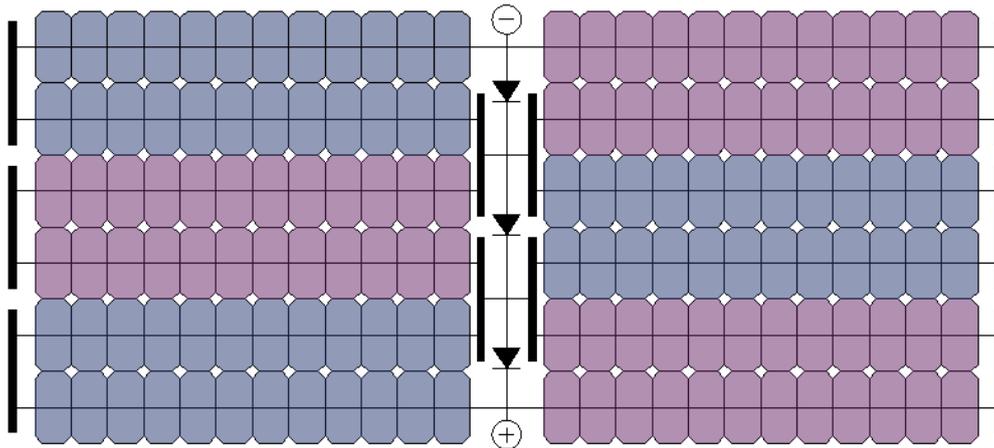


Ilustración 21. División del módulo por los diodos de bypass y por la tecnología Half-Cell

Una vez detallado el funcionamiento interno de los paneles, ya se puede analizar si la elección correcta es instalar estructuras para instalación de paneles en portrait o en landscape. Para ello se va a analizar las pérdidas por sombreados provenientes de otros módulos para un par de paneles en disposición portrait y para otro par en landscape. Estos resultados son escalables a agrupaciones de mayor tamaño como son las que se van a utilizar en el parque fotovoltaico de Villanueva de Castellón.

Las pérdidas por sombreados provenientes de otros módulos son las predominantes en un campo fotovoltaico y su origen reside en los sombreados originados por la fila de paneles anterior. Estas pérdidas dependen de la posición de las sombras en los módulos. Para ver este efecto se va a representar cómo los sombreados originados afectan a los módulos en función de su método de instalación en el caso de una puesta de sol. En las siguiente ilustraciones se representa en azul la parte del panel que produce con normalidad y en rojo la afectada por sombreados:

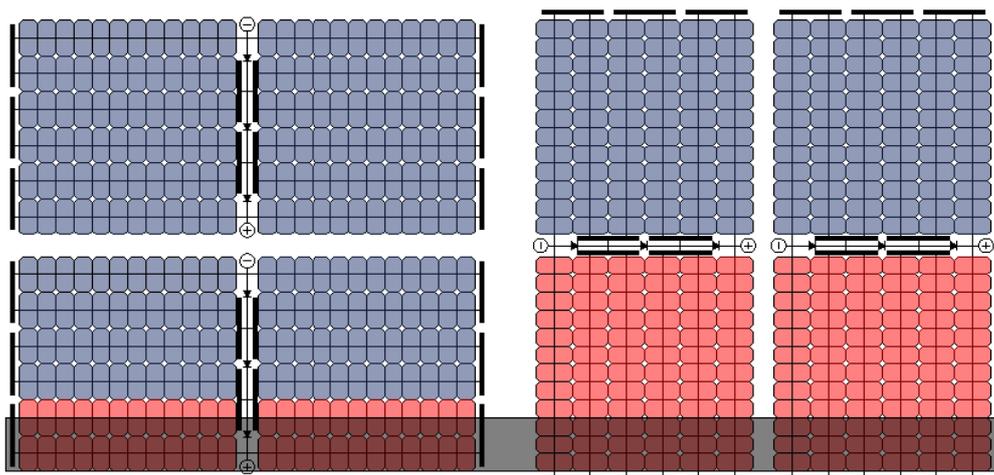


Ilustración 22. Puesta de sol 1

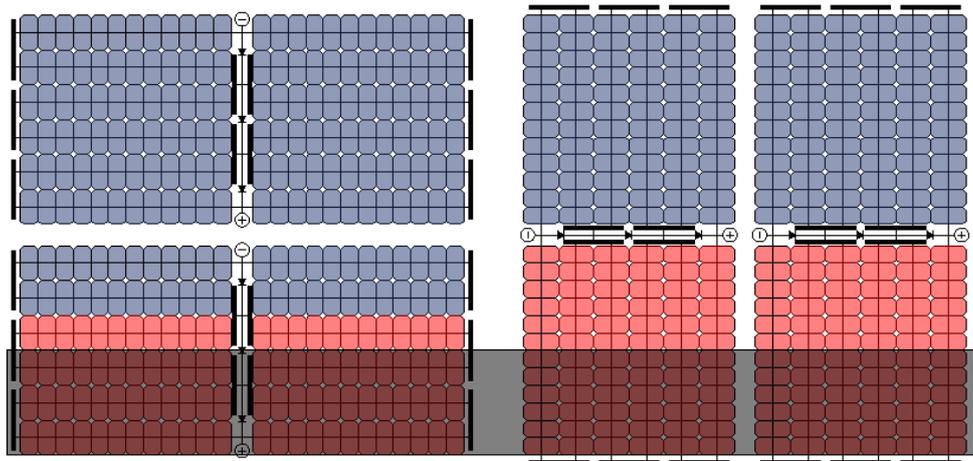


Ilustración 23. Puesta de sol 2

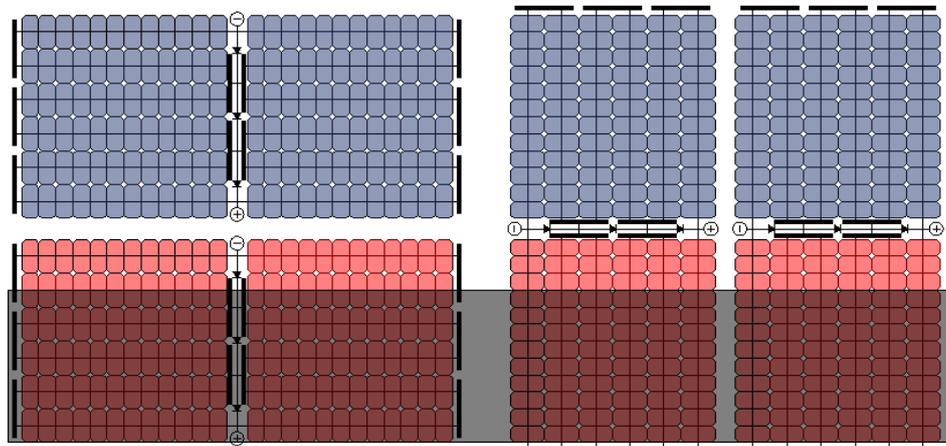


Ilustración 24. Puesta de sol 3

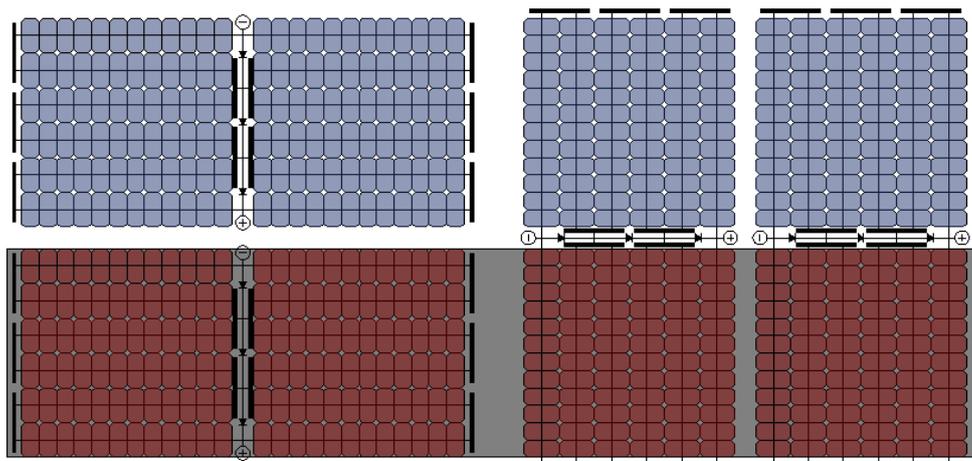


Ilustración 25. Puesta de sol 4

En ellas se puede ver cómo el sombreado aumenta con el paso de las horas. El motivo es que el ángulo de incidencia sobre la normal de la superficie se incrementa. Con este escenario, la energía que se puede obtener en cada disposición para los diferentes casos de sombreados producidos se puede observar en la Tabla 13, donde se representa el porcentaje de la potencia máxima que se puede obtener:

ESCENARIO	LANDSCAPE	PORTRAIT
REPRESENTACIÓN 1	83,3 %	50,0 %
REPRESENTACIÓN 2	66,6 %	50,0 %
REPRESENTACIÓN 3	50,0 %	50,0 %
REPRESENTACIÓN 4	50,0 %	50,0 %

Tabla 13. Comparativa de energía obtenida al atardecer

Como se puede ver, la producción cuando los paneles se instalan en landscape es igual o superior en todos los casos. A pesar de que el caso analizado ha sido el atardecer, este sombreado también afecta en el amanecer, pero los escenarios observados son los mismo, solo que en orden inverso. Por tanto, la disposición en landscape es la óptima para el proyecto, ya que siempre va a asegurar una mayor generación.

Por último, se tendría que determinar el tamaño de las estructuras. Este está relacionado con la cantidad de paneles que se van a instalar en cada una de estas. A nivel de producción, lo más rentable es que los paneles que forman un string estén todos en una misma mesa y en una misma fila. De este modo, la conexión de los paneles se puede realizar directamente, sin necesidad de cable solar extra cruzando entre mesas, lo cual también complica la construcción del parque.

Así pues, las estructuras deberían tener el tamaño necesario para la instalación un string entero. Dado que los strings son de 28 paneles y la disposición óptima es la horizontal, las mesas que se deberían instalar son las 4H28. Esta es la típica nomenclatura utilizada para las centrales fotovoltaicas, donde:

- 4: Indica el número de filas de paneles.
- H: Indica la disposición horizontal de los módulos.
- 28: Indica el número de paneles en cada fila.

De esta manera, en cada mesa se van a poder instalar un total de 4 strings. No obstante, esta opción no es viable ya que implicaría tener mesas de más de 60 metros. En la actualidad esta opción no te lo ofrece ningún fabricante por diversos motivos. Se trata de mesas muy grandes las cuales requieren de perfiles extremadamente largos. Además, a lo largo de los 60 metros de mesa van a haber una gran cantidad de postes, los cuales van a tener profundidades de hincado muy distintas entre sí.

La solución es instalar mesas 4H14. Estas si que se fabrican de manera normal y evitan el problema de las profundidades de hincado. Asimismo, estas permiten una mejor optimización del terreno, ya que al ser más pequeñas permiten la instalación de mesas en espacios donde no podrían caber mesas de mayor tamaño. Es más, para tratar de maximizar la potencia instalada en el terreno también se van a instalar mesas 4H7, estas tienen la mitad de los paneles en cada una de sus filas, por tanto, su longitud aproximada es la mitad.

En cuanto a las estructuras, estas están formadas por perfiles de acero. Su configuración básica es la de pórticos hincados en el terreno. Los pórticos están conformados por 2 postes y una diagonal, en el caso de algunos fabricantes, los cuales sirven de apoyo a los perfiles tipo T. Sobre estos perfiles ya se encuentran las correas, a las cuales se fijarán los distintos módulos. En la Ilustración 26 se puede ver un ejemplo de este tipo de estructuras:



Ilustración 26. Estructuras fotovoltaicas típicas

Cabe decir que las empresas dedicadas a la fabricación de mesas se distinguen por el alto grado de adaptabilidad. Estas se fabrican personalizadas para cada proyecto. Esto es así porque cada proyecto necesita de unas especificaciones: distintas longitudes, dependiendo de la cantidad de módulos por string y del número de particiones necesario; diferente número de filas; distintas disposiciones de los módulos, así como medidas de estos; pueden ser de uno o dos postes, la longitud del poste dependerá del tipo de terreno, e incluso para un mismo proyecto se puede tener distintas longitudes de postes dependiendo de las inclinaciones del terreno; la distancia entre postes también depende del tipo de terreno, e incluso de la posición de la mesa en el campo fotovoltaico, en las mesas exteriores (las que les puede dar el viento directamente) tienen una longitud entre postes de aproximadamente la mitad que las interiores... Y gran multitud de factores que hacen que sea necesario un estudio completo mesa a mesa, escapando esto de las competencias de este trabajo académico.

Dicho esto, se va a elaborar un estudio de mercado, en el cual se expondrán las características ofrecidas por cada una de las empresas que ofrezcan estructuras 4H14 en su catálogo. En la Tabla 14 se pueden consultar los principales parámetros de las estructuras fabricadas por Inso Solar Supports, Mounting Systems, S-Rack, Schletter y Solar Innova:

FABRICANTE	TIPO DE FIJACIÓN	GALVANIZADO / INOXIDABLE	INCLINACIÓN MÁXIMA	PRECIO
INSO SOLAR SUPPORTS	HINCADO A SUELO	SI	30º	70€ / kWp
MOUNTING SYSTEMS	ATORNILLADO	SI	NO TIENE	85€ / kWp
S-RACK	HINCADO A SUELO	SI	NO TIENE	70€ / kWp
SCHLETTER	HINCADO A SUELO	SI	40º	72€ / kWp
SOLAR INNOVA	HINCADO A SUELO	SI	30º	75€ / kWp

Tabla 14. Comparación estructuras 4H14

En cuanto al tipo de fijación de las estructuras, las más comunes son la hincada directamente en el suelo, la atornillada y la cimentada. Para el proyecto fotovoltaico de Castelló, se ha optado por el hincado de postes al suelo. Debido a la menor mano de obra necesaria, los plazos de construcción más reducidos y la mayor resistencia del sistema. Al no generar cimentaciones de hormigón, los costes de la planta se ven muy reducidos. El hincado de postes es un método muy económico ya que no necesita de las respectivas excavaciones y cimentaciones para cada uno de los postes, a la vez que permite que se aceleren los procesos de construcción, necesitando únicamente de una hincadora y un par de personas ubicándola.

Un punto muy importante y que no todos los fabricantes ofrecen es el hecho de usar aceros inoxidable o con recubrimientos galvanizados. No obstante, los modelos seleccionados cumplen esta especificación. En cuanto a la inclinación máxima se debe tener en cuenta que las estructuras tienen una inclinación notablemente elevada, en concreto de 35º, y no todos los fabricantes alcanzan este requisito.

Los únicos modelos que reúnen las condiciones requeridas anteriormente son los fabricados por S-Rack y Schletter. Por tanto, dado que el fabricante S-Rack ofrece unos precios más competitivos, este va a ser el suministrador para el proyecto. En concreto se va a instalar el modelo Sigma S2.

1.5.3 Combiner Box

Las Combiner Box son las cajas de conexión en cuyo interior se alojan los equipos necesarios para la protección del cableado de los strings, así como la de los paneles o personas que puedan estar alrededor. Se trata del primer nivel de protección de la planta fotovoltaica, y, además, cumple la misión de unir un determinado número de strings en paralelo, de manera que todos estos cables solares se agrupan en uno solo de mayor tamaño, los DC Main Cables. En su interior se encuentran los elementos representados en la Ilustración 27:

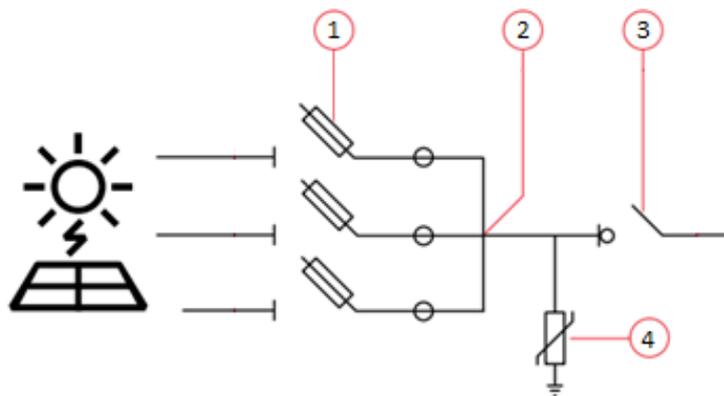


Ilustración 27. Diagrama unifilar de las Combiner Box

- 1. Fusibles: Estos se encargan de cortar la corriente en caso de sobrecorriente. Se instala uno en cada uno de los polos de los string. Los fusibles son de la serie de 25 amperios.
- 2. Bloques de distribución: Su misión es unir los strings en paralelo.

- 3. Contactor: Estos aparatos tienen dos posiciones, abierto o cerrado. En caso de que estén abiertos, permiten aislar el sistema, lo cual es útil en el caso del montaje o el mantenimiento. Por el contrario, en caso de funcionamiento estable, estos estarán en posición cerrada.
- 4. Descargador de sobretensiones: Este se encarga de dirigir la corriente de corto circuito a la puesta a tierra.

Se van a estudiar varios modelos de diferentes fabricantes en la Tabla 15. Estos fabrican Combiner Box con elementos preparados para soportar voltajes de hasta 1500 voltios, cuya tensión es la máxima que admiten las entradas de la Estación de Potencia, y, por tanto, es la tensión máxima admisible en la parte de baja tensión:

Marca	Modelo	Entradas	Corriente máxima	Salidas	Diámetro Salida	Precio
SMA	CMB-U15-16	16	17,2 A	1	17-38,5 mm	313€
INGETEAM	StringBox 20	20	12,0 A	1-2	27-35 mm	335€
ABB	String Comb	18	10,0 A	1	18-25 mm	295€
ABB	String Comb	20	10,0 A	1	22-32 mm	330€
Weidmüller	PV 220S0F4CXXV00 OTXPX15PWW	16	14,0 A	1-2	22-35 mm	325€
Weidmüller	PV 220S0F3CXXV00 OTXPX15LJP	20	14,0 A	1-2	22-35 mm	350€

Tabla 15. Comparación de Combiner Box

Para la elección de las Combiner Box se deben descartar aquellas cuya corriente máxima admisible en las entradas de corriente continua sea inferior que la corriente de cortocircuito del módulo, y esta es de 13,98 amperios. Este es un factor realmente restrictivo, pues estos módulos con potencias tan elevadas son relativamente recientes y producen intensidades muy grandes. Es por esto por lo que la mayoría de los fabricantes aún no ha sacado una gama de Combiner Box apta para ellos. Como se puede apreciar en la tabla, dos de los mayores fabricantes del mundo relacionados con la fotovoltaica, como son Ingeteam y ABB, aún no disponen en su catálogo de Combiner Box válidas para este tipo de módulos. Fabricantes de la talla de SMA sí que disponen de Combiner Box con una corriente máxima admisible superior a la corriente de cortocircuito del módulo, pero solo en su versión de 16 entradas. Este número de entradas no es suficiente para el proyecto estudiado, el cual necesita de una Combiner Box con 20 entradas.

Así pues, el único fabricante encontrado que reúne los requisitos planteados es Weidmüller. Este ha sacado una gama de Combiner Box recientemente para módulos de grandes potencias y aunque no sea el más económico es el único adecuado para el proyecto estudiado. El modelo PV 220S0F3CXXV00OTXPX15LJP es el elegido para la instalación en el parque fotovoltaico de Castelló y se puede ver en la Ilustración 28:



Ilustración 28. Combiner Box PV 220S0F3CXXV000TXPX15LJP del fabricante Weidmüller

Este acepta un máximo de 14 amperios por entrada en cada una de sus 20 entradas. Además, permite 1 o 2 salidas y el diámetro exterior máximo del DC Main Cable es de 35 milímetros, mayor que los 32,8 milímetros del DC Main Cable de 300 mm² empleado, como se demostrará más adelante. Además, la comunicación entre las distintas Combiner Box y las Estaciones de Potencia se puede realizar de manera inalámbrica. De esta manera no es necesario la instalación de cableados y sus respectivas protecciones en forma de tubo siguiendo el estándar de comunicación RS-485.

El hecho de seleccionar las Combiner Box de 20 entradas tiene un motivo económico. Al tener un mayor número de entradas, la cantidad de Combiner Box necesarias para el proyecto es menor. Además, al haber menos Combiner Box, también hay un número menor de circuitos de DC Main Cable. A la vez, si se seleccionara una Combiner Box con más de 20 entradas, el cable necesario para el DC Main Cable sería mayor de 300 mm², el cual no es recomendable instalar, ya que su grosor aumenta considerablemente y con ello su maniobrabilidad disminuye hasta el punto de que se complica mucho su instalación en un parque fotovoltaico.

1.5.4 Estación de Potencia

La corriente eléctrica en una planta fotovoltaica se crea en corriente continua, no obstante, la energía eléctrica se transporta (para distancias como las del proyecto) y se consume en corriente alterna. Es por esto por lo que la energía fotovoltaica destinada a la venta en el pool eléctrico va a necesitar de un inversor o un sistema de inversores para que realicen esta función. Además, para conectarse a la red eléctrica es necesario subir el voltaje de la energía eléctrica, es por esto por lo que también se va a necesitar de transformadores. Los principales sistemas de inversión existentes son los siguientes:

- **Inversión centralizada:** En estos sistemas la energía proveniente de los paneles llega a las Combiner Box. Estas son las encargadas de agrupar los distintos strings en paralelo y proteger a la línea de continua. Las protecciones constan de fusibles, diferenciales y seccionadores. Los

fusibles protegen al inversor en caso de sobrecorriente; Los diferenciales miden la intensidad que circula por el circuito y en caso de que haya alguna fuga de corriente, esta es detectada y corta el circuito; Los seccionadores sirven de interruptor, para anular algún string en caso de fallo. La energía sale de las Combiner Box en cables de continua y llega a las Estaciones de Potencia. Se trata de un sistema compuesto por inversores de grandes potencias, entre 3 y 5 MW, con su respectivo transformador. Este sistema tiene el inconveniente de que en caso de fallo de la Estación de Potencia la planta no va a producir.

- **Inversión descentralizada:** En este caso, las agrupaciones de strings llegan directamente a inversores de un tamaño menor, los llamados inversores string. Las potencias máximas de estos rondan los 300 kVA. En este sistema no se utilizan DCB, pero por el contrario se requiere la instalación de un gran número de inversores y transformadores. Esto provoca que la inversión inicial sea mayor y que el parque necesite de un mayor mantenimiento. Por el contrario, en caso de que un inversor falle, los recursos de la planta no se van a ver afectados, ya que solamente va a dejar de producir ese único inversor. Además, cada inversor tiene varios MPPT, al cual se le asigna uno o un número reducido de strings. De esta manera, todos la mayoría de strings funcionan en su punto de máxima potencia.

Para el caso que corresponde, se trata de disminuir la inversión inicial y los costes de mantenimiento. Es por esto por lo que se va a elegir el sistema de inversión centralizada. Para mitigar el problema de la falta de suministro en caso de fallo en un inversor se van a proyectar varios de estos inversores, de manera que el fallo de uno de estos no pare la planta por completo.

Existen varios fabricantes en el mercado ofreciendo Estaciones de Potencia y se va a realizar una comparación de los parámetros determinantes para los principales inversores centrales con transformador que se usan en la actualidad con potencias de 3 a 4,5 MVA, cuyos parámetros fundamentales se muestran en la Tabla 16 :

Marca	Modelo	Potencia	Corriente Máxima DC	Cant. MPPT	Rango MPPT	Cantidad Entradas	Rend. Max.	Voltaje Salida	Precio
Power Electronics	HEM FS4010M	4010 kVA	4590 A	1	934-1300 V	40	98,5 %	31-38 kV	152.000 €
	HEM FS4200M	4200 kVA	4590 A	1	934-1300 V	40	98,5 %	31-38 kV	156.000 €
SMA	MVPS 4000	4000 kVA	4750 A	1	880-1325 V	24	98,8 %	10-35 kV	145.000 €
	MVPS 4200	4200 kVA	4750 A	1	921-1325 V	24	98,8 %	10-35 kV	150.000 €
Ingeteam	3600 FSK Serie B	3600 kVA	3740 A	2	978-1300 V	30	98,9 %	20-35 kV	126.000 €
Sungrow	SG3400HV-MV-30	3400 kVA	3997 A	2	875-1300 V	28	99,0 %	20-35 kV	115.000 €
	SG3125HV-MV-30	3125 kVA	3997 A	2	875-1300 V	28	99,0 %	20-35 kV	108.000 €

Tabla 16. Comparación de Estaciones de Potencia

Como se puede ver, las diferencias entre estos son muy ligeras, y sus precios son acordes a las prestaciones que proporcionan. Aun así, se ha elegido la Estación de Potencia SG3400HV-MV-30 de Sungrow debido a los siguientes motivos:

- La Estación de Potencia cuenta con dos seguidores de máxima potencia en cada una, los cuales llegan a un transformador de 3 devanados. Sabiendo que se van a instalar 3 Estaciones de Potencia, el campo va a disponer de 6 seguidores. El hecho de tener 6 seguidores en el campo va a provocar que se pueda maximizar la energía obtenida en los módulos asociados a cada uno en funcionamiento normal, pero especialmente en caso de radiaciones distintas a lo largo de la planta.
- Es la estación que necesita de un voltaje más pequeño para activar los seguidores de máxima potencia, con lo cual este estará activo en horas en las que el voltaje sea menor. Este factor, entre otros, es el responsable de que el rendimiento sea el mayor de todas las estaciones analizadas, con un máximo del 99 %.
- La Estación de Potencia es la única que asegura que su potencia nominal no se ve alterada hasta llegar a una temperatura de funcionamiento de 45 °C. Estas Estaciones de Potencia están compuestas por el inversor y el transformador, dos elementos que destacan por su generación de calor, con lo cual se pueden alcanzar temperaturas muy elevadas. El hecho de que los otros fabricantes no aseguren que sus Estaciones de Potencia pueden mantener un funcionamiento óptimo a la temperatura de 45 °C, hace pensar que la producción obtenida con las otras Estaciones de Potencia sería menor de lo esperado, siendo la potencia en condiciones de funcionamiento inferior a la proporcionada por el fabricante.

La Estación de Potencia se puede observar en la Ilustración 29:



Ilustración 29. Sungrow SG3400HV-MV-30

Como se ha comentado anteriormente, el rendimiento máximo de la Estación de Potencia es del 99 %, pero el rendimiento en cada momento depende de algunos factores como pueden ser el voltaje en corriente continua o la potencia de salida estandarizada. Esta variación del rendimiento se representa en la Ilustración 30:

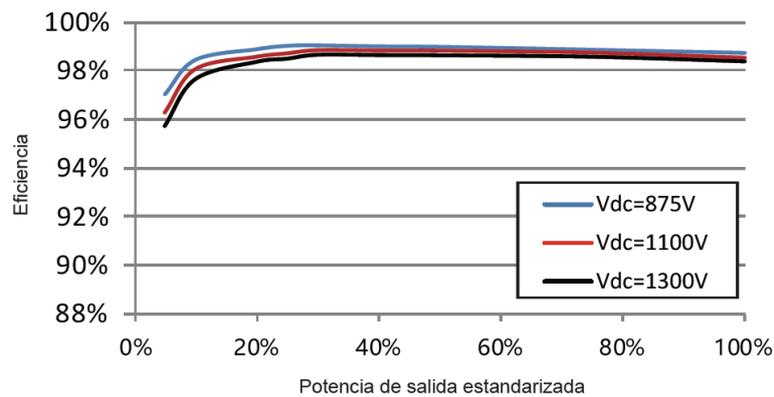


Ilustración 30. Gráfica del rendimiento de la Estación de Potencia

Este pico del 99 % se da para potencias de un 30 % de su potencia de salida estandarizada y para voltajes en continua menor de 900 voltios, los cuales tendrán lugar únicamente en horas en las que la producción sea menor que la nominal, como puede ser los amaneceres, atardeceres o horas de radiación predominantemente difusa.

La Estación de Potencia cuenta con tres bloques principales, los cuales se pueden observar en la Ilustración 31:

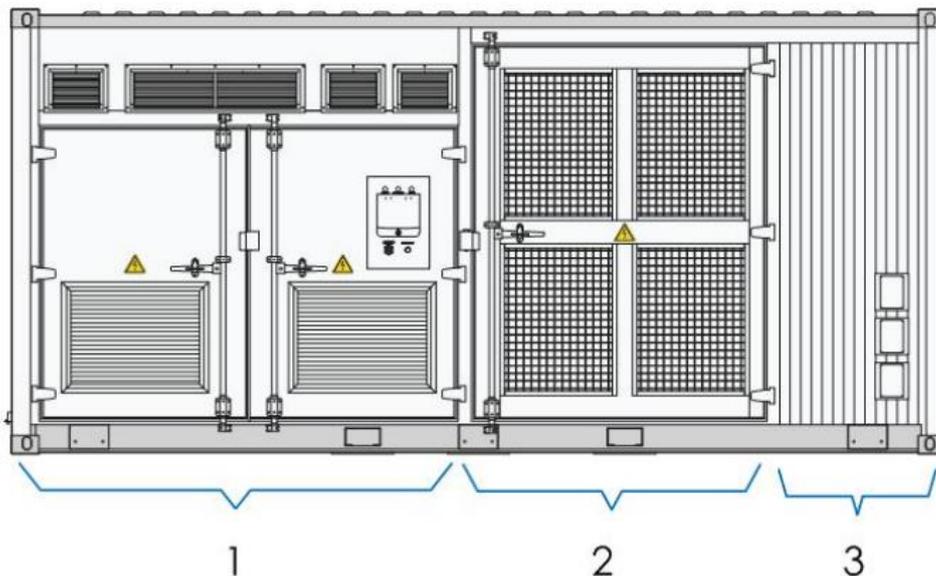


Ilustración 31. Bloques de la Estación de Potencia Sungrow SG3400HV-MV-30

- 1. Sala de módulos: Aquí se encuentran las entradas para la conexión del DC Main Cable y el inversor. Así pues, es el habitáculo donde se produce la conversión de energía eléctrica, desde corriente continua hasta alterna, a la vez integra la aparatada necesaria para la protección del DC Main Cable.
- 2. Sala de transformadores: En este espacio se localiza un transformador de media tensión de tres devanados, el cual se encarga de convertir los 1500 voltios producidos por la concatenación de módulos en los strings, en los 20 kilovoltios de la tensión de red. Al

incrementar la tensión, la intensidad sufre una disminución notable, disminuyendo así las pérdidas por efecto Joule y la sección necesaria del conductor de la línea en su trayecto hacia la subestación.

- 3. Sala de entrega y medida: Este es el punto de conexión entre las Estaciones de Potencia y la red eléctrica. En este se encuentra la aparamenta de media tensión, como son el dispositivo de protección principal o los equipos responsables de permitir las operaciones de maniobra. Además, cuenta con la opción de tarificación de energía, a la vez que alimenta los cuadros de servicios auxiliares existentes en la Estación de Potencia.

El inversor tiene un método de ventilación forzada inteligente, mientras que el transformador utiliza aceite mineral para refrigerarse. Ambos métodos son los responsables de conseguir que no se alcancen temperaturas excesivas, mejorando así el rendimiento y asegurando que los componentes no van a sufrir daños. En la Ilustración 32 se pueden ver las entradas y salidas de la ventilación forzada del inversor:

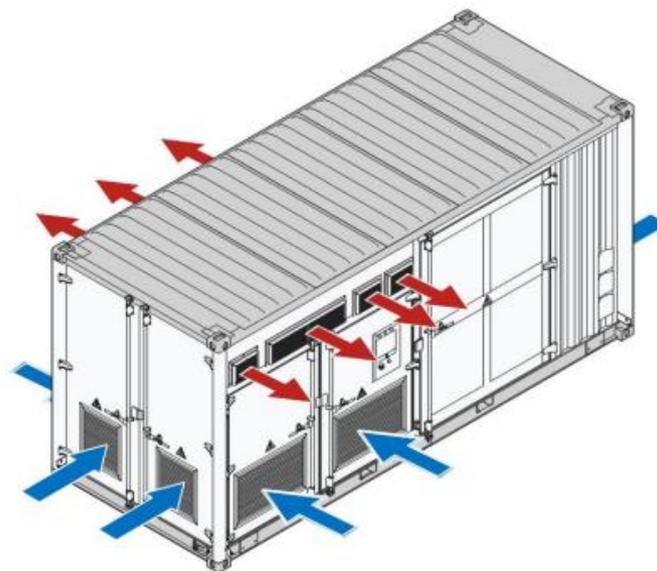


Ilustración 32. Sistema de ventilación forzada de la Estación de Potencia Sungrow SG3400HV-MV-30

El aire del exterior se aspira por la parte inferior de la sala de módulos, este llega a una temperatura menor que la existente en el interior del habitáculo, lo cual provoca una disminución de la temperatura ambiente. A la vez, el aire del interior es expulsado por la parte superior de la estación, formando así un ciclo que estará en funcionamiento siempre que se supere una determinada temperatura que pueda afectar al funcionamiento normal del inversor.

Por otro lado, la Estación de Potencia es la encargada de efectuar la comunicación de datos y control en el parque fotovoltaico. Para ello, estas se conectan mediante cables de fibra óptica a la subestación de acceso. Estos cables proporcionan una transmisión de datos de alta velocidad, lo cual permite la supervisión y el control preciso de la generación de energía. Además, las estaciones también emiten los datos de las Combiner Box, los cuales se transmiten inalámbricamente.

1.5.5 Cableado de Baja Tensión

El cableado de baja tensión es el encargado de transportar la corriente desde los módulos fotovoltaicos hasta las Estaciones de Potencia. Principalmente se distinguen 3 tipos de cableado de baja tensión, todos ellos de corriente continua, los cuales se distinguen en la Ilustración 33:



Ilustración 33. Cableado de baja tensión en parque fotovoltaico (1,2 y 3)

- 1. Cable solar de los paneles fotovoltaicos: Los paneles integran este tipo de cableado, así como los respectivos conectores, en la parte posterior. Los conectores son los llamados MC4, los cuales se encuentran en la terminación de los cables para así poder unir el positivo de un panel con el negativo del siguiente. La longitud de cada uno de los cables que salen de los paneles es de hasta 1,4 metros, y por tanto es suficiente para interconectarlos entre sí, incluso con la disposición en landscape planteada.
- 2. Cable solar entre paneles y Combiner Box: Este cableado es el encargado de unir el positivo y el negativo de cada string a las respectivas entradas de la Combiner Box asignada. Estas extensiones de cableado no vienen incluidas con los paneles, como tampoco los conectores MC4 necesarios para la conexión entre el cableado de los paneles y las Combiner Box.
- 3. DC Main Cable: Este tipo de cable es el responsable de transportar la energía desde las Combiner Box hasta las Estaciones de Potencia. Este cable tiene que soportar intensidades mucho mayores ya que en las Combiner Box se produce la agrupación de hasta 20 strings en paralelo, por lo cual se trata de un cable de mayor diámetro.

1.5.5.1 Cable solar

Para el caso del cable solar se ha optado por el cable eléctrico unipolar Exhellent Class Solar H1Z2Z2-K del Grupo Prysmian, cuya representación se puede observar en la Ilustración 34. Su diámetro es de 6 mm² y su instalación en zanjas se realizará a través de tubos de 40 milímetros de diámetro a una profundidad de 0,5 metros, agrupando los diferentes strings de cada fila de estructuras en un único tubo. Entre sus características principales destacan las siguientes:

- El conductor [1] es de cobre estañado. Este aguanta una temperatura de 90 °C en funcionamiento normal y hasta 250 °C en caso de cortocircuito. Este parámetro es de interés a la hora de calcular el diámetro necesario.
- El material utilizado como aislante [2] es el XLPE, un compuesto reticulado libre de halógenos, exento de elementos químicos como el flúor, cloro, bromo o el yodo, el cual tiene un mejor comportamiento en caso de incendio que el PVC.
- La cubierta [3] también se trata de un compuesto reticulado libre de halógenos, de color personalizable.
- Diseñado para un tensión asignada de 1500 voltios en corriente continua, con un máximo admisible de 1800 voltios.
- Resistencia a 20 °C de 3,39 Ω /km para la sección de 6 mm².



Ilustración 34. Cable unipolar Exhellent Class Solar H1Z2Z2-K del Grupo Prysmian

Para facilitar la instalación de este cableado se va a emplear dos tipos de cubierta. Una roja para el polo positivo y una negra para el negativo. Todos los cables deben ir debidamente etiquetados y.

Como se ha comentado anteriormente se utilizan conectores MC4 como los mostrados en la Ilustración 35 para unir los polos de los paneles extremos del string con la extensión de cable solar y también se utilizan para unir estas extensiones de cableado con las entradas de las Combiner Box:



Ilustración 35. Conectores MC4

Estos dispositivos son los encargados de realizar una conexión segura y estanca. Para su instalación es necesario crimpar estos conectores a cada uno de los extremos de las extensiones de cable solar. La conexión será satisfactoria cuando al presionar un conector macho en el interior del conector hembra se escuche un “clic”, momento en el cual se habilitará la circulación de energía eléctrica.

1.5.5.2 DC Main Cable

Para el DC Main Cable se va a utilizar el cable eléctrico unipolar Harmohny Class AL XZ1(S) del grupo Prysmian, representado en la Ilustración 36. Su método de instalación es directamente enterrado en zanjas a una profundidad de 0,5 metros y con agrupaciones máximas de hasta 5 circuitos. En este caso se va a necesitar de un cable de mayor sección, dependiendo del número total de agrupaciones de sistemas en cada una de las zanjas. En concreto se necesitan las secciones de 240 y 300 mm². Sus características principales son las siguientes:

- El conductor [1] es de aluminio. Este aguanta una temperatura de 90 °C en funcionamiento normal y hasta 250 °C en caso de cortocircuito.
- Como aislante [2] se ha usado una mezcla de polietileno reticulado (XLPE) libre de halógenos.
- La cubierta externa [3] también se trata de una mezcla libre de halógenos de PVC
- Diseñado para un tensión asignada de 1500 voltios en corriente continua, con un máximo admisible de 1800 voltios.
- Resistencia a 20 °C de 0,10 Ω/km para la sección de 300 mm² y de 0,125 Ω/km para la de 240 mm²



Ilustración 36. Cable unipolar Harmohny Class AL XZ1(S) del grupo Prysmian

1.5.6 Cableado de Media Tensión

Este tipo de cable es el encargado de transportar la energía eléctrica desde la primera Estación de Potencia hasta la subestación, pasando por las restantes estaciones. Se trata de un cable capaz de soportar tensiones de hasta 20 kilovoltios. Para la instalación se ha hecho uso de los cables eléctricos unipolares AL RH5Z1 del grupo Prysmian. Su método de instalación es enterrado directamente en zanjas a una profundidad de 0,7 metros, sin protección extra en forma de tubo. Su trayectoria recorre todas las Estaciones de Potencia hasta llegar a la subestación. Las conexiones entre las distintas Estaciones de Potencia se realizan con el cableado enterrado porque es la forma de proceder en el interior de parques fotovoltaicos, para evitar los sombreados y debido a su menor precio. En cambio, para la conexión de la tercera Estación de Potencia con la subestación se ha optado por tender el cableado enterrado debido a la distancia relativamente pequeña entre el parque fotovoltaico y la subestación eléctrica. Este cableado está marcado con el 5 en la Ilustración 37:



Ilustración 37. Cableado de media tensión en parque fotovoltaico (5)

El cableado se puede observar en la Ilustración 38 y entre sus principales características se encuentran las siguientes:

- El conductor está formado por una cuerda redonda compactada en hilos de aluminio. Este soporta una temperatura de hasta 90 °C en servicio permanente y hasta 250 °C en caso de cortocircuito.
- Posee una capa semiconductor interna y otra externa, formadas por una capa de material conductor extrusionado, las cuales se encuentran en contacto directo con las dos caras del aislante.
- El aislamiento está formado por una capa de polietileno reticulado (XLPE).
- Tiene una pantalla metálica de aluminio termo soldada y adherida a la cubierta.
- La cubierta exterior se trata de una poliolefina termoplástica de color rojo.
- Rango de tensiones asignadas de 12 a 20 kilovoltios, siendo 20 kilovoltios el voltaje nominal más elevado que el cable puede soportar en condiciones permanentes, siendo 24 kilovoltios el máximo admisible por el conductor.
- Materiales libres de halógenos.



Ilustración 38. Cable unipolar AL RH5Z1 del grupo Prysmian

Este tipo de cableado se encarga de transportar la energía obtenida en de las Estaciones de Potencia, la cual se va a incrementar al pasar por cada una de estas. Es por esto por lo que la sección necesaria para cada tramo es distinta dependiendo de la carga que tengan que soportar. Así pues, las secciones necesarias en cada uno de los tramos se establecen en la Tabla 17:

Origen	Destino	Sección
Estación de Potencia	Estación de Potencia	95 mm ²
Estación de Potencia	Estación de Potencia	95 mm ²
Estación de Potencia	Subestación	240 mm ²

Tabla 17. Secciones de cableado de Media Tensión

Para la conexión en la caja de bornes, tanto de la subestación como de las diferentes Estaciones de Potencia se van a utilizar las terminaciones de exterior mostradas en la Ilustración 39, una en cada extremo de las fases de las líneas trifásicas:



Ilustración 39. Terminaciones de exterior

1.5.7 Protecciones

El dimensionado adecuado de cualquier instalación eléctrica requiere mantener la seguridad en todo momento de las personas involucradas en su funcionamiento, ya sean operarios de la instalación o usuarios de la red. Además, se tiene que asegurar el correcto funcionamiento de los diferentes equipos de la instalación, detectando y despejando cualquier falta eléctrica. Todo esto se hará mediante el uso de protecciones en los diferentes niveles de la instalación, las cuales se detallan a continuación.

1.5.7.1 Protecciones en Baja Tensión

Para la protección en la parte de baja tensión se necesita de ciertos equipos instalados en distintos niveles de la instalación. El primer nivel de protección son las Combiner Box. Estas cajas de conexiones contienen en su interior los equipos necesarios para la protección del cableado solar y los paneles, así como los elementos necesarios para mantener la seguridad de las personas. A continuación, se encuentran las Estaciones de Potencia. Antes de convertir la corriente continua a alterna, las estaciones cuentan con los dispositivos protectores del DC Main Cable, así como la seguridad de las personas en el tramo afectado.

A continuación, se van a tratar los diferentes elementos encargados de la protección en la parte de baja tensión, así como las alteraciones que pueden provocar un funcionamiento no deseable del sistema.

1.5.7.1.1 Protección contra sobreintensidades

El objetivo de la protección contra sobreintensidades es detectar y eliminar intensidades superiores a ciertos límites seguros para la integridad de la instalación, pero no se encargan de mantener la integridad de las personas. El dimensionado de estas protecciones se realiza según la ITC-BT 22.

Los aparatos encargados de esta protección son los fusibles. La manera de proceder es instalar uno en cada polo de los cables de baja tensión, según especifica el punto 5.2.6 del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

Los fusibles existentes en el interior de las Combiner Box son los encargados de proteger el cable solar y los módulos. Los fusibles son del tipo gPV 10 × 85 milímetros, cilíndricos y con una tensión asignada de 1500 voltios. Según se calcula en el anexo correspondiente, los fusibles que se van a instalar son los de la serie de 25 amperios. Dado que hay 769 strings, el número total de fusibles de 25 amperios es de 1538, con sus correspondientes portafusibles. Los fusibles se pueden ver en la Ilustración 40, son los proporcionados por el fabricante de las Combiner Box y tienen una capacidad de corte de 50 kA:



Ilustración 40. Fusibles del fabricante Weidmüller

Por otra parte, los DC Main Cables también están protegidos contra sobreintensidades por fusibles aguas abajo, pero en este caso se instalan a la entrada de corriente continua de las Estaciones de Potencia. Dado que la tensión no se ve alterada en este punto, la tensión asignada de los fusibles también es de 1500 voltios. Cabe destacar que estos cables llevan la intensidad resultante de unir en paralelo un máximo de 20 strings en las Combiner Box, razón por la cual las fusibles van a necesitar de una intensidad nominal mucho mayor, en concreto se usarán los fusibles de 500 amperios, como se puede comprobar en el anexo correspondiente. El total de fusibles en este nivel de protección es de 78, uno por cada polo de los DC Main Cables.

1.5.7.1.2 Protección contra sobretensiones

La protección contra sobretensiones se efectúa de acuerdo con la ITC-BT 23. La misión de estas protecciones es identificar y eliminar posibles tensiones superiores a los valores admisibles por los equipos de baja tensión. Las sobretensiones que pueden afectar a la central fotovoltaica tienen diferentes orígenes, entre los que se incluyen:

- Descargas atmosféricas. Fenómenos naturales, como pueden ser los rayos o las descargas eléctricas, pueden provocar sobretensiones, las cuales se propagan por todo el circuito eléctrico.
- Sobretensiones internas. Se generan internamente debido a cambios repentinos en la carga o armónicos producidos en la conmutación de dispositivos. Las sobretensiones de este tipo son de menor valor, pero se producen con una gran frecuencia.
- Sobretensiones por fallos de contacto. Puede ser que al instalarlos o a lo largo del tiempo se produzcan fallos en las diferentes conexiones. Estos fallos conllevan a la aparición de un arco eléctrico entre las dos partes que no están en contacto, pudiendo aparecer una sobretensión.

Para la protección de los strings frente a sobretensiones atmosféricas, siguiendo la ITC BT 23, se instala un descargador de sobretensión en cada una de las Combiner Box, obteniendo así un total de 39 descargadores como los mostrados en la Ilustración 41. Los descargadores de sobretensiones elegidos son los propuestos por el fabricante, y se han diseñado siguiendo la ITC-BT 23. Son del tipo I+II, con un voltaje nominal de 1500 voltios y con una corriente de descarga de 30 kA:



Ilustración 41. Descargador de sobretensión I + II

En cambio, para proteger al DC Main Cable, la Estación de Potencia dispone de un varistor por entrada. Según la ficha técnica, este tiene protección DC del tipo I + II. Estos vienen directamente instalados en las Estaciones de Potencia, por la cual no es necesario su dimensionado

1.5.7.1.3 Otras protecciones

El último dispositivo de protección destacable de las líneas de baja tensión son los seccionadores. Estos componentes electromecánicos permiten la interrupción manual del flujo de corriente de forma segura. Estas acciones se pueden llevar a cabo durante las operaciones de mantenimiento, reparaciones o sustitución de elementos. Los seccionadores cuentan con el suficiente poder de corte en carga para realizar una desconexión de forma segura. Estos se instalan en las Combiner Box y a la entrada de las Estaciones de Potencia.

Los seccionadores de las Combiner Box se encargan de aislar los strings correspondientes a estas. Se instala uno por Combiner Box, habiendo un total de 39 seccionadores en este nivel. En cambio, los seccionadores instalados en las Estaciones de Potencia se encargan de la desconexión de los DC Main Cables. Hay uno por cada circuito de DC Main Cables, y, por tanto, se van a instalar 39 seccionadores en el interior de las Estaciones de Potencia.

1.5.7.2 Protecciones en Media Tensión

Los dispositivos protectores relativos a la media tensión se encuentran alojados en el interior de cada una de las tres Estaciones de Potencia. En estas hay una gran cantidad de dispositivos de protección, los cuales son dimensionados por el fabricante. Entre las protecciones principales cabe destacar:

- Interruptor automático con poder de corte en carga suficiente. Estos se pueden encontrar a la salida del inversor y también del transformador.
- Descargador de sobretensiones aguas arriba del inversor. A este llegan las sobretensiones originadas en la parte de media tensión. Se trata de un descargador AC Tipo II.
- Celdas de protección de media tensión. Estas celdas contienen en su interior todos los equipos necesarios para proteger la red de media tensión, tanto entre las Estaciones de Potencia, como en su camino a la subestación. También disponen de los equipos necesarios para permitir la maniobra a la salida del transformador

1.5.8 Sistema de puesta a tierra

La puesta a tierra es un sistema crucial en las instalaciones de generación y distribución de energía eléctrica. Esta se encarga de la protección de las instalaciones eléctricas y de las personas, tanto operarios de las instalaciones como usuarios de la red, salvaguardando así la seguridad del personal. Esta se encarga de detectar las corrientes de fuga y desviarlas a la tierra.

1.5.8.1 Puesta a tierra del generador fotovoltaico

En instalaciones fotovoltaicas de gran tamaño no existe una normativa específica para el dimensionado de la puesta a tierra del generador fotovoltaico. No obstante, el sistema descrito a continuación es de uso común y aceptado internacionalmente.

El sistema se basa en aprovechar los postes de las estructuras como electrodos de puesta a tierra. Estos están repartidos por todo el campo y van hincados en el terreno a grandes profundidades, lo cual provoca que estos actúen como un anillo equipotencial de grandes dimensiones. Para ello simplemente se tienen que conectar los diferentes equipos de la instalación y las estructuras entre ellas siguiendo los pasos descritos a continuación:

- Los módulos fotovoltaicos se conectan equipotencialmente a la parte metálica de las estructuras mediante pinzas que penetran en la capa anodizada del marco del módulo. En el momento en el que se atornillan los paneles a las estructuras, estos forman una unión equipotencial.
- Todas las estructuras se conectan equipotencialmente entre sí mediante un conductor de tierra de 16 mm². Este es comúnmente llamado jumper y su método de instalación se puede ver en la Ilustración 42:



Ilustración 42. Jumper instalado

- El poste de las mesas más cercano a la zanja de baja tensión se conectará equipotencialmente al conductor principal de tierra con un conductor desnudo de cobre. Esto se realiza a través de un cable de cobre, llamado clamp en el mundo de la fotovoltaica, el cual se conecta al conductor de cobre desnudo de 35 mm² a través de conectores a compresión tipo C como el mostrado en la Ilustración 43:



Ilustración 43. Conector a compresión tipo C

- Las Combiner Box se conectan equipotencialmente a su estructura soporte mediante a un cable aislado de cobre de 16 mm² unido por terminales de anillo en ambos extremos, a la vez que de ellas sale un segundo cable de cobre de 16 mm² que se conecta directamente al conductor principal.
- El vallado se conecta equipotencialmente cada cierta distancia al conductor de cobre principal mediante un conductor de cobre desnudo de 16 mm² directamente enterrado en zanja. La unión se realiza con conectores a compresión tipo C.
- El sistema CCTV se conecta equipotencialmente al poste del vallado que actúa como soporte para la instalación de las cámaras de videovigilancia. La conexión se realiza mediante cable de cobre de 16 mm² unidos al conductor principal con conectores a compresión tipo C.

- Los conductores de tierra de las zanjas de baja tensión se conectan al embarrado principal ubicado dentro de las Estaciones de Potencia.
- Los cuadros y equipos eléctricos de baja tensión de las Estaciones de Potencia se conectarán al embarrado principal de tierra mediante conductores aislados de cobre de 16 mm².

Este sistema por sí mismo constituiría la protección de la parte de baja tensión de la instalación, el la cual el conductor de cobre actúa como un electrodo tendido por gran parte del terreno, como se comprobará en el anexo correspondiente. No obstante, para asegurar un nivel mayor de protección, el cable principal de cobre desnudo de 35 mm² se conecta a la puesta a tierra de protección, la cual está formada por un anillo de cobre con picas enterrado en la parte inferior de las estaciones.

1.5.8.2 Puesta a tierra del sistema de media tensión

El sistema de puesta a tierra de la parte de media tensión es importante para la protección de las Estaciones de Potencia. Para el dimensionado se usa el 'Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación conectados a redes de tercera categoría', este método está elaborado por la asociación de Empresas de Energía Eléctrica, antes conocido como UNESA.

La aparamenta de media tensión se conecta a la puesta a tierra de protección, la cual está formada por un anillo de cobre desnudo de 7 × 4 metros enterrado a 0,5 metros de profundidad con una sección del conductor de 50 mm². Este dispondrá de 4 picas de 14 milímetros electrosoldadas en sus vértices con una longitud de 2 metros cada una. La resistencia del electrodo es de 7,60 Ω

La conexión se realiza de la siguiente manera:

- Los cuadros y equipos eléctricos de media tensión de las Estaciones de Potencia se conectan al embarrado principal de tierra mediante conductores aislados de cobre de 16 mm².
- El embarrado principal de tierra se conecta doblemente al anillo de la puesta a tierra de protección mediante conductores de cobre desnudo de 50 mm².
- El transformador se conecta doblemente al sistema de tierras de las Estaciones de Potencia mediante conductores de cobre desnudo de 50 mm².
- Los diferentes anillos y la subestación eléctrica se unen entre ellos con un conductor de cobre desnudo de 35 mm². Este cableado se tiende a través de las zanjas de media tensión.

Finalmente, se tiene que comentar que el vector de conexión del transformador de la Estación de Potencia es del tipo Dy11, el cual implica que la conexión se realiza en estrella en la parte de baja y en triángulo en la de alta tensión. Por tanto, el neutro de la parte de baja tensión se tiene que conectar a tierra. Esto permitirá que en caso de fallo de aislamiento entre el primario y el secundario se produzca una fuga a tierra y salten las protecciones.

La configuración de la puesta a tierra de servicio es mediante picas en hilera unidas por un conductor de cobre desnudo de 50 mm². Las picas tienen una longitud de 2 metros, con un diámetro de 14 milímetros. En total se instalarán dos picas a una profundidad de 0,5 metros con una separación de 3 metros. La resistencia del electrodo seleccionado es de 20,1 Ω, como se detallará en el anexo correspondiente.

Con tal de proteger la conexión entre el neutro del transformador y la puesta a tierra de servicio contra daños mecánicos, se instalará conductor de cobre con aislamiento 0,6/1 kilovoltios entre el neutro y la primera pica de la hilera, e irá bajo tubo de PVC.

1.5.9 Sistema de control y monitorización

Un parque fotovoltaico necesita de un control y monitorización continua. Este seguimiento constante permite mostrar y almacenar variables responsables del funcionamiento en condiciones normales del parque. Además, cualquier fallo de los componentes será detectado por el sistema y provocará el encendido de una alarma, la cual mostrará en que punto está fallando la instalación.

Para que este sistema pueda leer la información es necesario que el parque disponga de un sistema de adquisición de datos conectados debidamente al respectivo sistema de tratamiento de datos.

La adquisición de datos proviene de distintas fuentes:

- Sensores instalados en las cercanías de la Estación de Potencia 1 y 3. Estas son las estaciones más alejadas entre sí, y de esta manera se puede tener una idea de los datos en distintas zonas del parque fotovoltaico. En cada estación se instalará un sensor de temperatura de los módulos y un par de piranómetros, uno instalado en posición horizontal y otro con la inclinación de los módulos. Estos últimos permiten conocer la irradiancia global horizontal y la irradiancia global en el plano de los módulos respectivamente.
- Una estación meteorológica situada en la parte central del parque fotovoltaico. Esta se encuentra más alejada de las Estaciones de Potencia para evitar que las medidas se vean alteradas y se conecta a la Estación de Potencia 2. Esta contiene un sensor de temperatura del ambiente, uno de humedad y un anemómetro.
- Las Combiner Box disponen de dispositivos de medida, los cuales son capaces de detectar las tensiones y intensidades que circulan por cada uno de los strings, entre otros parámetros eléctricos.
- Las Estaciones de Potencia también cuentan con una gran multitud de equipos de medida, tanto en el lado de baja tensión, como en la conexión entre el transformador y las celdas de maniobra, como a la salida de las celdas.

La transmisión de datos se realizará mediante conexión wireless, con cables de ethernet y con fibra óptica. Las Combiner Box se conectan entre sí vía wireless y mandan la información a las Estaciones de Potencia. Por su parte, los sensores también vuelcan los datos en las Estaciones de Potencia, pero en este caso la transmisión se realiza mediante cable ethernet. El cable ethernet irá debidamente entubado y circulará por las zanjas de baja tensión. La interconexión entre las tres Estaciones de Potencia y la respectiva con la subestación se realiza con cables de fibra óptica entubados, los cuales se tienden en las zanjas de media tensión.

Finalmente, dado que las Estaciones de Potencia disponen de los sistemas necesarios para la transmisión de datos, estos se enviarán constantemente de forma remota a la empresa encargada del control y monitorización del parque fotovoltaico, la cual debe llevar un seguimiento continuo de las diferentes variables implicadas.

1.5.10 Servicio de videovigilancia

Es de vital importancia mantener todos los componentes del parque fotovoltaico en buen estado, y para ello se debe evitar a toda costa los robos o actuaciones imprudentes en la central. Para ello se va a instalar un sistema de videovigilancia en el perímetro de la planta. Se trata de un sistema CCTV, el cual está compuesto por cámaras de videovigilancia en circuito cerrado. Estas se alimentan directamente del transformador de servicios auxiliares de las diferentes Estaciones de Potencia. La distribución de las cámaras está planteada de manera que se evitan los puntos ciegos en el perímetro de la planta. De este modo, cualquier posible entradas desde el exterior será capturada. En concreto, se van a instalar las cámaras de red térmica AXIS Q1931/-E del fabricante AXIS Communications, como la que se puede ver en la Ilustración 44:



Ilustración 44. Cámara de red térmica AXIS Q1931/-E

Esta permite la detección de personas en condiciones de obscuridad absoluta gracias a su tecnología térmica, lo cual es imprescindible para que la central quede protegida las 24 horas del día. Además, incorpora un sistema de audio bidireccional.

La cámara dispone de diversas lentes, las cuales permiten un mayor o menor ángulo de visión horizontal. En este caso lo interesante es vigilar el perímetro del parque fotovoltaico, es por esto por lo que se han elegido los ángulos de menor visión, los de 6,2°. Estos permiten un alto nivel de detalle y un mayor alcance, con lo cual, se necesitará de un menor número de estas.

Las cámaras se instalarán directamente en los postes del vallado, y para ello es necesario un accesorio para poder fijarlas satisfactoriamente a una superficie circular. Se trata de las bridas de acero AXIS T91A47, del mismo fabricante, representadas en la Ilustración 45. Este soporte se atornilla directamente a la base de las cámaras.

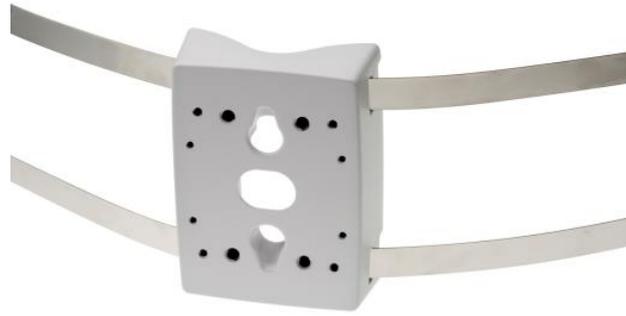


Ilustración 45. Accesorio AXIS T91A47

Para asegurar el perímetro es necesario de un total de 18 cámaras. En el plano correspondiente se puede ver la posición de cada una de estas, así como su campo de visión.

La alimentación de las cámaras se realiza con cable ethernet, el cual dispone de protección mecánica en forma de PVC hasta las Estaciones de Potencia más cercanas. Estos cables discurren a través de las zanjas de baja tensión. En cuanto a la transmisión de datos, las imágenes se envían de forma remota a la empresa encargada de la seguridad de la instalación, la cual es responsable de actuar y informar a la propiedad en caso de incidencia.



1.6 OBRA CIVIL

Como se ha comentado anteriormente, las características topográficas del emplazamiento son muy buenas para la instalación de una planta fotovoltaica. Asimismo, se precisa de una serie de acciones de obra civil para llevar a cabo la construcción del parque fotovoltaico, las cuales se desarrollan en los siguientes puntos.

1.6.1 Talado de árboles

Dado que se trata de terrenos agrícolas, en estos abundan los árboles cítricos, en concreto los naranjos. Estos se tienen que talar, extrayendo el tocón. Esto se llevará a cabo con una motosierra y los productos obtenidos se llevarán a un vertedero.

1.6.2 Desbroce y limpieza del terreno

La transformación del terreno para la implantación del generador se basa en el desbroce y la limpieza del terreno, lo cual comprende los trabajos necesarios para retirar de la zona pequeñas plantas, maleza, broza, escombros, basuras y cualquier otro material existente, los cuales serán transportados a un vertedero. Además, se realizará una ligera nivelación, respetando la orientación de las pequeñas pendientes actuales. Todo esto se llevará a cabo con medios mecánicos.

1.6.3 Excavación a cielo abierto

Para la instalación de las Estaciones de Potencia es necesario realizar una excavación hasta cierta profundidad para su cimentación. Esta se llevará a cabo con medios mecánicos, y con posterior carga en camión hasta vertedero.

1.6.4 Viales

Se dispondrá de una red de viales internos para permitir el paso a la hora de realizar labores de operación y mantenimiento, así como el paso de vehículos de mayores dimensiones encargados de transportar los diferentes equipos, entre ellos las Estaciones de Potencia. Estos viales tienen un ancho de 4 metros. Su sección está compuesta por una subbase de zahorra natural de 0,20 metros de espesor, debidamente compactada y una capa de rodadura de zahorra con un espesor de 0,10 metros.

1.6.5 Vallado perimetral

Se instalará un vallado perimetral compuesto por tubos galvanizados, colocados cada 3 metros, de 48 milímetros de diámetro, 1,2 milímetros de espesor y 2,5 metros de altura, acodados en sus extremos para colocar dos hileras de alambre de espino. La malla será de tipo 20x20 centímetros con una altura total de 2,25 metros. Se colocarán 4 tirantes de alambre de 16 mm² con sus tensores y tornillos correspondientes. Se realizarán accesos a las plantas mediante cancelas de 6 metros de anchura y 2,25 metros de altura en dos hojas, realizadas con tubo galvanizado de 48 milímetros de diámetro y 1,2 milímetros de espesor y malla electrosoldada de las mismas características que la anterior. Todo el vallado estará provisto de señales de advertencia de riesgo eléctrico en cada una de sus orientaciones, con objeto de advertir sobre el posible peligro eléctrico de estas a personas ajenas a la instalación.

1.6.6 Zanjas

Las canalizaciones de la planta se distribuirán a lo largo de zanjas adecuadas al número y tipo de cables existentes en cada una de estas. Las canalizaciones pueden ir directamente enterradas o entubadas y se instalarán sobre una capa de 10 centímetros de tierra lisa, limpia y exenta de sustancias orgánicas. A continuación, cuando los cables y los tubos ya estén tendidos, se añadirá otra capa de 10 centímetros de tierra lisa, la cual también debe estar exenta de sustancias perjudiciales ya que está en contacto directo con las canalizaciones. Finalmente se recubre la zanja con tierra procedente directamente de la excavación, debiendo de utilizar para su apisonado y compactación medios mecánicos. Se distinguen entre dos tipos de zanjas:

- Zanjas de baja tensión: En estas se tiende el cable solar, los DC Main Cables y el cable de comunicaciones. El cable solar y el de comunicaciones siempre debe ir protegido mecánicamente con tubos, mientras que el DC Main Cable irá directamente enterrado. En la Tabla 18 se puede observar el grosor de las zanjas en función de las distintas combinaciones de cables solares y DC Main Cables:

		Número de DC Main Cables					
		0	1	2	3	4	5
Número de tubos de cable solar	0	-	400	800	800	1200	1200
	1	400	400	800	800	1200	1200
	2	400	400	800	800	1200	1200
	3	400	400	800	800	1200	1200
	4	400	800	800	800	1200	1200

Tabla 18. Grosor de zanjas en milímetros en función del número de circuitos

La profundidad de estas zanjas es de 0,6 metros. Los tubos de comunicaciones discurren por diferentes tipos de zanjas, tanto en las zanjas de comunicación, en las cuales únicamente se tienden cables de comunicación, como en las zanjas generales de baja tensión, compartidas con el cable solar y el DC Main Cable.

- Zanjas de media tensión: En estas discurre el cableado de media tensión y la fibra óptica. El cableado de media tensión va directamente enterrado, mientras que la fibra va entubada. La profundidad de estas zanjas es de 0,8 metros y su grosor depende del número de líneas de media tensión que coexisten en estas, siendo 0,4 metros cuando únicamente hay un circuito de media tensión y 0,6 metros cuando coexisten dos.

En los planos se muestra el trazado de cada tipo de zanja, así como el detalle de las secciones con la disposición máxima de cables y tubos en cada una de estas.

1.7 ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA

Cuando se realiza una inversión económica es necesario conocer las posibilidades de éxito del proyecto, la rentabilidad, los beneficios que puede traer y cómo de viable es el proyecto. Para ello, se van a aplicar una serie de indicadores financieros como son el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), los cuales permiten analizar de una forma sencilla y segura las distintas cuestiones económicas. Para aplicar estos se van a suponer ciertos flujos de caja invariantes en el tiempo.

1.7.1 Valor Actual Neto

El VAN es uno de los indicadores financieros más utilizados para valorar y determinar la viabilidad y la rentabilidad de una inversión. Se determina mediante la actualización de los flujos de gastos e ingresos futuros menos la inversión inicial. La fórmula para determinar este indicador es la siguiente:

$$VAN = -I + \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+k)^t} \quad [1]$$

Donde:

- I es el valor de la inversión inicial del proyecto. Este se puede obtener directamente del presupuesto de ejecución material.
- FC_t son los flujos de caja en un periodo t . Estos se pueden obtener como los ingresos menos los gastos.
- k es la tasa de descuento

La tasa de descuento es una medida financiera que se aplica para determinar el valor actual de un pago futuro. Esta normalmente es positiva debido a la incerteza de recibir el dinero comprometido en el futuro, lo cual provoca que el dinero en el futuro valga más que el actual.

A fecha de realización del proyecto, los tipos de interés en España han sufrido un considerable aumento, alcanzando el 4,5 %, siendo este el valor mínimo que debería tomar la tasa de descuento. Dado que es probable que los tipos de interés sigan aumentando durante los siguientes meses se va a suponer una tasa de descuento del 5 %.

Si el resultado del VAN es positivo, se puede afirmar que la inversión va a llevar consigo unas ganancias, y, por tanto, el proyecto es viable. En caso de que este sea 0 o negativo, sería buena idea no llevar a cabo el proyecto.

1.7.2 Tasa Interna de Retorno

El TIR es uno de los métodos más recomendables para evaluar proyectos de inversión. A diferencia del VAN, este determina la tasa de beneficio o rentabilidad que se puede obtener de cierta inversión. Para ello, el TIR utiliza el flujo de caja neto proyectado y el total de la inversión del proyecto.

Matemáticamente, el TIR se puede definir como el valor de la tasa de descuento que produce que el valor actual neto sea igual a cero. Este se expresa en valor porcentual y cuanto mayor sea, más rentable será la inversión a largo plazo.

1.7.3 Flujos de caja

En primer lugar, se van a analizar los ingresos obtenidos con la generación de energía en el parque fotovoltaico. Para ello, se va a tener en cuenta los ingresos por la venta de la energía producida en el parque, la cual se ha obtenido con el programa de simulación PVsyst. Durante el primer año de funcionamiento el parque va a producir un total de 18 722,22 MWh.

Los diferentes componentes del parque van a sufrir un proceso de degradación que provoca que la instalación tenga una vida útil de 25 años. Esta degradación afecta especialmente al caso de los módulos fotovoltaicos. El fabricante del módulo fotovoltaico seleccionado afirma que la potencia de estos sufrirá un proceso de desgaste lineal. Esto provocará una disminución de la potencia real, aunque el fabricante asegura que se va a obtener, como mínimo, un 84,80 % de su potencia nominal a los 25 años.

Dado que la pérdida de eficiencia en el resto de los elementos es casi nula, se va a suponer que estos van a funcionar en su rendimiento nominal durante toda la vida útil del parque, siendo así los módulos el único elemento con degradación. Esta degradación va a afectar directamente a la energía generada, de manera que la disminución del rendimiento va a provocar una disminución de la energía obtenida en el parque de manera directamente proporcional.

Para determinar los ingresos es necesario conocer el futuro precio de casación de la energía eléctrica. Este es un punto muy difícil de tratar dado que los precios fluctúan cada día en función de multitud de variables como pueden ser la climatología, decisiones políticas, conflictos entre países productores... Es por ello por lo que la determinación del precio se hace una tarea casi imposible, y más a 25 años vista.

Esta dificultad para predecir el precio de la energía eléctrica se puede observar al analizar cómo ha evolucionado este en la página web del Operador del Mercado Ibérico de la Energía (OMIE). A fecha de redacción del proyecto, el precio de casación del megavatio hora es de 110,05 euros, y la evolución de su media aritmética mensual se puede observar en la Ilustración 46:

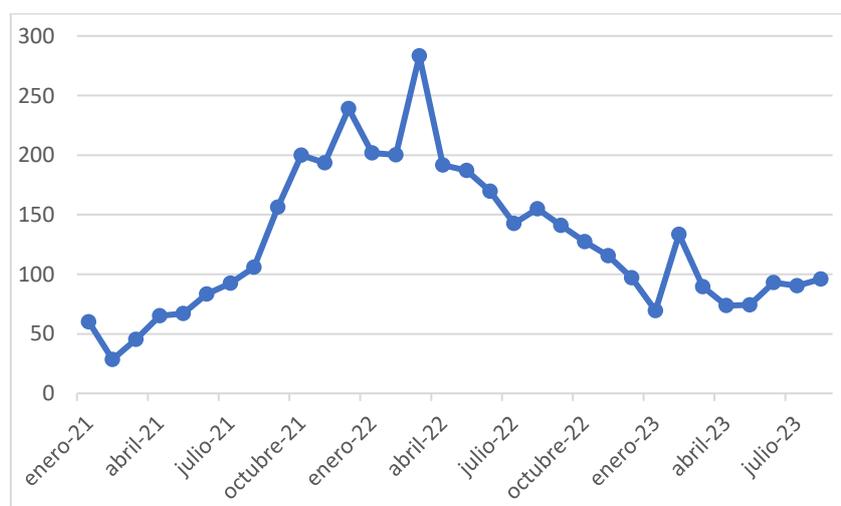


Ilustración 46. Precio de casación de energía eléctrica



En el gráfico se puede observar un considerable aumento del precio de la energía durante el año 2021. Esta subida se debe principalmente al encarecimiento del gas natural, combustible utilizado en las centrales de ciclo combinado. Normalmente estas centrales son las que marcan el precio de casación, con lo cual, si se incrementa el precio de las materias primas de las centrales de ciclo combinado, estas se ven obligadas a subir el precio de venta de la energía, y, en consecuencia, toda la energía de la red eléctrica se vende a este precio.

Este efecto es especialmente notable a principios del año 2022, cuando estalla la guerra entre Rusia y Ucrania. El ataque de Rusia conlleva a que la Unión Europea imponga una serie de restricciones a la importación y exportación de productos y materias primas a Rusia. Entre ellas, cabe destacar la prohibición de importar petróleo crudo y productos petrolíferos refinados. Con todo esto, el precio del gas natural se dispara y el precio de casación alcanza los 283,33 euros por megavatio hora, máximos históricos.

Desde entonces se están viviendo tiempos de relativa tranquilidad, en los cuales, además, está habiendo un incremento de la energía producida mediante fuentes renovables. Todo esto provoca una disminución del precio de la energía, como se puede ver en el gráfico anterior.

Analizado el precio de casación de la energía durante un período inferior a 3 años, se puede comprobar que este depende de un gran número de factores externos, los cuales son prácticamente indescifrables, más aún si se tienen que predecir durante los 25 años de vida útil del parque. Aún así, se va a suponer que el precio no sufrirá cambios notables. Por una parte, el precio de la energía debería seguir subiendo debido a la inflación existente, la cual no parece que se vaya a cortar a corto plazo. Por otro lado, la imparable expansión de la energía renovable hace pensar que el precio de la energía debería disminuir. Con todo esto y esperando que no haya conflictos que alteren el precio de la energía, un precio medio razonable de casación es de 80 euros el megavatio hora, precios ligeramente inferiores a los vistos durante los últimos meses.

En cuanto a los gastos del parque fotovoltaico se pueden destacar los siguientes:

- Mantenimiento y operación del parque. Incluye costos de personal necesario para llevar a cabo mantenimiento correctivo y preventivo, reemplazo de componentes dañados, suministro de energía auxiliar, así como gastos administrativos. Se estiman que estos suponen el 1 % de los beneficios del parque.
- Monitorización y gestión de datos. Para asegurarse de que el parque esté funcionando de manera eficiente, es necesario invertir en sistemas de monitorización y gestión de datos que permitan el seguimiento en tiempo real de la producción de energía y el rendimiento del sistema. Estos costos van a suponer el 1 % de los beneficios directos.
- Seguros. Es necesario contratar distintos tipos de seguros, como son los de protección frente a condiciones meteorológicas adversas, protección frente a robos... Su costo es más elevado, se estima que va a alcanzar el 3 % de los beneficios directos obtenidos de la generación de energía.
- Servicio de videovigilancia. Personal encargado de realizar tareas de videovigilancia remotamente. Se considera que el gasto atribuido a esta partida es del 0,5 % de los beneficios directos al año.

Sabiendo lo anteriormente expuesto se pueden calcular los flujos de caja del parque fotovoltaico, así como el dinero acumulado a lo largo de sus 25 años de vida útil. Esto se puede observar en la Tabla 19:

Periodo	Potencia Garantizada	Energía generada	Ingresos	Gastos	Flujo de caja	Dinero acumulado
0	100,00%	-	-	-	-7 269 794,91 €	-7 269 794,91 €
1	98,00%	18 722,00 MWh	1 497 760,00 €	82 376,80 €	1 415 383,20 €	-5 854 411,71 €
2	97,45%	18 619,03 MWh	1 489 522,32 €	81 923,73 €	1 407 598,59 €	-4 446 813,12 €
3	96,90%	18 516,62 MWh	1 481 329,95 €	81 473,15 €	1 399 856,80 €	-3 046 956,32 €
4	96,35%	18 414,78 MWh	1 473 182,63 €	81 025,04 €	1 392 157,59 €	-1 654 798,73 €
5	95,80%	18 313,50 MWh	1 465 080,13 €	80 579,41 €	1 384 500,72 €	-270 298,01 €
6	95,25%	18 212,78 MWh	1 457 022,19 €	80 136,22 €	1 376 885,97 €	1 106 587,96 €
7	94,70%	18 112,61 MWh	1 449 008,57 €	79 695,47 €	1 369 313,09 €	2 475 901,05 €
8	94,15%	18 012,99 MWh	1 441 039,02 €	79 257,15 €	1 361 781,87 €	3 837 682,92 €
9	93,60%	17 913,92 MWh	1 433 113,30 €	78 821,23 €	1 354 292,07 €	5 191 975,00 €
10	93,05%	17 815,39 MWh	1 425 231,18 €	78 387,71 €	1 346 843,47 €	6 538 818,46 €
11	92,50%	17 717,41 MWh	1 417 392,41 €	77 956,58 €	1 339 435,83 €	7 878 254,29 €
12	91,95%	17 619,96 MWh	1 409 596,75 €	77 527,82 €	1 332 068,93 €	9 210 323,22 €
13	91,40%	17 523,05 MWh	1 401 843,97 €	77 101,42 €	1 324 742,55 €	10 535 065,77 €
14	90,85%	17 426,67 MWh	1 394 133,83 €	76 677,36 €	1 317 456,47 €	11 852 522,23 €
15	90,30%	17 330,83 MWh	1 386 466,09 €	76 255,63 €	1 310 210,46 €	13 162 732,69 €
16	89,81%	17 245,91 MWh	1 379 672,41 €	75 881,98 €	1 303 790,42 €	14 466 523,11 €
17	89,32%	17 161,40 MWh	1 372 912,01 €	75 510,16 €	1 297 401,85 €	15 763 924,97 €
18	88,83%	17 077,31 MWh	1 366 184,74 €	75 140,16 €	1 291 044,58 €	17 054 969,55 €
19	88,34%	16 993,63 MWh	1 359 490,44 €	74 771,97 €	1 284 718,46 €	18 339 688,01 €
20	87,85%	16 910,36 MWh	1 352 828,93 €	74 405,59 €	1 278 423,34 €	19 618 111,36 €
21	87,24%	16 807,21 MWh	1 344 576,68 €	73 951,72 €	1 270 624,96 €	20 888 736,32 €
22	86,63%	16 704,68 MWh	1 336 374,76 €	73 500,61 €	1 262 874,15 €	22 151 610,47 €
23	86,02%	16 602,79 MWh	1 328 222,87 €	73 052,26 €	1 255 170,62 €	23 406 781,08 €
24	85,41%	16 501,51 MWh	1 320 120,71 €	72 606,64 €	1 247 514,08 €	24 654 295,16 €
25	84,80%	16 400,85 MWh	1 312 067,98 €	72 163,74 €	1 239 904,24 €	25 894 199,40 €

Tabla 19. Flujos de caja

Como se puede observar, el periodo de recuperación de la instalación es de seis años, siendo 25 894 199,40 euros el beneficio total al finalizar la vida útil de la planta.

1.7.4 Resultados del VAN y TIR

Así pues, una vez analizados el VAN y el TIR se puede afirmar que la instalación es realmente rentable y que es una inversión muy interesante tanto a corto como a largo plazo. Aplicando las expresiones anteriormente facilitadas se ha obtenido el VAN y el TIR mediante el software Microsoft Excel. El VAN es de 11 678 923,29 euros y como se ha comentado anteriormente, siempre que el VAN es mayor que 0, eso implica que el proyecto va a conllevar unas ganancias. Mientras tanto, el TIR es del 18,69 %, lo cual significa que la tasa de descuento debería tener este valor para que el VAN fuera igual a cero. Como se ha analizado anteriormente, la tasa de descuento supuesta está considerablemente lejana de este valor y por tanto se puede afirmar que la inversión va a ser rentable con el paso de los años.



1.8 CONCLUSIONES

El proyecto descrito ha abordado exhaustivamente la planta fotovoltaica de 10,3 MW ubicada en Villanueva de Castellón, ubicándola en un emplazamiento estratégico y explorando detalladamente cada uno de los equipos empleados. A lo largo de este estudio, se ha logrado obtener una visión integral de la complejidad y la eficacia de esta instalación.

El emplazamiento de la planta ha sido un factor clave en el éxito de este proyecto. La elección estratégica del sitio ha tenido en cuenta que este no pudiera afectar de ninguna manera al medio ambiente y a la sociedad. A la vez, se ha demostrado que, en caso de condiciones climáticas adversas, este no será susceptible de sufrir inundaciones. Además, se ha visto que se trata de un terreno óptimo, con inclinaciones muy pequeñas y muy cercano a la subestación, lo cual ha permitido ahorrar una gran cantidad de dinero, tanto por la menor longitud de los conductores, como por el hecho de que no ha sido necesario la instalación de una línea aérea.

Uno de los aspectos destacados de la planta es la meticulosa selección y descripción de cada equipo utilizado, desde los paneles solares hasta las Estaciones de Potencia. Este enfoque detallado ha permitido comprender la sinergia entre los componentes, esencial para garantizar la maximización de la producción de energía.

Este trabajo también subraya la importancia de las plantas fotovoltaicas en el panorama energético actual, destacando su contribución a la diversificación de la matriz energética y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. La planta de 10,3 MW en estudio no solo representa una fuente más de energía disponible para la distribución eléctrica, sino también un modelo a seguir para futuros desarrollos en el sector.

En conclusión, la planta fotovoltaica de Villanueva de Castellón marca el futuro de la generación de energía eléctrica, demostrando cómo la tecnología solar puede ser implementada con éxito para abordar los actuales desafíos energéticos y climáticos. Su diseño integral, combinado con un enfoque sostenible y un compromiso con la eficiencia, la posiciona como un ejemplo a seguir para alcanzar un futuro energético más limpio y sostenible.



1.9 BIBLIOGRAFÍA

Para la elaboración de la memoria descriptiva se han consultado las siguientes fuentes:

- [1] Instituto Geológico y Minero de España. Mapa geológico de la Comunidad Valenciana:
<https://igme.maps.arcgis.com/home/webmap/viewer.html?webmap=8ddde2b43b364813afbba256ef3222cd>
- [2] Instituto Cartográfico de Valencia. Visor Cartográfico de la Generalitat Valenciana:
<https://visor.gva.es/visor/>
- [3] Iberdrola. Parámetros nudos de acceso:
<https://www.i-de.es/conexion-red-electrica/produccion-energia/mapa-capacidad-acceso>
- [4] Operador del Mercado Ibérico de Energía. Datos energéticos:
<https://www.omie.es/>
- [5] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Geoportal:
<https://www.miteco.gob.es/es/cartografia-y-sig/ide/geoportal.html>
- [6] PVGIS. Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica:
https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- [7] Código Técnico de la Edificación. Prontuario de Soluciones Constructivas:
<http://cte-web.iccl.es/materiales.php?a=1>
- [8] CYPE. Generador de precios:
<http://www.generadordeprecios.info/>
- [9] Red Eléctrica Española. Oferta y Demanda:
<https://www.ree.es/es>



PROYECTO DE PARQUE FOTOVOLTAICO DE 10,3 MW SITUADO EN VILLANUEVA DE CASTELLÓN (VALENCIA)

2 CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

AUTOR: FERRAN CANET PRATS

TUTOR: CARLOS VARGAS SALGADO

Curso académico: 2023-24

2.1 DIMENSIONADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

2.1.1 Separación entre mesas

Existe una infinita multitud de combinaciones a la hora de realizar el diseño de un campo fotovoltaico. En este entran en juego la inclinación de las mesas, el número de filas de cada mesa, la disposición en landscape o portrait de los módulos, la distancia entre mesas... Pero en los capítulos anteriores ya se ha tenido que justificar la mayoría de ellas para la elección de los diferentes elementos necesarios para la construcción del parque fotovoltaico.

Un parámetro del cual aun no se ha hablado es de la distancia entre mesas. Este parámetro va a afectar en gran medida a la instalación, ya que en función de la distancia entre filas van a caber más o menos mesas. Si la distancia entre estas es menor, se van a poder instalar una mayor cantidad de mesas, pero se van a crear sombras entre ellas una mayor parte del día. En cambio, si estas están más separadas, van a tener un mayor rendimiento ya que las sombras permanecerán en las mesas posteriores un menor tiempo, pero la cantidad total de mesas va a ser menor.

Para calcular la distancia óptima, en primer lugar, se va a obtener cuál es la distancia mínima entre mesas que recomienda el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). En el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, el IDAE establece que la separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente debe ser la siguiente:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - lat)}$$

donde "lat" es la latitud a la que se encuentra la instalación y h es la altura de la mesa anterior medida desde la mesa posterior, como se especifica en la Ilustración 47:

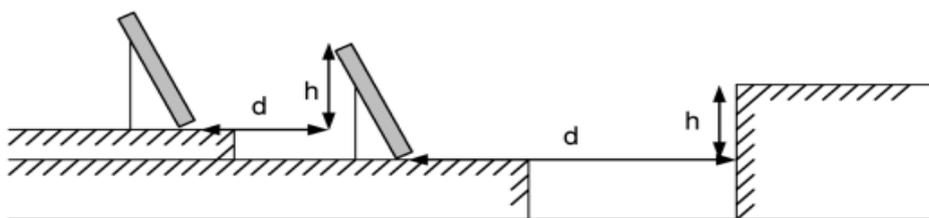


Ilustración 47. Esquema de detalle de variables del IDAE

Sabiendo que la altura de las mesas es de 2,65 metros y que la latitud de la ubicación es 39º, se obtiene que la distancia mínima entre filas de paneles es de 6,56 metros. Esta longitud recomendada por el IDAE es excesiva ya que trata de minimizar los sombreados, provocando que quepa una cantidad muy pequeña de mesas en el área fotovoltaica. Así pues, se van a estudiar diversos casos con distintas separaciones entre mesas, elaborando una distribución en planta para cada caso, calculando cuál es el máximo de potencia pico instalable en cada caso. En la Tabla 20 se pueden ver los resultados:

Caso	Distancia	Mesas 4H14	Mesas 4H7	Potencia DC
1	6,56 m	263	52	8,901 MWp
2	6 m	278	54	9,394 MWp
3	5 m	306	63	10,395 MWp
4	4 m	349	71	11,843 MWp
5	3 m	399	83	13,567 MWp
6	2 m	465	94	15,770 MWp

Tabla 20. Potencia instalable con diferentes distancias entre filas de mesas

En la Tabla 21 se puede observar cómo varían los diferentes parámetros, tanto en cuanto a producción, como en cuanto a eficiencia de la instalación para cada caso. Los resultados se han obtenido con la ayuda del PVSyst.

Caso	Potencia Instalable DC	PR	Energía generada	Producción específica	Pérdidas sombreados
1	8,901 MWp	84,24 %	14.833,26 MWh/año	1666	3,1 %
2	9,394 MWp	83,14 %	15.448,80 MWh/año	1645	3,9 %
3	10,395 MWp	82,15 %	16.892,66 MWh/año	1625	4,8 %
4	11,843 MWp	79,92 %	18.722,22 MWh/año	1581	6,5 %
5	13,567 MWp	76,87 %	20.630,35 MWh/año	1521	9,2 %
6	15,770 MWp	-	-	-	-

Tabla 21. Comparativa de distintos casos

En primer lugar, se debe comentar que el caso 6, en el cual la distancia entre mesas es de solamente 2 metros, no es un caso factible, ya que la intensidad máxima obtenible por el campo fotovoltaico es mayor que la que admiten las Estaciones de Potencia, quedando este caso totalmente descartado.

Para analizar el resto de los casos se debe introducir el significado del término PR. Este se llama así por el término inglés de “performance ratio”. El PR es un factor independiente de la localización y se obtiene como la relación entre la producción real de la planta fotovoltaica y la que se obtendría si el sistema estuviera trabajando en su eficiencia nominal. Así pues, el PR está directamente relacionado con las pérdidas de una instalación, y dado que las pérdidas por sombreados son las más influyentes, este está directamente relacionado con las pérdidas por sombreados.

Como se podía suponer, a mayor potencia instalada en módulos fotovoltaicos, mayor es la energía generada. Pero, a pesar de que aumente la cantidad de energía disponible para la venta, la planta es menos óptima ya que su PR disminuye. Como se ha comentado anteriormente, esto se debe principalmente al aumento de las pérdidas por sombreados. A pesar de que también influyen otros factores como son las pérdidas por suciedad, por mismatch o en la conversión de energía, estas apenas varían en función de la distancia entre mesas, y, por tanto, se puede afirmar que el cambio del PR debe casi exclusivamente a las pérdidas por sombreados.

Analizados los distintos casos, se va a optar por una solución de compromiso entre la energía generada y la eficiencia de la planta. Las mesas van a situarse a una distancia de 4 metros entre ellas. En plantas fotovoltaicas se considera que una planta es eficiente a partir de un PR del 80 %, y en este caso el PR está muy cercano a esta cifra. Además, con esta distancia se van a obtener un total de 3888,96 MWh más por año que con el caso marcado por la IDAE. Suponiendo el precio promedio de venta de la

energía eléctrica establecido anteriormente de 80 euros el megavatio hora, este aumento de energía producida va a suponer un incremento en los ingresos de 311 116 euros por año. Suponiendo una vida útil de 25 años, esto supone unos ingresos extra de 7,78 millones de euros.

2.1.2 Dimensión de los strings

Los strings son cadenas de módulos que se conectan en serie, cuyos extremos llegan a las entradas de las Combiner Box. Todos los strings deben tener la máxima cantidad posible de paneles, ya que así se minimizan los gastos de la instalación. Esto es así porque al tener los strings más módulos, la cantidad de strings es menor, y con ello la cantidad de cable solar también lo es. A la vez, la cantidad de Combiner Box también será menor, y con ello también el número de DC Main Cables.

La cantidad máxima de paneles que se pueden conectar viene dada principalmente por el máximo voltaje admisible en la entrada de corriente continua. En los últimos años se está estandarizando que este voltaje sea de 1500 voltios, y el Sungrow SG3400HV-MV-30 ha seguido esta tendencia. De esta manera, al sumar el voltaje de vacío de cada uno de los paneles del string y aplicar los coeficientes correctores proporcionados por el fabricante se obtiene el máximo voltaje, el cual tiene que ser menor de 1500 voltios:

$$V_{string} = N^{\circ}_{módulos} \cdot V_{OC}(25^{\circ}C) \cdot (1 + (T_{min} - 25^{\circ}C) \cdot \alpha)$$

$$V_{string} = 28 \cdot 49,8 \cdot (1 + (-1 - 25^{\circ}C) \cdot (-0.00265))$$

$$V_{string} = 1490,47 V$$

Como se puede observar, la máxima cantidad de módulos por string, y por tanto la cantidad de módulos que se van a encadenar en cada string es de 28. Con esta cantidad de paneles se puede asegurar, que incluso para las condiciones más duras de los últimos 25 años, la planta no va a sufrir ninguna desconexión por exceder el voltaje permitido.

2.1.3 Conexión de los strings

Como se ha comentado anteriormente, las principales pérdidas en el campo fotovoltaico son aquellas que se producen por el sombreado entre paneles de diferentes mesas. Para tratar de reducir estas pérdidas se ha optado por realizar distintos tipos de conexiones en los strings en función de la distribución de mesas del campo fotovoltaico.

Dado que las mesas tienen 4 filas, lo más interesante económicamente hablando es que cada string ocupe una de estas filas hasta completar los 28 módulos. Esto provoca que, en caso de sombreado de una fila, únicamente se pierda la producción en esa fila. Para escenificar esto, el caso más representativo es la fila inferior de las mesas, la cual es la primera en tener sombreados al amanecer y la última en dejar de tener sombras por la mañana. Cuando esta fila empieza a tener sombreados, las pérdidas únicamente afectarán al string de esa fila, es decir el 25% de los módulos de la mesa. En cambio, si el string se forma a partir de diferentes filas de una mesa, este sombreado va a afectar a todas las filas que formen el string. En la Ilustración 48 se puede ver este efecto, con el sombreado afectando al 50 % de la producción para el caso de strings cuyos módulos residen en distintas filas de cada mesa (arriba) y un 25 % de pérdidas de producción para el caso en el que los módulos de los

strings se unan en una misma fila (abajo), teniendo que conectar 14 módulos en cada de cada una de las mesas contiguas.

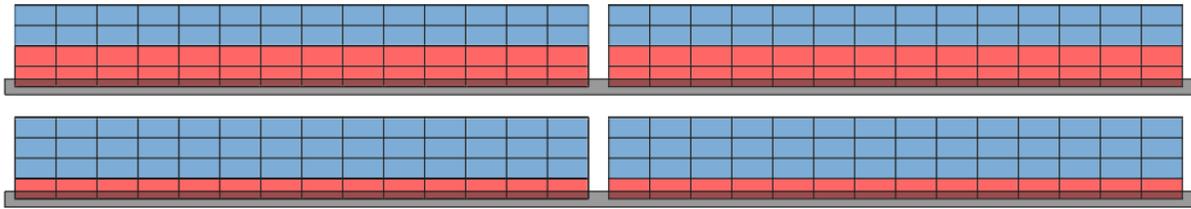


Ilustración 48. Sombreados en mesas 4H14 en función del conexionado

Para el parque fotovoltaico analizado, se han planteado 3 tipos de conexiones distintas. Estas se eligen en función de las estructuras existentes en cada zona de la planta, las cuales se detallan a continuación, desde la más interesante económicamente hasta la más perjudicial:

- Dos mesas consecutivas 4H14. Este caso es el representado en la parte inferior de la anterior ilustración, en el cual cada string únicamente ocupa una fila. De esta manera, se obtienen cuatro strings totalmente independientes, con la mitad del string en cada mesa. Esta es la opción óptima, ya que en el caso de las primeras sobras solamente se va a perder el 25 % de la energía.
- Una mesa 4H14. En caso de que la distribución en planta sólo permita instalar una mesa 4H14 por insuficiencia de espacio, los paneles de esta se conectaran formando un par de strings. El primero de ellos ocupa la primera y la segunda fila, y el otro ocupa la tercera y la cuarta fila. En la ilustración anterior, este caso se representa en las mesas superiores, en las cuales, siguiendo con el ejemplo del atardecer, las primeras sombras afectarían al string que ocupa la tercera y la cuarta fila, y, por tanto, se perdería la producción del 50 % de los módulos.
- Una mesa 4H7. Aunque esta sea la opción menos interesante económicamente, estas mesas son muy importantes para completar la distribución en planta, ya que ocupan los espacios insuficientes para la instalación de mesas 4H14. Al tener 7 módulos en cada una de sus filas, estas forman un string completo al unir en serie todos los módulos de la mesa. Esta es la opción menos interesante porque en el momento de recibir las primeras sombras, estas van a afectar a todo el string, y, por tanto, se va a perder el 100 % de la producción de la mesa.

Así pues, a la hora de elaborar la distribución en planta de las mesas, se ha priorizado la instalación de mesas 4H14, instalando mesas 4H7 únicamente en espacios vacíos en los cuales no era posible la instalación de estas otras.



2.2 CÁLCULO DE CABLEADO

Para el cálculo del cableado, en primer lugar, es necesario conocer cuál es la sección mínima necesaria según el criterio térmico. Este criterio da la posibilidad de comprobar que la ampacidad de un determinado tipo de cable, en ciertas condiciones de instalación, es mayor que una intensidad de diseño máxima que puede circular por este. Este criterio depende del tipo de cable, así como el método de instalación de estos. Finalmente, para comprobar que la sección seleccionada es válida, se aplicará el criterio de caída de tensión, mediante el cual se calculará la caída de tensión en cada caso, viendo así si el porcentaje está dentro de los rangos permisibles. En caso de que no sea así, se procederá a incrementar la sección, según la IEC pertinente.

2.2.1 Criterio térmico

2.2.1.1 Cable solar

El cable solar nace en los bornes de los paneles fotovoltaicos. Los paneles tienen dos de estos, el positivo y el negativo, con un conector MC4 en el extremo de cada uno. Estos cables conectan los paneles en serie entre sí, uniendo el cableado positivo de un panel con el negativo del siguiente. Estos cables son proporcionados por el fabricante de los módulos, pero los extremos de cada string se tienen que conectar a la Combiner Box mediante extensiones de cable solar.

Para esto se utiliza el cable unipolar Exhellent Class Solar H1Z2Z2-K del Grupo Prysmian de 6 mm². Se trata de un cable cuyo conductor es el cobre y como aislamiento utiliza el XLPE. Para la justificación del tipo de cableado usado primero se deben distinguir los 3 diferentes métodos de instalación de este:

- Cableado al aire libre. Esta instalación es la realizada por el cable solar para iniciar el camino hacia los tubos responsables de direccionarlo al interior de las zanjas. En este trayecto el cable se localiza en la parte posterior de las estructuras y va sujeto a estas mediante bridas. En caso de que la Combiner Box se encuentre en la misma fila que las mesas, este va a ser el único método de instalación encontrado.
- Cableado en tubo al aire libre. Este método de instalación es el utilizado en las bajadas del cable desde las mesas hasta que el cable llega a la zanja. Aquí el cableado discurre con protección en forma de tubo hasta llegar a la zanja, o a la Combiner Box en caso de que el cable solar esté en la misma fila que esta.
- Cableado en tubo enterrado. Este tipo de instalación está presente cuando se hayan strings en filas de mesas distintas a la de la Combiner Box. El cableado recorrerá las zanjas dentro de un tubo, protegiéndolo así de las condiciones agresivas del terreno, así como del peso que este pueda ejercer en los cables.

Para calcular la sección necesaria del cable solar mediante el criterio térmico, en primer lugar, se tiene que calcular la ampacidad del cable:

$$I_Z = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3$$

Donde:

- I_Z es la ampacidad del cableado, es decir, la máxima corriente continua que el conductor es capaz de soportar en operación continua bajo condiciones de servicio.
- I_N es el amperaje permitido en operación continua bajo condiciones estándar
- f_1 es el factor de reducción por desviaciones de la temperatura ambiente o del suelo respecto de la estándar.
- f_2 es el factor de reducción por agrupamiento de cables en tubos.
- f_3 es el factor de reducción por desviaciones de la resistividad térmica del terreno respecto de la estándar.

En la Tabla B.52.1 de la IEC 60364-5-52 se establecen los diferentes métodos de instalación, así como qué letra tiene asignado cada uno de estos. Siguiendo esta nomenclatura, en la Tabla 22 se pueden ver las corrientes admisibles para cables de cobre y aislamiento XLPE bajo condiciones estándar, dependiendo del método de instalación:

Nominal cross-sectional area of conductor mm ²	Installation methods of Table B.52.1							
	A1	A2	B1	B2	C	D1	D2	
1	2	3	4	5	6	7	8	
Copper								
1,5	19	18,5	23	22	24	25	27	
2,5	26	25	31	30	33	33	35	
4	35	33	42	40	45	43	46	
6	45	42	54	51	58	53	58	
10	61	57	75	69	80	71	77	
16	81	76	100	91	107	91	100	
25	106	99	133	119	138	116	129	
35	131	121	164	146	171	139	155	
50	158	145	198	175	209	164	183	
70	200	183	253	221	269	203	225	
95	241	220	306	265	328	239	270	
120	278	253	354	305	382	271	306	
150	318	290	393	334	441	306	343	
185	362	329	449	384	506	343	387	
240	424	386	528	459	599	395	448	
300	486	442	603	532	693	446	502	

Tabla 22. Tabla B.52.3 Ampacidad para cableado monofásico de cobre con aislamiento de XLPE

Cable solar al aire: Método de instalación C $I_{N,C} = 58 \text{ A}$

Cable solar en tubo al aire: Método de instalación B1 $I_{N,B1} = 54 \text{ A}$

Cable solar en tubo enterrado: Método de instalación D1 $I_{N,D1} = 53 \text{ A}$

Estas tablas se han realizado a través de la realización de ensayos para cada método de instalación y con cada una de las secciones. Estos ensayos han sido efectuados bajo ciertas condiciones, como son una temperatura del aire de 30 °C, temperatura del terreno de 20 °C, resistividad térmica de 2,5 K·m/W y sin agrupación de circuitos. Es esta la razón por la cual los valores de la ampacidad se tienen que adaptar a las condiciones del parque fotovoltaico, y esto se hace mediante los coeficientes correctores, los cuales se detallan a continuación:

- Factor de corrección por temperatura del aire. Como se ha justificado en la memoria técnica, 40 °C es la temperatura de diseño del aire. Este factor se obtiene en la Tabla 23 para los métodos B1 y C:

Ambient temperature ^a °C	Insulation			
	PVC	XLPE and EPR	Mineral ^b	
			PVC covered or bare and exposed to touch 70 °C	Bare not exposed to touch 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,08	1,04	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00	1,00
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,78	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	-	0,65	-	0,70
70	-	0,58	-	0,65
75	-	0,50	-	0,60
80	-	0,41	-	0,54
85	-	-	-	0,47
90	-	-	-	0,40
95	-	-	-	0,32

Tabla 23. B.52.14 Factor de corrección para cables instalados en el aire con temperaturas del aire distintas de 30 °C

$$f_{1,B1} = f_{1,C} = 0,91$$

- Factor de corrección por temperatura del terreno. Al transmitirse el calor por el suelo, es importante determinar la máxima temperatura que este puede alcanzar. Como se ha establecido en la memoria técnica, la temperatura de diseño del terreno es de 20 °C, con lo cual, sabiendo que el aislamiento es de XLPE, se puede observar en la Tabla 24 que el coeficiente corrector es la unidad:

Ground temperature °C	Insulation	
	PVC	XLPE and EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1,00	1,00
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	-	0,60
70	-	0,53
75	-	0,46
80	-	0,38

Tabla 24. Tabla B52.15 Factor de corrección para cables enterrados en tubo con temperaturas del suelo distintas de 20 °C

$$f_{1,D1} = 1,00$$



- Factor de corrección por agrupamiento: En el caso de los cables solares, estos discurren por la parte posterior de los módulos unidos entre sí mediante el uso de bridas y posteriormente en el interior de tubos. Es por esto por lo que es necesario aplicar el factor de corrección por agrupamiento en ambos casos. Para ello se consultará la Tabla 25, sabiendo que el caso más perjudicial es el de 7 strings agrupados al aire libre y 8 en el interior de tubos:

Arrangement (cables touching)	Number of circuits or multi-core cables											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
Bunched in air, on a surface, embedded or enclosed	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38

Tabla 25. Tabla B.52.17. Factor de corrección por agrupamiento

$$f_{2,C} = 0,54$$

$$f_{2,D1} = f_{2,B1} = 0,52$$

- Factor de corrección por agrupamiento de tubos. Por el hecho de discurrir más de un tubo en el interior de las zanjas, estos van a sufrir un calentamiento extra. El máximo de tubos con cables solares es de 2 por zanja y estos discurrirán sin separación alguna entre ellos. El coeficiente corrector para el caso citado se puede obtener en la Tabla 26:

B) Single-core cables in non-magnetic single-way ducts				
Number of single-core circuits of two or three cables	Duct to duct clearance ^b			
	Nil (ducts touching)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,70	0,80	0,90
7	0,53	0,66	0,76	0,87
8	0,50	0,63	0,74	0,87
9	0,47	0,61	0,73	0,86
10	0,45	0,59	0,72	0,85
11	0,43	0,57	0,70	0,85
12	0,41	0,56	0,69	0,84
13	0,39	0,54	0,68	0,84
14	0,37	0,53	0,68	0,83
15	0,35	0,52	0,67	0,83
16	0,34	0,51	0,66	0,83
17	0,33	0,50	0,65	0,82
18	0,31	0,49	0,65	0,82
19	0,30	0,48	0,64	0,82
20	0,29	0,47	0,63	0,81

Tabla 26. Tabla B52.19 Factor de corrección para cables enterrados en más de un tubo

$$f_{4,D1} = 0,8$$

- Factores de corrección por resistividad térmica. La resistividad térmica es la propiedad que indica como disipa el calor el suelo, es por esto por lo que este factor únicamente se aplica para los cables en tubo bajo tierra (D1). Mientras que las condiciones estándar establecen una resistividad térmica de 2,5 K·m/W, la resistividad de diseño del proyecto es de 1,0 K·m/W, como se ha explicado en la memoria técnica. El coeficiente corrector se obtiene de la Tabla 27:

Thermal resistivity, K·m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
Correction factor for cables in buried ducts	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
Correction factor for direct buried cables	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90

Tabla 27. Tabla B.52.16 Factor de corrección para resistividades distintas de 2,5 K·m/W

$$f_{3,D1} = 1,18$$

Así pues, ya es posible calcular la ampacidad del cable solar con los tres métodos de instalación existentes en el parque fotovoltaico:

1. Cable solar al aire:

$$I_{Z,C} = I_{N,C} \cdot f_{1,C} \cdot f_{2,C} = 58 \cdot 0,91 \cdot 0,54 = 28,50 \text{ A}$$

2. Cable solar en tubos al aire:

$$I_{Z,B1} = I_{N,B1} \cdot f_{1,B1} \cdot f_{2,B1} = 54 \cdot 0,91 \cdot 0,52 = 25,55 \text{ A}$$

3. Cable solar en tubos bajo tierra:

$$I_{Z,D1} = I_{N,D1} \cdot f_{1,D1} \cdot f_{2,D1} \cdot f_{3,D1} \cdot f_{4,D1} = 53 \cdot 1 \cdot 0,52 \cdot 1,18 \cdot 0,8 = 26,01 \text{ A}$$

De acuerdo con la IEC 60364-7-712, la ampacidad del cable los string debe ser superior a 1,25 veces la intensidad de cortocircuito del generador:

$$I_{Z \text{ cable}} \geq 1,25 \cdot I_{SC \text{ string}}$$

$$I_{Z \text{ cable}} = 25,55 \text{ A} \geq 1,25 \cdot 13,98 = 17,48 \text{ A}$$

Por tanto, la sección de 6 mm² del cable solar H1Z2Z2-K del grupo Prysmian cumple con el criterio térmico, ya que su ampacidad es mayor de 1,25 veces de la corriente de cortocircuito del módulo. A la vez, la normativa exige que la ampacidad sea mayor que la intensidad del fusible seleccionado, lo cual también cumple, como se verá en los siguientes puntos.

2.2.1.2 DC Main Cable

El DC Main Cable es el cable necesario para transportar la energía de los diferentes strings unidos en paralelo. Su recorrido va desde las Combiner Box hasta las Estaciones de Potencia y el método de instalación es enterrado en zanjas a una profundidad de 0,5 metros. Estos cables no necesitan de protección extra en forma de tubos ya que las cubiertas están diseñadas con este propósito, siendo estas resistentes a las condiciones del terreno.

En concreto, para el DC Main Cable se ha optado por utilizar el utilizar el cable eléctrico unipolar Harmohny Class AL XZ1(S) del grupo Prysmian, con unas secciones de 240 y 300 mm², dependiendo de

las condiciones de cada línea. En este caso, el conductor es de aluminio con capa aislante de XLPE, la cual resiste temperaturas máximas de hasta 90 °C.

El procedimiento a seguir es el mismo que con el cable solar, empezando por calcular la ampacidad de la línea con las condiciones dadas en el proyecto, entre las cuales se encuentra el hecho de compartir zanja con 4 líneas más. La ampacidad se puede calcular como:

$$I_Z = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3$$

Donde:

- I_Z es la ampacidad del cableado: Máxima corriente continua que el conductor es capaz de soportar en operación continua bajo condiciones de servicio.
- I_N es el amperaje permitido en operación continua bajo condiciones estándar
- f_1 es el factor de reducción por desviaciones de la temperatura del suelo respecto de la estándar.
- f_2 es el factor de reducción por agrupamiento de cables enterrados.
- f_3 es el factor de reducción por desviaciones de la resistividad térmica del terreno respecto de la estándar.

En la siguiente tabla se puede consultar la ampacidad de los cables en condiciones estándar según la sección y el método de instalación para cables monofásicos de aluminio con aislamiento XLPE. Según la IEC 60364, este tipo de instalación de cableado se clasifica como método D2, como se puede ver en la Tabla 28:

Nominal cross-sectional area of conductor mm ²	Installation methods of Table B.52.1							
	A1	A2	B1	B2	C	D1	D2	
								
1	2	3	4	5	6	7	8	
Aluminium								
2,5	20	19,5	25	23	26	26		
4	27	26	33	31	35	33		
6	35	33	43	40	45	42		
10	48	45	59	54	62	55		
16	64	60	79	72	84	71	76	
25	84	78	105	94	101	90	98	
35	103	96	130	115	126	108	117	
50	125	115	157	138	154	128	139	
70	158	145	200	175	198	158	170	
95	191	175	242	210	241	186	204	
120	220	201	281	242	280	211	233	
150	253	230	307	261	324	238	261	
185	288	262	351	300	371	267	296	
240	338	307	412	358	439	307	343	
300	387	352	471	415	508	346	386	

Tabla 28. Tabla B.52.3 Ampacidad para cableado monofásico de aluminio con aislamiento de XLPE

$I_N = 386 \text{ A}$

Nuevamente estas tablas se han creado bajo ciertas condiciones estándar. Por tanto, se tienen que aplicar los coeficientes correctores necesarios:

- Factor de corrección por temperatura del suelo. Siendo la temperatura de diseño para el suelo de 20 °C, el coeficiente de devianaciones de la temperatura del suelo se obtiene a partir de la Tabla 29, siendo este la unidad:

Ground temperature °C	Insulation	
	PVC	XLPE and EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1,00	1,00
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	-	0,60
70	-	0,53
75	-	0,46
80	-	0,38

Tabla 29. Tabla B.52.15 Factor de corrección para cables con temperaturas del suelo distintas de 20 °C

$$f_1 = 1,00$$

- Factor de corrección por agrupamiento. Por el hecho de discurrir más de una línea en la misma zanja estas van a sufrir un calentamiento mayor, y por ello se tiene que aplicar el factor de agrupamiento de cables directamente enterrados. Este se puede consultar en la Tabla 30, sabiendo que el número máximo de circuitos por zanja es de 5 con una separación de 0,125 metros entre ellos:

Number of circuits	Cable to cable clearance ^a				
	Nil (cables touching)	One cable diameter	0,125 m	0,25 m	0,5 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80
7	0,45	0,51	0,59	0,67	0,76
8	0,43	0,48	0,57	0,65	0,75
9	0,41	0,46	0,55	0,63	0,74
12	0,36	0,42	0,51	0,59	0,71
16	0,32	0,38	0,47	0,56	0,38
20	0,29	0,35	0,44	0,53	0,66

Tabla 30. Tabla B.52.18 Factor de corrección para agrupación de cables directamente enterrados

$$f_2 = 0,65$$

- Factor de corrección por resistividad del terreno. Estos van enterrados, con lo cual la resistividad del terreno afecta en gran medida al calor que pueden disipar los conductores. Como se ha comentado anteriormente, la resistividad de diseño se ha establecido en 1,0 K·m/W. Sabiendo que el método de instalación es el D, se puede consultar el coeficiente corrector en la Tabla 31:

Thermal resistivity, K·m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
Correction factor for cables in buried ducts	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
Correction factor for direct buried cables	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90

Tabla 31. Tabla B.52.16 Factor de corrección para resistividades distintas de 2,5 K·m/W

$$f_3 = 1,50$$

En este caso, el factor es favorable ya que el terreno tiene una resistividad de 1,0 K·m/W, mientras que los ensayos se han hecho con un suelo cuya resistividad es de 2,5 K·m/W. Como la resistividad es menor, el suelo va a mostrar una oposición más baja al paso de corriente, y, por tanto, va a mejorar la conductividad térmica.

Por tanto, la ampacidad del DC Main Cable con las condiciones definidas en el proyecto y con una sección de 300 mm² es la siguiente:

$$I_Z = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 = 386 \cdot 1,00 \cdot 0,65 \cdot 1,50 = 376,35 A$$

De acuerdo con la IEC 60364-7-712, el cable de los string debe ser superior a 1,25 veces la intensidad de cortocircuito del generador:

$$I_{Z \text{ cable}} \geq I_{max} = 1,25 \cdot I_{SC \text{ CB}}$$

$$I_{Z \text{ cable}} = 376,35 A \geq 1,25 \cdot 20 \cdot 13,98 = 349,50 A$$

Por tanto, el cable solar AL XZ1(S) de 300 mm² del grupo Prysmian cumple con las especificaciones del proyecto, ya que es mayor de 1,25 veces la corriente de cortocircuito máxima a la salida de la Combiner Box.

Este procedimiento se tiene que repetir para cada uno de los DC Main Cables de la instalación, ya que no todas las líneas llevan la corriente de 20 strings, ni tampoco todas discurren compartiendo zanja junto a otras 4 líneas. En la Tabla 32 se muestran los resultados con las secciones necesarias para cada fase:

CB	Entradas CB	IMPP	Max #Grupos	Sección por fase	Ampacidad inicial I ₀	Factor Temp. f ₁	Factor Agrup. f ₂	Factor Resist. f ₃	Ampacidad
PV1.AB01	20	262,60 A	5	300 mm ²	386 A	1	0,65	1,5	376,35 A
PV1.AB02	20	262,60 A	5	300 mm ²	386 A	1	0,65	1,5	376,35 A
PV1.AB03	20	262,60 A	5	300 mm ²	386 A	1	0,65	1,5	376,35 A
PV1.AB04	20	262,60 A	4	240 mm ²	343 A	1	0,7	1,5	360,15 A

PV1.AB05	20	262,60 A	4	240 mm ²	343 A	1	0,7	1,5	360,15 A
PV1.AB06	20	262,60 A	4	240 mm ²	343 A	1	0,7	1,5	360,15 A
PV1.AB07	20	262,60 A	4	240 mm ²	343 A	1	0,7	1,5	360,15 A
PV1.AB08	20	262,60 A	2	240 mm ²	343 A	1	0,85	1,5	437,33 A
PV1.AB09	20	262,60 A	2	240 mm ²	343 A	1	0,85	1,5	437,33 A
PV1.AB10	20	262,60 A	4	240 mm ²	343 A	1	0,7	1,5	360,15 A
PV1.AB11	20	262,60 A	4	240 mm ²	343 A	1	0,7	1,5	360,15 A
PV1.AB12	19	249,47 A	4	240 mm ²	343 A	1	0,7	1,5	360,15 A
PV1.AB13	20	262,60 A	4	240 mm ²	343 A	1	0,7	1,5	360,15 A
PV2.AB01	19	249,47 A	5	240 mm ²	343 A	1	0,65	1,5	334,43 A
PV2.AB02	20	262,60 A	5	300 mm ²	386 A	1	0,65	1,5	376,35 A
PV2.AB03	19	249,47 A	5	240 mm ²	343 A	1	0,65	1,5	334,43 A
PV2.AB04	19	249,47 A	5	240 mm ²	343 A	1	0,65	1,5	334,43 A
PV2.AB05	20	262,60 A	5	300 mm ²	386 A	1	0,65	1,5	376,35 A
PV2.AB06	20	262,60 A	3	240 mm ²	343 A	1	0,75	1,5	385,88 A
PV2.AB07	20	262,60 A	3	240 mm ²	343 A	1	0,75	1,5	385,88 A
PV2.AB08	19	249,47 A	3	240 mm ²	343 A	1	0,75	1,5	385,88 A
PV2.AB09	19	249,47 A	5	240 mm ²	343 A	1	0,65	1,5	334,43 A
PV2.AB10	20	262,60 A	5	300 mm ²	386 A	1	0,65	1,5	376,35 A
PV2.AB11	20	262,60 A	5	300 mm ²	386 A	1	0,65	1,5	376,35 A
PV2.AB12	20	262,60 A	5	300 mm ²	386 A	1	0,65	1,5	376,35 A
PV2.AB13	19	249,47 A	5	240 mm ²	343 A	1	0,65	1,5	334,43 A
PV3.AB01	19	249,47 A	5	240 mm ²	343 A	1	0,65	1,5	334,43 A
PV3.AB02	20	262,60 A	5	300 mm ²	386 A	1	0,65	1,5	376,35 A
PV3.AB03	20	262,60 A	5	300 mm ²	386 A	1	0,65	1,5	376,35 A
PV3.AB04	20	262,60 A	5	300 mm ²	386 A	1	0,65	1,5	376,35 A
PV3.AB05	19	249,47 A	5	240 mm ²	343 A	1	0,65	1,5	334,43 A
PV3.AB06	19	249,47 A	4	240 mm ²	343 A	1	0,7	1,5	360,15 A
PV3.AB07	20	262,60 A	4	240 mm ²	343 A	1	0,7	1,5	360,15 A
PV3.AB08	20	262,60 A	4	240 mm ²	343 A	1	0,7	1,5	360,15 A
PV3.AB09	19	249,47 A	4	240 mm ²	343 A	1	0,7	1,5	360,15 A
PV3.AB10	20	262,60 A	4	240 mm ²	343 A	1	0,7	1,5	360,15 A
PV3.AB11	20	262,60 A	4	240 mm ²	343 A	1	0,7	1,5	360,15 A
PV3.AB12	20	262,60 A	4	240 mm ²	343 A	1	0,7	1,5	360,15 A
PV3.AB13	20	262,60 A	4	240 mm ²	343 A	1	0,7	1,5	360,15 A

Tabla 32. Cálculo de secciones necesarias para el DC Main Cable

Como se puede apreciar, según el criterio térmico, combinando secciones de 240 y 300 mm² la ampacidad de los DC Main Cables es mayor de 1,25 veces la intensidad de cortocircuito a la salida de las Combiner Box.

2.2.1.3 Cable de Media Tensión

Este tipo de cable es el encargado de transportar la energía eléctrica en media tensión desde la primera Estación de Potencia hasta la subestación, pasando por cada una de las restantes estaciones. Se trata de un cable capaz de soportar tensiones de hasta 20 kilovoltios. Este cableado va a través de zanjas entre las diferentes Estaciones de Potencia y también hasta la subestación eléctrica.

Para la instalación del presente proyecto el cable utilizado es el AL RH5Z1 del grupo Prysmian y este se tiende en zanjas a 0,7 metros de profundidad sin protecciones en forma de tubo. Para este cableado también se va a calcular la ampacidad máxima de la línea mediante los coeficientes correctores oportunos. No obstante, en este caso, la intensidad máxima, con la cual se tiene que comparar la ampacidad, no proviene de la intensidad de cortocircuito de los paneles, sino que esta es la intensidad resultante de la máxima potencia aparente de salida de las Estaciones de Potencia, la cual se calcula de la siguiente manera:

$$I_{max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_p}$$

Donde S es la potencia aparente que transporta la línea en kVA y U_p es la tensión de la línea (20 kilovoltios). De esta manera se puede calcular la corriente máxima que puede circular en cada una de las líneas de media tensión, la cual se puede ver en la Tabla 33:

Línea	Potencia aparente	I_{max}
PV1-PV2	3.437 kVA	99,22 A
PV2- PV3	6.874 kVA	198,44 A
PV3-Subestación	10.311 kVA	297,65 A

Tabla 33. Líneas de Media Tensión

Las líneas de Media Tensión se dimensionan siguiendo la IEC 60502-2, la cual ofrece una serie de tablas para consultar la intensidad nominal de un determinado tipo de cable, así como los diferentes coeficientes correctores necesarios para obtener la ampacidad. Para que el cable cumpla con el criterio térmico, la intensidad máxima de la línea tiene que ser menor que la ampacidad, la cual se calcula como:

$$I_Z = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot f_4$$

Donde:

- I_Z es la ampacidad del cableado: Máxima corriente continua que el conductor es capaz de soportar en operación continua bajo condiciones de servicio.
- I_N es el amperaje permitido en operación continua bajo condiciones estándar
- f_1 es el factor de reducción por desviaciones de la temperatura del suelo respecto de la estándar.
- f_2 es el factor de reducción por enterramiento de cables en profundidades distintas de 0,8 m.
- f_3 es el factor de reducción por desviaciones de la resistividad térmica del terreno respecto de la estándar.
- f_4 es el factor de reducción por agrupamiento de circuitos trifásicos en cables directamente tendidos en el suelo

La intensidad nominal bajo condiciones estándar se obtiene de la Tabla 34, la cual muestra la Tabla B.3 de la IEC 60502-2. En este proyecto se van a hacer uso de 2 tipos distintos de secciones, las de 95 mm² para los trayectos entre la primera estacione inversora y la segunda, así como entre la segunda y la tercera. La sección de 240 mm² es la usada en el trayecto de la Estación de Potencia 3 a la Subestación:

Nominal area of conductor	Buried direct in the ground		In single-way ducts		In air		
	Trefoil	Flat spaced	Trefoil ducts	Flat touching ducts	Trefoil	Flat touching	Flat spaced
							
mm ²	A	A	A	A	A	A	A
16	84	88	80	81	97	99	116
25	108	112	102	103	127	130	153
35	129	134	122	123	154	157	185
50	152	157	144	146	184	189	222
70	186	192	176	178	230	236	278
95	221	229	210	213	280	287	338
120	252	260	240	242	324	332	391
150	281	288	267	271	368	376	440
185	317	324	303	307	424	432	504
240	367	373	351	356	502	511	593
300	414	419	397	402	577	586	677
400	470	466	451	457	673	676	769

Tabla 34. Tabla B.3. Ampacidad para cableado unipolar de aluminio con aislamiento de XLPE

Cable directamente enterrado: Método de instalación Trefoil $I_{N,1-2} = 221 \text{ A}$

Cable directamente enterrado: Método de instalación Trefoil $I_{N,2-3} = 221 \text{ A}$

Cable directamente enterrado: Método de instalación Trefoil $I_{N,3-Sub} = 367 \text{ A}$

- Factor de corrección por temperatura ambiente. En este caso la temperatura ambiente es la del terreno y la temperatura de diseño establecida es de 20 °C. Como la temperatura de diseño del suelo es de 20 °C, el coeficiente corrector es la unidad, como se puede ver en la Tabla 35:

Maximum conductor temperature °C	Ambient ground temperature °C							
	10	15	25	30	35	40	45	50
90	1,07	1,04	0,96	0,93	0,89	0,85	0,80	0,76

Tabla 35. Tabla B.11 Factor de corrección por temperatura ambiente distinta de 20 °C

$$f_1 = 1,00$$

- Factor de corrección por profundidades. La línea trifásica va directamente enterrada a una profundidad de 0,7 metros. Sin embargo, este valor no está tabulado en la IEC, razón por la cual se considerará una profundidad de 0,8 metros. Este valor es ligeramente más restrictivo, siendo este factor la unidad como se puede observar en la Tabla 36:

Depth of laying m	Single-core cables		Three-core cables
	Nominal conductor size mm ²		
	≤185 mm ²	>185 mm ²	
0,5	1,04	1,06	1,04
0,6	1,02	1,04	1,03
1	0,98	0,97	0,98
1,25	0,96	0,95	0,96
1,5	0,95	0,93	0,95
1,75	0,94	0,91	0,94
2	0,93	0,90	0,93
2,5	0,91	0,88	0,91
3	0,90	0,86	0,90

Tabla 36. Tabla B.12. Factor de corrección por profundidades distintas de 0,8 metros

$$f_2 = 1,00$$

- Factor de corrección por resistividades. En este caso el cable discurre en zanja sin tubo, por tanto, la resistividad va a tener un peso importante. La resistividad de diseño es de 1,0 K·m/W y sabiendo la sección de las líneas se puede conocer el coeficiente corrector para resistividades distintas de 1,5 K·m/W en la Tabla 37:

Nominal area of conductor mm ²	Values of soil thermal resistivity K·m/W						
	0,7	0,8	0,9	1	2	2,5	3
16	1,29	1,24	1,19	1,15	0,89	0,82	0,75
25	1,30	1,25	1,20	1,16	0,89	0,81	0,75
35	1,30	1,25	1,21	1,16	0,89	0,81	0,75
50	1,32	1,26	1,21	1,16	0,89	0,81	0,74
70	1,33	1,27	1,22	1,17	0,89	0,81	0,74
95	1,34	1,28	1,22	1,18	0,89	0,80	0,74
120	1,34	1,28	1,22	1,18	0,88	0,80	0,74
150	1,35	1,28	1,23	1,18	0,88	0,80	0,74
185	1,35	1,29	1,23	1,18	0,88	0,80	0,74
240	1,36	1,29	1,23	1,18	0,88	0,80	0,73
300	1,36	1,30	1,24	1,19	0,88	0,80	0,73
400	1,37	1,30	1,24	1,19	0,88	0,79	0,73

Tabla 37. Tabla B.14 Factor de corrección para resistividades distintas de 1,5 K·m/W

$$f_3 = 1,18$$

- Factor de corrección por agrupación de circuitos. Las líneas de media tensión siguen su trayectoria de manera individual, excepto en las zanjas de conexión de las estaciones dos y tres, donde se agrupa la línea procedente de la estación anterior y sale la línea cargada con la energía de la misma estación. Por tanto, sabiendo que el número de circuitos máximo por zanja es de 2 y que la distancia entre estos es de 200 milímetros, este factor se puede consultar en la Tabla 38:

Number of cables in group	Spacing between group centres mm				
	Touching	200	400	600	800
2	0,73	0,83	0,88	0,90	0,92
3	0,60	0,73	0,79	0,83	0,86
4	0,54	0,68	0,75	0,80	0,84
5	0,49	0,63	0,72	0,78	0,82
6	0,46	0,61	0,70	0,76	0,81
7	0,43	0,58	0,68	0,75	0,80
8	0,41	0,57	0,67	0,74	–
9	0,39	0,55	0,66	0,73	–
10	0,37	0,54	0,65	–	–
11	0,36	0,53	0,64	–	–
12	0,35	0,52	0,64	–	–

Tabla 38. Tabla B.19 Factor de corrección para agrupación de circuitos trifásicos directamente enterrados

$$f_4 = 0,83$$

Con todos los coeficientes correctores calculados se puede obtener la ampacidad de cada cable según las condiciones de instalación:

$$I_{Z\ 1-2} = I_{N,1-2} \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot f_4 = 221 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,18 \cdot 0,83 = 216,45\ A$$

$$I_{Z\ 2-3} = I_{N,2-3} \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot f_4 = 221 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,18 \cdot 0,83 = 216,45\ A$$

$$I_{Z\ 3-Sub} = I_{N,3-Sub} \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot f_4 = 367 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,18 \cdot 0,83 = 359,44\ A$$

Y, por tanto, se puede demostrar que la ampacidad es mayor que la intensidad máxima para cada caso:

$$I_{Z\ 1-2} = 216,45 \geq I_{max\ 1-2} = 99,22\ A$$

$$I_{Z\ 2-3} = 216,45 \geq I_{max\ 2-3} = 198,44\ A$$

$$I_{Z\ 3-Sub} = 359,44 \geq I_{max\ 3-Sub} = 297,65\ A$$

Puede parecer que en el primer y en el tercer tramo, la línea esté sobredimensionada, y así es. En esos tramos la sección seleccionada es superior a la sección que realmente se necesita, la cual se puede consultar a continuación:

- Estación de Potencia 1 - 2: $S_{1-2} = 25 \text{ mm}^2$
- Estación de Potencia 3 - Subestación: $S_{3-Sub} = 185 \text{ mm}^2$

No obstante, al consultar con Iberdrola (distribuidora en la Comunidad Valenciana), este sólo permite que las líneas de media tensión directamente enterradas sigan las siguientes secciones normalizadas:

- 95 mm²
- 150 mm²
- 240 mm²
- 400 mm²

Es esta la razón por la cual, en los casos en los que la sección calculada no está asignada entre las normalizadas, se han instalado los cables con la sección normalizada inmediatamente superior a la sección calculada. En la Tabla 39 se pueden ver los resultados obtenidos para cada línea:

Origen	Destino	Capacidad Estación Potencia	Potencia acumulada	Intensidad Nominal	Max. Grupos	Sección por fase	I _N	Factor Temp. f ₁	Factor Prof. f ₂	Factor Resist. f ₃	Factor Agrup. f ₄	Ampacidad
PV3	SS	3,437 kVA	10,311 kVA	297,65 A	2	240 mm ²	367 A	1	1	1,18	0,83	359,44 A
PV2	PV3	3,437 kVA	6,874 kVA	198,44 A	2	95 mm ²	221 A	1	1	1,18	0,83	216,45 A
PV1	PV2	3,437 kVA	3,437 kVA	99,22 A	2	95 mm ²	221 A	1	1	1,18	0,83	216,45 A

Tabla 39. Resultados líneas de media tensión

2.2.2 Criterio de caída de tensión

2.2.2.1 Cable solar

Una vez comprobada la sección necesaria de cada conductor según el criterio térmico hay que asegurarse de que la caída de tensión máxima para los cables elegidos está dentro de los rangos permitidos. En el caso del cable solar, la caída de tensión máxima se obtiene con la siguiente fórmula:

$$\frac{\Delta U}{U} (\%) = \frac{2 \cdot I_{MPP}}{V_{MPP}} \cdot L \cdot R_{Tmax} \cdot 100$$

Donde I_{MPP} es la intensidad en el punto de máxima potencia de un panel (13,12 amperios), R_{Tmax} es la resistencia que ofrece el cable a la máxima temperatura alcanzable por unidad de longitud, L es la longitud media de los string en kilómetros (contando los 2 polos) y V_{MPP} es el voltaje en el punto de máxima potencia del panel (41,95 voltios). R_{Tmax} se puede calcular como:

$$R_{Tmax} = R_{40^{\circ}C} \cdot (1 + K_{cu} \cdot (T_{max} - 20))$$

Donde $R_{40^{\circ}C}$ es la resistencia del cable a 40 °C, K_{cu} es el coeficiente de temperatura del cable (0,00393 para el aluminio) y T_{max} es la máxima temperatura que alcanza el cable en condiciones normales. Esta última se puede calcular como:

$$T_{max} = T_{aire} + (T_{max,ad} - T_{aire}) \cdot \left(\frac{I_{MPP}}{I_Z}\right)^2$$

Donde T_{aire} es la máxima temperatura que se alcanza el aire (40 °C), $T_{max,ad}$ es la máxima temperatura que soporta el conductor en condiciones normales (90 °C) y I_Z es la intensidad admisible para cada sección. Con todas las variables resueltas, ya se pueden desarrollar los resultados:

$$T_{max} = T_{aire} + (T_{max,ad} - T_{aire}) \cdot \left(\frac{I_{MPP}}{I_Z}\right)^2 = 20 + (90 - 20) \cdot \left(\frac{13,12}{25,55}\right)^2 = 38,5^\circ C$$

$$R_{Tmax} = R_{40^\circ C} \cdot (1 + K_{cu} \cdot (T_{max} - 20)) = 3,39 \cdot (1 + 0,00393 \cdot (38,5 - 20)) = 3,64 \Omega$$

$$\frac{\Delta U}{U} (\%) = \frac{2 \cdot I_{MPP}}{V_{MPP}} \cdot L \cdot R_{Tmax} \cdot 100 = \frac{2 \cdot 13,12}{41,95 \cdot 19} \cdot \frac{0,070}{2} \cdot 3,64 \cdot 100 = 0,42 \%$$

Así pues, con una longitud media de string de 70 metros, la caída de tensión del cable solar es del 0,42 %.

2.2.2.2 DC Main Cable

La caída de tensión de los DC Main cables se calcula individualmente para cada línea mediante la siguiente expresión:

$$\Delta U(\%) = I_{MPP} \cdot R_{Tmax} \cdot L \cdot \frac{100}{V_{MPP} \cdot L_{st}}$$

Donde I_{MPP} es la intensidad en el punto de máxima potencia de un panel por la cantidad de strings entrantes en la Combiner Box, R_{Tmax} es la resistencia que ofrece el cable a la máxima temperatura alcanzable por unidad de longitud y L es la longitud total de ese circuito. V_{MPP} es el voltaje en el punto de máxima potencia del panel (41,95 voltios) y L_{st} es la longitud de los strings (28 módulos). R_{Tmax} se puede calcular como:

$$R_{Tmax} = R_{20^\circ C} \cdot (1 + K_{al} \cdot (T_{max} - 20))$$

Donde $R_{20^\circ C}$ es la resistencia del cable a 20 °C, K_{al} es el coeficiente de temperatura del cable, que para el aluminio es 0,00403 y T_{max} es la máxima temperatura que alcanza el cable en condiciones normales. Esta última se puede calcular como:

$$T_{max} = T_{suelo} + (T_{max,ad} - T_{suelo}) \cdot \left(\frac{I_{MPP}}{I_Z}\right)^2$$

Donde T_{suelo} es la máxima temperatura que alcanza el suelo (20 °C), $T_{max,ad}$ es la máxima temperatura que soporta el conductor en condiciones normales (90 °C) y I_Z es la intensidad admisible para cada sección.

Se ha procedido al cálculo de cada uno de estos términos, los cuales se muestran detalladamente en la Tabla 40:

**PROYECTO DE PARQUE FOTOVOLTAICO DE 10,3 MW
SITUADO EN VILLANUEVA DE CASTELLÓN (VALENCIA)**



**ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA**

Combiner Box	Entradas CB	I_{MPP}	Sección por fase	Ampacidad	Longitud por fase	Longitud total (x2)	T_{max}	R (20°C)	R_{Tmax}		ΔU Cable (V)	ΔU Cable (%)
PV1.AB01	20	262,60 A	300 mm ²	376,35 A	170 m	340 m	54,1 °C	0,100 Ω/km	0,114 Ω/km	0,039 Ω	10,15 V	0,86%
PV1.AB02	20	262,60 A	300 mm ²	376,35 A	131 m	262 m	54,1 °C	0,100 Ω/km	0,114 Ω/km	0,030 Ω	7,83 V	0,67%
PV1.AB03	20	262,60 A	300 mm ²	376,35 A	144 m	288 m	54,1 °C	0,100 Ω/km	0,114 Ω/km	0,033 Ω	8,60 V	0,73%
PV1.AB04	20	262,60 A	240 mm ²	360,15 A	118 m	236 m	57,2 °C	0,125 Ω/km	0,144 Ω/km	0,034 Ω	8,91 V	0,76%
PV1.AB05	20	262,60 A	240 mm ²	360,15 A	95 m	190 m	57,2 °C	0,125 Ω/km	0,144 Ω/km	0,027 Ω	7,17 V	0,61%
PV1.AB06	20	262,60 A	240 mm ²	360,15 A	71 m	142 m	57,2 °C	0,125 Ω/km	0,144 Ω/km	0,020 Ω	5,36 V	0,46%
PV1.AB07	20	262,60 A	240 mm ²	360,15 A	48 m	96 m	57,2 °C	0,125 Ω/km	0,144 Ω/km	0,014 Ω	3,62 V	0,31%
PV1.AB08	20	262,60 A	240 mm ²	437,33 A	60 m	120 m	45,2 °C	0,125 Ω/km	0,138 Ω/km	0,017 Ω	4,34 V	0,37%
PV1.AB09	20	262,60 A	240 mm ²	437,33 A	84 m	168 m	45,2 °C	0,125 Ω/km	0,138 Ω/km	0,023 Ω	6,08 V	0,52%
PV1.AB10	20	262,60 A	240 mm ²	360,15 A	128 m	256 m	57,2 °C	0,125 Ω/km	0,144 Ω/km	0,037 Ω	9,66 V	0,82%
PV1.AB11	20	262,60 A	240 mm ²	360,15 A	113 m	226 m	57,2 °C	0,125 Ω/km	0,144 Ω/km	0,032 Ω	8,53 V	0,73%
PV1.AB12	19	249,47 A	240 mm ²	360,15 A	97 m	194 m	53,6 °C	0,125 Ω/km	0,142 Ω/km	0,028 Ω	6,87 V	0,58%
PV1.AB13	20	262,60 A	240 mm ²	360,15 A	87 m	174 m	57,2 °C	0,125 Ω/km	0,144 Ω/km	0,025 Ω	6,57 V	0,56%
PV2.AB01	19	249,47 A	240 mm ²	334,43 A	195 m	390 m	59,0 °C	0,125 Ω/km	0,145 Ω/km	0,056 Ω	14,07 V	1,20%
PV2.AB02	20	262,60 A	300 mm ²	376,35 A	163 m	326 m	54,1 °C	0,100 Ω/km	0,114 Ω/km	0,037 Ω	9,74 V	0,83%
PV2.AB03	19	249,47 A	240 mm ²	334,43 A	124 m	248 m	59,0 °C	0,125 Ω/km	0,145 Ω/km	0,036 Ω	8,95 V	0,76%
PV2.AB04	19	249,47 A	240 mm ²	334,43 A	161 m	322 m	59,0 °C	0,125 Ω/km	0,145 Ω/km	0,047 Ω	11,62 V	0,99%
PV2.AB05	20	262,60 A	300 mm ²	376,35 A	215 m	430 m	54,1 °C	0,100 Ω/km	0,114 Ω/km	0,049 Ω	12,84 V	1,09%
PV2.AB06	20	262,60 A	240 mm ²	385,88 A	98 m	196 m	52,4 °C	0,125 Ω/km	0,141 Ω/km	0,028 Ω	7,27 V	0,62%
PV2.AB07	20	262,60 A	240 mm ²	385,88 A	75 m	150 m	52,4 °C	0,125 Ω/km	0,141 Ω/km	0,021 Ω	5,57 V	0,47%
PV2.AB08	19	249,47 A	240 mm ²	385,88 A	52 m	104 m	49,3 °C	0,125 Ω/km	0,140 Ω/km	0,015 Ω	3,63 V	0,31%
PV2.AB09	19	249,47 A	240 mm ²	334,43 A	44 m	88 m	59,0 °C	0,125 Ω/km	0,145 Ω/km	0,013 Ω	3,17 V	0,27%
PV2.AB10	20	262,60 A	300 mm ²	376,35 A	68 m	136 m	54,1 °C	0,100 Ω/km	0,114 Ω/km	0,015 Ω	4,06 V	0,35%
PV2.AB11	20	262,60 A	300 mm ²	376,35 A	99 m	198 m	54,1 °C	0,100 Ω/km	0,114 Ω/km	0,023 Ω	5,91 V	0,50%
PV2.AB12	20	262,60 A	300 mm ²	376,35 A	122 m	244 m	54,1 °C	0,100 Ω/km	0,114 Ω/km	0,028 Ω	7,29 V	0,62%
PV2.AB13	19	249,47 A	240 mm ²	334,43 A	146 m	292 m	59,0 °C	0,125 Ω/km	0,145 Ω/km	0,042 Ω	10,54 V	0,90%
PV3.AB01	19	249,47 A	240 mm ²	334,43 A	206 m	412 m	59,0 °C	0,125 Ω/km	0,145 Ω/km	0,060 Ω	14,86 V	1,27%
PV3.AB02	20	262,60 A	300 mm ²	376,35 A	190 m	380 m	54,1 °C	0,100 Ω/km	0,114 Ω/km	0,043 Ω	11,35 V	0,97%
PV3.AB03	20	262,60 A	300 mm ²	376,35 A	175 m	350 m	54,1 °C	0,100 Ω/km	0,114 Ω/km	0,040 Ω	10,45 V	0,89%
PV3.AB04	20	262,60 A	300 mm ²	376,35 A	158 m	316 m	54,1 °C	0,100 Ω/km	0,114 Ω/km	0,036 Ω	9,44 V	0,80%
PV3.AB05	19	249,47 A	240 mm ²	334,43 A	136 m	272 m	59,0 °C	0,125 Ω/km	0,145 Ω/km	0,039 Ω	9,81 V	0,84%
PV3.AB06	19	249,47 A	240 mm ²	360,15 A	112 m	224 m	53,6 °C	0,125 Ω/km	0,142 Ω/km	0,032 Ω	7,93 V	0,68%
PV3.AB07	20	262,60 A	240 mm ²	360,15 A	96 m	192 m	57,2 °C	0,125 Ω/km	0,144 Ω/km	0,028 Ω	7,25 V	0,62%
PV3.AB08	20	262,60 A	240 mm ²	360,15 A	81 m	162 m	57,2 °C	0,125 Ω/km	0,144 Ω/km	0,023 Ω	6,12 V	0,52%
PV3.AB09	19	249,47 A	240 mm ²	360,15 A	70 m	140 m	53,6 °C	0,125 Ω/km	0,142 Ω/km	0,020 Ω	4,96 V	0,42%
PV3.AB10	20	262,60 A	240 mm ²	360,15 A	72 m	144 m	57,2 °C	0,125 Ω/km	0,144 Ω/km	0,021 Ω	5,44 V	0,46%

PV3.AB11	20	262,60 A	240 mm ²	360,15 A	96 m	192 m	57,2 °C	0,125 Ω/km	0,144 Ω/km	0,028 Ω	7,25 V	0,62%
PV3.AB12	20	262,60 A	240 mm ²	360,15 A	111 m	222 m	57,2 °C	0,125 Ω/km	0,144 Ω/km	0,032 Ω	8,38 V	0,71%
PV3.AB13	20	262,60 A	240 mm ²	360,15 A	135 m	270 m	57,2 °C	0,125 Ω/km	0,144 Ω/km	0,039 Ω	10,19 V	0,87%

Tabla 40. Caída de tensión para el DC Main Cable

Como se puede observar en los resultados, la caída de tensión media es del 0,68 %.

2.2.2.3 Cable de Media Tensión

Para el cálculo de la caída de tensión en los cables de media tensión se procede de manera diferente, ya que se trata de líneas de corriente alterna trifásicas. La fórmula empleada es la siguiente:

$$\Delta U(\%) = \sqrt{3} \cdot I_{max} \cdot (R_{Tmax} \cdot \cos\varphi + X \cdot \sen\varphi) \cdot L \cdot \frac{100}{Un}$$

Donde R_{Tmax} es la resistencia del cableado para la máxima temperatura del cable, X es la reactancia, $\cos\varphi$ y $\sen\varphi$ son las componentes activa y reactiva de la línea y Un es el voltaje de la línea (20 kilovoltios). Dado que la intensidad máxima se ha sacado a partir de la potencia aparente de las Estaciones de Potencia, la componente reactiva es nula, y, por tanto, $\cos\varphi = 1$ y $\sen\varphi = 0$

En la Tabla 41 aparecen los resultados de la caída de tensión para cada línea:

Origen	Destino	Potencia acumulada	I_{max}	Sección por fase	Long. por fase	Longitud total (x3)	Temp. cable	R (20°C)	R (a la T del cable)		ΔU Cable (V)	ΔU Cable (%)
PV3	SS	10,311 kVA	297,65 A	240 mm ²	584 m	1752 m	68 °C	0,125 Ω/km	0,15 Ω/km	0,087 Ω	45 V	0,22%
PV2	PV3	6,874 kVA	198,44 A	95 mm ²	23 m	69 m	79 °C	0,320 Ω/km	0,40 Ω/km	0,009 Ω	3 V	0,02%
PV1	PV2	3,437 kVA	99,22 A	95 mm ²	169 m	507 m	35 °C	0,320 Ω/km	0,34 Ω/km	0,057 Ω	10 V	0,05%

Tabla 41. Caída de tensión para el cable de media tensión

La máxima caída de tensión es del 0,22 % para la línea que une la subestación con la Estación de Potencia tres debido a su mayor longitud, mientras que la caída de tensión total es del 0,29 %.

2.2.2.4 Máxima caída de tensión permisible

Una vez calculadas la caída de tensión para cada tipo de cableado, estas se pueden comparar con la máxima permisible. A pesar de que no existe una normativa específica relativa a la máxima caída de tensión permisible, en el diseño de parques fotovoltaicos es comúnmente aceptado el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, el cual indica que el valor máximo para la parte de corriente continua es del 1,5 %, como así lo establece la ITC-BT-40 también.

Para la parte de corriente alterna, el artículo 11 del Decreto Ley 14/2020 establece que la máxima caída de tensión es del 1 % entre el punto de evacuación de la central hasta la conexión con la red de transporte, en este caso la subestación.

Una vez calculadas las caídas de voltaje presentes y establecidas las caídas de voltaje permisibles, se puede comprobar que las secciones elegidas cumplen con el criterio de caída de tensión. Para la parte de corriente continua se ha considerado la suma de la caída de tensión media del cable solar y el DC Main Cable. Por su parte, para la parte de corriente alterna se ha tenido en cuenta la caída de tensión total. En la Tabla 42 se pueden observar los resultados:



	Caída de tensión	Máxima caída de tensión permisible
Cable de Corriente Continua	1,10 %	1,5 %
Cable de Corriente Alterna	0,68 %	1,0 %

Tabla 42. Comparativa caídas de voltaje

Como se puede comprobar, ambas partes del parque fotovoltaico cumplen el criterio de caída de tensión, y, por tanto, las secciones resultantes no exceden la caída de tensión máxima permitida. Cabe comentar que para parte de corriente continua realmente se tendría que haber hecho un estudio string a string, calculando la caída de tensión para cada uno de estos y finalmente sumando cada una de estas a la caída de tensión del DC Main Cable correspondiente. para ver si al sumar esta a la caída de tensión obtenida en el DC Main Cable pertinente. No obstante, el estudio de longitudes por string requiere de un extenso estudio, el cual escapa de las competencias de este trabajo académico.

2.3 EQUIPOS DE PROTECCIÓN

A continuación, se justificará el uso de los diferentes equipos de protección instalados en el campo para un funcionamiento seguro de la instalación, como son los fusibles y la puesta a tierra.

2.3.1 Dimensionado de Fusibles

2.3.1.1 Combiner Box

El cable solar está protegido mediante fusibles en su polo positivo y en el negativo, los cuales vienen instalados en el interior de la Combiner Box. Para el dimensionado de los fusibles se deben tener en cuenta dos aspectos:

- De acuerdo con IEC 60364-5-52, la intensidad nominal de los fusibles tiene que estar comprendida dentro del siguiente rango:

$$1,5 \cdot I_{SC} \leq I_{Fusible} \leq 2,4 \cdot I_{SC}$$

$$20,97 \leq I_{Fusible} \leq 33,55$$

- La ficha técnica del módulo establece que la serie máxima de fusibles es de 25 amperios.

Así pues, la única serie normalizada de fusibles que admite el sistema, teniendo en cuenta las intensidades, es la de 25 amperios. No obstante, para comprobar si este fusible cumple con todos los requisitos es necesario calcular cual es el tiempo máximo que el cableado puede aguantar una corriente de cortocircuito y compararla con el tiempo que tarda el filamento del fusible en fundirse. En caso de que el tiempo de corte del fusible sea menor que el tiempo que el cable es capaz de soportar en condiciones de cortocircuito, el fusible será válido.

Para ello, el primer paso es calcular la intensidad de cortocircuito para el cableado solar. Para ello, la IEC 60364-5-52 establece que en caso de cortocircuito la intensidad total que va a pasar por ese punto es la suma de las intensidades de cortocircuito de los demás strings (sin tener en cuenta la del propio string en el cual ha sucedido el cortocircuito). Sabiendo esto, se pueden calcular las diferentes corrientes de cortocircuito en función de si la Combiner Box tiene 20 o 19 entradas:

$$I_{max,x} = I_{SC} \cdot (x - 1)$$

- DCB con 20 entradas: $I_{max,20} = 13,98 \cdot (20 - 1) = 265,62 \text{ A}$
- DCB con 19 entradas: $I_{max,19} = 13,98 \cdot (19 - 1) = 251,64 \text{ A}$

El tiempo que el cableado es capaz de soportar esas intensidades está determinado por el tiempo que el conductor tarda en alcanzar la temperatura máxima de diseño del conductor. Este se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$\sqrt{t} = K \cdot \frac{S}{I_{max,x}}$$

Donde:

- t es el tiempo capaz de aguantar el cortocircuito en segundos.
- S es la sección del cable en mm^2 (6 mm^2).
- $I_{max,x}$ es la intensidad de cortocircuito.
- K es un factor dependiente del conductor y su aislamiento.

El factor K se puede obtener en la Tabla 43 de la UNE-HD 60364-4-43:

Propiedad/ condición	Tipo del aislamiento del conductor							
	PVC Termoplástico		PVC Termoplástico 90 °C		EPR XLPE Termoconformado	Goma 60°C Termoconformado	Mineral	
Sección del conductor mm^2	≤ 300	> 300	≤ 300	> 300			PVC con cubierta	Sin cubierta
Temperatura inicial °C	70		90		90	60	70	105
Temperatura final °C	160	140	160	140	250	200	160	250
Material conductor:								
Cobre	115	103	100	86	143	141	115	135–115 ^a
Aluminio	76	68	66	57	94	93	–	–
Soldaduras con estaño en conductores de cobre	115	–	–	–	–	–	–	–

Tabla 43. Tabla 43A Valores de K para un conductor activo

Así pues, para el caso del cable solar, cuyo conductor es de cobre y el aislamiento de XLPE, el valor de este factor es de 143. Los tiempos que el cableado puede aguantar esta corriente de cortocircuito es de 10,43 y 11,62 segundos para las Combiner Box cargadas con 20 y 19 strings respectivamente.

El tiempo de corte del fusible se debe consultar en la ficha técnica del fabricante. En esta se puede encontrar una gráfica que representa el tiempo de corte del fusible en función de la corriente de cortocircuito y el amperaje del fusible. En la Ilustración 49 se puede observar esta relación:

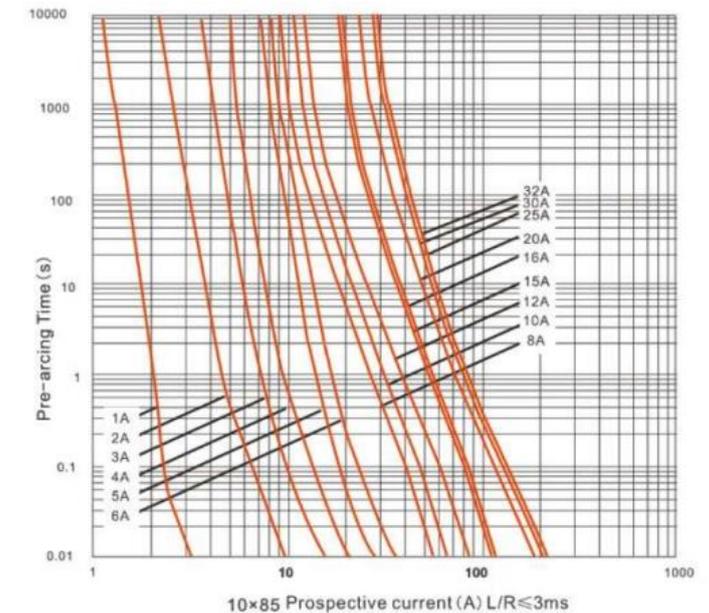


Ilustración 49. Tiempo de corte del fusible en función de la corriente y la intensidad del fusible

Como se puede ver, para las intensidades calculadas y la serie de fusibles de 25 amperios, el punto de corte no se alcanza a representar y quedaría por debajo del eje de abscisas. Dado que el tiempo mínimo graficado es de 0,01 segundos, el tiempo de corte del fusible sería inferior a este. En la Tabla 44 se muestra la comparativa para cada caso:

DCB	I _{sc}	Tiempo soportable por el cableado	Tiempo de corte del fusible
DCB 20 entradas	265,62 A	10,43 s	< 0,01 s
DCB 19 entradas	251,64 A	11,62 s	< 0,01 s

Tabla 44. Comparación tiempo de corte del fusible y tiempo soportado por el cableado

A la vista de los resultados, el tiempo de corte del fusible está muy por debajo del tiempo que se demora el conductor en alcanzar su máxima temperatura admisible. Por tanto, se puede afirmar que la combinación de cableado solar de 6 mm² protegido por de fusibles de 25 amperios cumple con los requisitos exigidos.

2.3.1.2 Estación de Potencia

Como ya se ha comentado, el proyecto tiene un total de 3 Estaciones de Potencia, las cuales integran el inversor y el transformador. Estas se instalan como un bloque único e inmodificable, en el cual sólo se permite la modificación de los fusibles de entrada de los inversores. Así pues, no es necesario el dimensionado del resto de equipos protectores instalados en la entrada de baja tensión de la estación, en la conexión de los inversores con el transformador, en la celda de media tensión ni en la sala de maniobra.

Los fusibles de entrada de la Estación de Potencia sí que se debe dimensionar, y para ello se aplica la IEC 60364-5-52. Esta detalla que el amperaje de los fusibles debe cumplir con el siguiente requerimiento:

$$1,5 \cdot I_{SC} \leq I_{Fusible} \leq 2,4 \cdot I_{SC}$$

En este caso, la I_{SC} se refiere a la intensidad de cortocircuito de un panel por la cantidad de strings agrupados en las Combiner Box. Sin embargo, el manual de instalación de los inversores centrales establece un criterio para la selección de fusibles, el cual recomienda seguir en caso de ser más restrictivo que la normativa vigente del emplazamiento. El criterio es el siguiente:

$$\left(\frac{1}{0,64}\right) \cdot I_{SC} \leq I_{Fusible} \leq 2,4 \cdot I_{SC}$$

En este caso, el criterio del fabricante es más exigente que el de la IEC 60364-5-52, y, por tanto, se va a aplicar la expresión facilitada:

$$\left(\frac{1}{0,64}\right) \cdot I_{SC} \leq I_{Fusible} \leq 2,4 \cdot I_{SC}$$

$$\left(\frac{1}{0,64}\right) \cdot 13,98 \cdot 20 \leq I_{Fusible} \leq 2,4 \cdot 13,98 \cdot 20$$

$$436,9 \leq I_{Fusible} \leq 671,1$$

Por tanto, para las condiciones dadas, la serie normalizada del fusible es la de 500 amperios. Si se repiten los cálculos para los fusibles encargados de la protección de los circuitos cuya carga total proviene de 19 strings, se puede comprobar que los fusibles necesarios son los mismos, con un amperaje de 500 amperios.

2.3.2 Cálculo de la Puesta a Tierra

El sistema de puesta a tierra cumple con un papel fundamental en los campos fotovoltaicos. Este es el encargado de proteger la integridad de las personas, así como los diferentes equipos involucrados en el proceso de generación de energía. Para el dimensionado se seguirán las directrices de la instrucción técnica ITC-RAT 13, según indica el punto 11 de la instrucción ITC-BT-18 del Reglamento de Baja tensión.

2.3.2.1 Puesta a tierra del generador fotovoltaico

Según el punto 9 de la ITC-BT 18, la protección del generador fotovoltaico se dimensiona para que la resistencia de la puesta a tierra asegure tensiones de contacto inferiores a 50 voltios.

La equipotencialidad del generador fotovoltaico se consigue conectando los diferentes equipos al conductor de cobre principal que discurre por las zanjas. Esto se consigue mediante el uso de jumpers, clamps y otros elementos, como ya se ha explicado en la memoria descriptiva.

La resistencia de la puesta a tierra del generador fotovoltaico se calcula según la Tabla 5 de la ITC-BT 18, la cual establece que la resistencia de un conductor de cobre desnudo directamente enterrado a medio metro de profundidad tiene la siguiente resistencia de puesta a tierra:

$$R_a = \frac{2 \cdot \rho_s}{L} = \frac{2 \cdot 100}{1850} = 0,108 \Omega$$

Donde L es la longitud total de cable de cobre enterrado, 1850 metros y ρ_s es la resistividad del terreno. Para este valor se puede hacer uso la Tabla 2 de la ITC-RAT 13, la cual especifica un rango de resistividades en función de la naturaleza del terreno. Esta se puede consultar en la Tabla 45:

Naturaleza del terreno	Resistividad en ohmios.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500

Tabla 45. Resistividad del terreno en función de su naturaleza

Como se ha comprobado en la memoria técnica, se trata de un suelo limoso, y este tiene una resistividad asociada de 20 a 100 $\Omega \cdot m$. Ante la falta de datos concretos del suelo del proyecto se va a suponer que su resistividad es de 100 $\Omega \cdot m$

La Estación de Potencia lleva un GFDI incorporado en la parte del inversor para vigilar el aislamiento de baja tensión de la instalación, el cual está configurado con una sensibilidad de 300 mA, según la IEC 62109-2. Por tanto, esta es la máxima intensidad en caso de defecto en la parte de baja tensión, la cual tiene asociada la siguiente tensión de contacto:

$$U_c = I_d \cdot R_a = 0,3 \cdot 0,108 = 0,032 V$$

Como se puede observar, en caso de que se produzca una intensidad de defecto el generador fotovoltaico, el sistema de puesta a tierra provocará una tensión de contacto máxima de 0,032 voltios, muy inferior a los 50 voltios fijados por la ITC-BT 18.

2.3.2.2 Puesta a tierra de protección de la Estación de Potencia

Para el diseño de la puesta a tierra de las Estaciones de Potencia se seguirá el 'Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación conectados a redes de tercera categoría', este método está elaborado por la asociación de Empresas de Energía Eléctrica, antes conocido como UNESA.

La resistencia de la puesta a tierra de protección debe verificar la siguiente expresión:

$$I_D \cdot R_T \leq U_{BT}$$

Donde:

- I_d es la intensidad de defecto en la instalación cuando se produce un cortocircuito.
- R_t es la resistencia de puesta a tierra de protección.
- UBT es el nivel de aislamiento de baja tensión.

Para ello, se ha consultado con el propietario de la subestación para conocer el valor de la máxima intensidad de corriente de defecto a tierra. Esta es de 500 amperios, ya que el neutro del transformador elevador de la subestación posee una reactancia en zigzag que limita la intensidad de cortocircuito a este valor. Es por esto por lo que, en caso de producirse un cortocircuito, la intensidad de defecto de la instalación será de 500 amperios como máximo.

En cuanto al nivel de aislamiento de baja tensión, de acuerdo con el apartado 4.3.3.5 de la ITC-RAT 14, el nivel de aislamiento de las envolventes de los elementos de baja tensión asociados a una misma puesta a tierra nunca debe ser inferior a la tensión inducida en estas. Así pues, se fija un valor de aislamiento en baja tensión de 10 kilovoltios.

De esta manera, despejando de la última ecuación se puede obtener el máximo valor de la resistencia del electrodo de puesta a tierra:

$$R_T \leq \frac{U_{BT}}{I_D} = \frac{10000}{500} = 20 \Omega$$

Conociendo el valor máximo de la resistencia de puesta a tierra, se debe seleccionar un electrodo, cuyo coeficiente K_r verifique la siguiente expresión, siguiendo el anexo 2 del método de cálculo de UNESA:

$$R_T \geq \rho_s \cdot K_r$$

$$K_r \leq \frac{R_T}{\rho_s} = \frac{20}{100} = 0,20 \frac{\Omega}{m}$$

El electrodo consiste en un anillo de 50 mm² que se instala en la parte inferior de las Estaciones de Potencia, a 0,5 metros de profundidad con picas de 14 milímetros hincadas en sus vértices y con una separación aproximada de 1 metro desde la proyección de las estaciones. Dado que las estaciones tienen una dimensión de 6,058 × 2,896 metros, la dimensión de los anillos debe ser de 7 × 4 metros, tal y como establece el Anexo 2 del método. En la siguiente tabla se pueden ver las diferentes configuraciones recomendadas:

Rectángulo de 7.0 m x 4.0 m.

Sección conductor = 50 mm².
Diámetro picas = 14 mm.
L_p = Longitud de la pica en m.

PROFUNDIDAD = 0'5 m

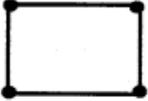
CONFIGURACION	L _p (m)	RESISTENCIA K _r	TENSION DE PASO K _p	TENSION DE CONTACTO EXT K _c = K _p (acc)	CODIGO DE LA CONFIGURACION
Sin picas	-	0.094	0.0184	0.0553	70-40/5/00
4 picas 	2	0.076	0.0165	0.0362	70-40/5/42
	4	0.064	0.0134	0.0271	70-40/5/44
	6	0.056	0.0113	0.0215	70-40/5/46
	8	0.049	0.0097	0.0177	70-40/5/48
8 picas 	2	0.068	0.0143	0.0302	70-40/5/82
	4	0.055	0.0108	0.0201	70-40/5/84
	6	0.046	0.0087	0.0148	70-40/5/86
	8	0.040	0.0072	0.0115	70-40/5/88

Tabla 46. Parámetros característicos del electrodo en forma de anillo de 7 x 4 metros

A la vista de la información, el electrodo que cumple con el requisito no necesita de la instalación de ninguna pica, siendo suficiente con la instalación del anillo. No obstante, dado que se trata de una zona crítica, se va a optar por una configuración compuesta por 4 picas de 2 metros de longitud, cuyos parámetros característicos se muestran a continuación:

- $K_r = 0,076 \frac{\Omega}{m} * m$
- $K_p = 0,0165 \frac{V}{\Omega * m} * A$
- $K_{pacc} = 0,0362 \frac{V}{\Omega * m} * A$

La resistencia real del electrodo seleccionado es la siguiente:

$$R_T = \rho_s \cdot K_r = 100 \cdot 0,076 = 7,60 \Omega$$

Una vez calculada la resistencia ya se puede calcular la tensión en caso de derivación a tierra:

$$U_d = I_d \cdot R_t = 500 \cdot 7,60 = 3800 V$$

Esta tensión de 3,8 kilovoltios es menor que la tensión de aislamiento de 10 kilovoltios establecida para la parte de baja tensión, por tanto, este electrodo cumple en cuanto a posibles tensiones de derivación.

2.3.2.3 Tensiones de paso y contacto

Para cumplir con las medidas de seguridad necesarias en la instalación generadora, el siguiente paso es calcular las tensiones de paso y contacto, comprobando que estas son menores que las tensiones máximas admisibles respectivas.

Se define la tensión de paso como la diferencia de potencial entre dos puntos del suelo separados un metro, que puede ser puenteadada por los pies de una persona que camine por las proximidades del terreno afectado por la puesta a tierra.

La tensión de paso máxima cuando ambos pies están en las condiciones anteriormente descritas directamente sobre el terreno se puede calcular como:

$$U'_p = K_p \cdot I_d \cdot \rho_s = 0,0165 \cdot 500 \cdot 100 = 825 \text{ V}$$

La tensión de paso de acceso se da cuando un pie se encuentre sobre el terreno y el otro sobre el perímetro hormigonado de las Estaciones de Potencia. El valor máximo de este es:

$$U'_{p_{acc}} = K_{p_{acc}} \cdot I_d \cdot \rho_s = 0,0362 \cdot 500 \cdot 100 = 1810 \text{ V}$$

En cuanto a la tensión de contacto, al asumir la equipotencialidad en el interior de las Estaciones de Potencia, esta es nula. Así pues, el siguiente paso es determinar las tensiones de paso y de contacto máximas admisibles, las cuales no deben superar los valores de 825 y 1810 voltios respectivamente.

2.3.2.4 Tensiones de paso y contacto máximas admisibles

Aunque ya se ha explicado en el apartado anterior que no puede existir una tensión de contacto, se procede a obtener la tensión de contacto máxima admisible a partir de la tabla 1 del apartado 1.1 de la ITC-RAT 13, la cual se obtiene en función de la duración de la corriente de falta. Su cálculo es necesario debido a su uso para calcular las tensiones de paso máximas admisibles. Como se puede observar en la Tabla 47, para una duración de la corriente de defecto de 0,5 segundos, la tensión de contacto máxima admisible es de 204 voltios:

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

Tabla 47. Tabla 1 Tensiones de contacto aplicadas admisibles en función de la duración de la corriente de falta

$$U_{ca} = 204 \text{ V}$$

Obtenida la tensión de contacto máxima admisible es hora de calcular las tensiones de paso admisibles. En primer lugar, se determina la tensión de paso máxima admisible haciendo uso de la siguiente expresión encontrada en el mismo apartado de la ITC-RAT 13:

$$U_p = U_{pa} \cdot \left(1 + \frac{2R_{a1} + 2R_{a2}}{Z_b}\right) = 2040 \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot 2000 + 2 \cdot 3 \cdot 100}{1000}\right) = 11.424 V$$

Donde:

- U_{pa} es la tensión de paso entre los pies si estos no tuvieran ninguna protección como puede ser el calzado. La IRC-RAT 13 establece que este valor es 10 veces superior a la tensión de contacto máxima admisible, calculada anteriormente.
- R_{a1} es la resistencia del calzado. Para este valor se suele tomar 2000 Ω .
- R_{a2} es la resistencia de contacto del calzado con el suelo. Se asimila cada pie como un electrodo ejerciendo una fuerza mínima de 250 N, lo cual representa una resistencia de contacto equivalente a tres veces la resistividad del terreno.
- Z_b es la impedancia del cuerpo humano. Para esta se toma un valor de 1000 Ω .

En cuanto a la tensión de paso máxima admisible con un pie en el terreno y el otro en el perímetro hormigonado de las estaciones, se hará uso de la siguiente expresión:

$$U_{pacc} = U_{pa} \cdot \left(1 + \frac{2R_{a1} + 3\rho_s + 3\rho_H \cdot C_s}{Z_b}\right) = 2040 \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot 2000 + 3 \cdot 100 + 3 \cdot 3000 \cdot 0,665}{1000}\right) = 23.021 V$$

Donde:

- ρ_H es la resistividad de la capa superior del material perimetral. Esta se construye con hormigón, para el cual se considera una resistividad de 3000 Ω .
- C_s es un coeficiente reductor de la resistividad del recubrimiento. La ITC-RAT 13 establece que para los casos en los que el terreno está recubierto con un material de elevada resistividad. El hormigón es uno de estos materiales y su coeficiente reductor se puede calcular de la siguiente manera:

$$C_s = 1 - 0,106 \cdot \left(\frac{1 - \frac{\rho_s}{\rho_H}}{2h_s + 0,106}\right) = 1 - 0,106 \cdot \left(\frac{1 - \frac{100}{3000}}{2 \cdot 0,1 + 0,106}\right) = 0,665$$

Donde h_s es el espesor de la capa de hormigón, en este caso 0,1 metros

Así pues, en caso de que haya una persona en los alrededores o en la parte de dentro de la estación, esta no va a sufrir daños graves ya que la puesta a tierra esta correctamente dimensionada:

- La tensión de contacto máxima admisible es de 204 voltios mientras que, debido a la equipotencialidad de las estaciones, las posibles tensiones de contacto son de valor nulo.
- La tensión de paso máxima admisible es de 11 424 voltios, muy superior a la tensión máxima de paso que puede aparecer con el electrodo seleccionado.
- La tensión de paso máxima admisible con un pie en la superficie hormigonada y otro sobre el terreno es de 23 021 voltios, mientras que la tensión máxima que se puede dar en la instalación es de 1810 voltios.

2.3.2.5 Puesta a tierra de servicio

Seguidamente se determina la puesta a tierra de servicio, esta tendrá una configuración de hilera de picas, según el anexo 2 del método UNESA. Siguiendo el punto 9 de la ITC-BT 18, la resistencia de la puesta a tierra de servicio se dimensiona de tal manera que las masas metálicas no den una tensión de contacto superior a 24 voltios. Así pues, al emplear un dispositivo diferencial con una sensibilidad de 650 miliamperios, el valor máximo de la puesta a tierra es:

$$R_s \leq \frac{U_c}{I_d} = \frac{24}{0,65} = 36,92 \Omega$$

Donde:

- R_s es la resistencia de la puesta a tierra de servicio
- U_c es la tensión de contacto admisible en BT
- I_d es la intensidad de defecto máxima

Además, el coeficiente K_r del electrodo seleccionado debe verificar la siguiente ecuación:

$$K_r \leq \frac{R_s}{\rho_s} = \frac{36,92}{100} = 0,369 \frac{\Omega}{m}$$

Al consultar la tabla proporcionada por UNESA en el anexo 2, representada en la Tabla 48, se puede observar que el caso con 2 picas de 2 metros instaladas a una profundidad de 0,5 metros y con una separación entre picas de 3 metros cumple con las condiciones expuestas anteriormente:

Picas en hilera unidas por un conductor horizontal.
Separación entre picas : 3 m
Longitud pica = 2 m.

Sección conductor = 50 mm².
Diámetro picas = 14 mm.

PROFUNDIDAD = 0'5 m.

NUMERO DE PICAS	RESISTENCIA K_r	TENSION DE PASO K_p	CODIGO DE LA CONFIGURACION
2	0,201	0,0392	5/22
3	0,135	0,0252	5/32
4	0,104	0,0184	5/42
6	0,073	0,0120	5/62
8	0,0572	0,00345	5/82

Tabla 48. Parámetros característicos del electrodo dispuesto en hilera de picas separadas 3 metros

Al igual que para la puesta a tierra de protección de media tensión, la sección del conductor es de 50 mm² y el diámetro de las picas de 14 milímetros. Los parámetros característicos del electrodo seleccionado son los siguientes:

- $K_r = 0,201 \frac{\Omega}{\text{m}}$
- $K_p = 0,0392 \frac{\text{V}}{\Omega \cdot \text{m}} \cdot \text{A}$

Con lo cual, la resistencia de la puesta a tierra de servicio del electrodo es la siguiente:

$$R_s = \rho_s \cdot K_r = 100 \cdot 0,201 = 20,1 \Omega$$

2.3.2.6 Tensiones transferibles entre puestas a tierra de protección y servicio

Según el punto 11 de la ITC-BT 18 se tiene que verificar que, durante la evacuación de una intensidad de defecto, la puesta a tierra de la protección y la de servicio no tengan una considerable influencia entre ellas y no puedan provocar tensiones de contacto peligrosas por el hecho de estar demasiado próximas.

De esta manera, se deben verificar las siguientes condiciones para afirmar que la puesta a tierra de protección y servicio son eléctricamente independientes y no pueden provocar tensiones de contacto peligrosas entre ellas:

- Que no exista canalización metálica conductora que una la puesta a tierra de protección y la de servicio, como así sucede.
- Que la distancia entre puestas a tierra de protección y servicio cuando el terreno es muy mal conductor ($\leq 100 \Omega \cdot \text{m}$) sea como mínimo la siguiente:

$$D = \frac{\rho_s \cdot I_d}{2\pi \cdot U} = \frac{100 \cdot 500}{2\pi \cdot 1200} = 6,63 \text{ m}$$

Donde U es la tensión máxima admisible por los equipos de baja tensión. Esta es igual a 1200 voltios para el caso analizado, con sistemas de distribución TT, y tiempo de eliminación del defecto menor de 5 segundos. La distancia mínima que se debe respetar entre la puesta a tierra de protección y la de servicio es de 6,63 metros.



PROYECTO DE PARQUE FOTOVOLTAICO DE 10,3 MW SITUADO EN VILLANUEVA DE CASTELLÓN (VALENCIA)

3 MEDICIONES Y PRESUPUESTO

AUTOR: FERRAN CANET PRATS

TUTOR: CARLOS VARGAS SALGADO

Curso académico: 2023-24

UD	DESCRIPCIÓN	PU	RENDIMIENTO	IMPORTE
----	-------------	----	-------------	---------

CAPÍTULO C01 OBRA CIVIL

SUBCAPÍTULO C01.01 ACONDICIONAMIENTO DEL TERRENO

m2 DESBROCE Y LIMPIEZA DEL TERRENO

Desbroce y limpieza del terreno de topografía con desniveles mínimos, con medios mecánicos. Comprende los trabajos necesarios para retirar de las zonas: pequeñas plantas, maleza, broza, escombros, basuras o cualquier otro material existente, realizando a la vez una pequeña nivelación del terreno respetando las pendientes actuales; El precio incluye carga a camión y transporte a vertedero a una distancia menor de 10 km.

h	Pala cargadora sobre neumáticos de 120 kW / 1,9 m ³	45,06 €	0,021	0,95 €
h	Peón ordinario construcción	20,10 €	0,008	0,16 €
%	Costes directos complementarios	1,11 €	2,00	0,02 €
TOTAL PARTIDA.....				1,13 €

Ud TALADO DE ÁRBOL

Talado de árbol de hasta 5m de altura, de 15 a 30 cm de diámetro de tronco, con motosierra, con extracción del tocón, y carga manual a camión. El precio incluye el transporte de los materiales retirados a vertedero a una distancia menor de 10 km.

h	Motosierra a gasolina, de 50cm de espada y 2kW de potencia	3,36 €	0,234	0,79 €
h	Retroexcavadora hidráulica sobre neumáticos, de 105 kW	51,91 €	0,054	2,80 €
h	Rodillo vibrante de guiado manual, de 700 kg, anchura de trabajo de 70cm	9,48 €	0,150	1,42 €
h	Oficial primero jardinero	21,41 €	0,306	6,55 €
h	Ayudante jardinero	20,34 €	0,603	12,27 €
%	Costes directos complementarios	23,83 €	2,00	0,48 €
TOTAL PARTIDA.....				24,30 €

SUBCAPÍTULO C01.02 MOVIMIENTOS DE TIERRAS, CIMENTACIONES, VIALES, VALLADOS Y ACCESOS

m3 EXCAVACIÓN A CIELO ABIERTO

Excavación a cielo abierto, en suelo de arcilla blanda, con medios mecánicos, y carga a camión. El precio incluye el transporte de los materiales excavados a vertedero a una distancia menor de 10 km.

h	Retrocargadora sobre neumáticos de 70 kW	40,90 €	0,100	4,09 €
h	Peón ordinario construcción	20,10 €	0,040	0,80 €
%	Costes directos complementarios	4,89 €	2,000	0,10 €
TOTAL PARTIDA.....				4,99 €

UD	DESCRIPCIÓN	PU	RENDIMIENTO	IMPORTE
m3 SOLERA DE HORMIGÓN ARMADO				
Losa de cimentación de hormigón armado, realizada con hormigón HA-25/F/20/XC2 vertido con bomba, y acero UNE-EN 10080 B 500 S, con una cuantía aproximada de 85 kg/m ³ ; acabado superficial liso mediante regla vibrante. El precio incluye la elaboración y el montaje de la ferralla en el lugar definitivo de su colocación en obra.				
m3	Hormigón HA-25/F/20/XC2	92,20 €	1,050	96,81 €
h	Camión bomba para bombeo de hormigón	190,40 €	0,042	8,00 €
h	Oficial primera ferrallista	22,27 €	0,544	12,11 €
h	Ayudante ferrallista	21,15 €	0,816	17,26 €
m2	Acero en barras corrugadas UNE-EN 10080 B 500 S, suministrado en obra	86,70 €	1,220	105,77 €
m	Alambre galvanizado para atar, de 1,3 mm de diámetro	0,43 €	1,500	0,64 €
%	Costes directos complementarios	240,59 €	2,000	4,81 €
TOTAL PARTIDA.....				245,40 €
m2 COMPACTACIÓN MECÁNICA DEL TERRENO PARA LOS CAMINOS				
Compactación mecánica de fondo de excavación, con compactador monocilíndrico vibrante autopropulsado, hasta alcanzar una densidad seca no inferior al 90 % de la máxima obtenida en el ensayo Proctor Modificado.				
h	Compactador monocilíndrico vibrante de 74 kW	56,45 €	0,021	1,19 €
h	Camión cisterna, de 8 m ³ de capacidad.	118,90 €	0,005	0,59 €
%	Costes directos complementarios	1,78 €	2,000	0,04 €
TOTAL PARTIDA.....				1,82 €
m VALLADO PERIMETRAL CON CIMENTACIÓN				
Vallado de parcela formado por malla de simple torsión, de 20 mm de paso de malla y 1,5 mm de diámetro, acabado galvanizado y postes de acero galvanizado de 48 mm de diámetro y 2,5 m de altura, empotrados en dados de hormigón, en pozos excavados en el terreno. Incluye accesorios para la fijación de la malla de simple torsión a los postes metálicos.				
Ud	Materiales. Poste de tubo de acero de 48 mm de diámetro y altura de 2,5 m	21,05 €	0,520	10,95 €
Ud	Malla de simple torsión, de 20 mm de paso y 1,5 mm diámetro, galvanizado	6,66 €	2,400	15,98 €
Ud	Accesorios para la fijación de la malla de simple torsión a los postes	1,25 €	1,000	1,25 €
m3	Hormigón HM-20/B/20/X0, fabricado en central.	85,80 €	0,015	1,29 €
m3	Oficial primera montador	22,00 €	0,280	6,16 €
%	Costes directos complementarios	35,63 €	3,000	1,07 €
TOTAL PARTIDA.....				36,70 €

UD	DESCRIPCIÓN	PU	RENDIMIENTO	IMPORTE
Ud	PUERTA CANCELA DE ENTRADA A LA PLANTA			
	Puerta cancela de chapa de acero galvanizado de dos hojas abatibles, dimensiones 600x250 cm, perfiles rectangulares con chapa grecada de 1,2 mm de espesor, para acceso de vehículos. Apertura automática. Incluido bisagras, armadura de la cancela, material eléctrico, elementos de anclaje, herrajes de seguridad y accesorios.			
m3	Hormigón HM-25/B/20/X0, fabricado en central	88,00 €	0,188	16,54 €
m3	Agua	1,50 €	0,043	0,06 €
t	Mortero industrial para albañilería, de cemento, categoría M-5	51,01 €	0,235	11,99 €
m2	Puerta cancela metálica de dos hojas abatibles en valla exterior	339,31 €	15,000	5.089,65 €
Ud	Equipo de monitorización	900,00 €	1,000	900,00 €
Ud	Accesorios (cerradura, emisor, fotocélula...) para automatización	305,00 €	1,000	305,00 €
Ud	Equipo de monitorización	902,00 €	1,000	902,00 €
h	Oficial primera construcción de obra civil	21,41 €	3,000	64,23 €
h	Oficial primera cerrajero	21,69 €	3,000	65,07 €
h	Oficial primera electricista	22,00 €	5,000	110,00 €
%	Costes directos complementarios	7.464,55 €	2,000	149,29 €
	TOTAL PARTIDA.....			7.613,84 €

SUBCAPÍTULO C01.03 ZANJAS Y ARQUETAS

m3 EXCAVACIÓN DE ZANJA CON MEDIOS MECÁNICOS

Excavación de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 2 m, en suelo de arcilla blanda, con medios mecánicos, y acopio en los bordes de la excavación. El precio no incluye el transporte de los materiales excavados.

h	Retrocargadora sobre neumáticos, de 70 kW	40,90 €	0,263	10,76 €
h	Peón ordinario construcción	20,10 €	0,180	3,62 €
%	Costes directos complementarios	14,37 €	2,000	0,29 €
	TOTAL PARTIDA.....			14,66 €

m3 RELLENO DE ZANJA CON TIERRA PROPIA DE EXCAVACIÓN

Relleno envolvente y principal de zanjas para instalaciones, con tierra procedente de la propia excavación y compactación con bandeja vibrante de guiado manual, hasta alcanzar una densidad seca no inferior al 95% de la máxima obtenida en el ensayo Proctor Modificado. Incluye cinta de señalización eléctrica.

m	Cinta de señalización eléctrica	0,30 €	1,100	0,33 €
h	Dumper de descarga de 2 t de carga útil	10,38 €	0,100	1,04 €
h	Bandeja vibrante de guiado manual, de 300 kg, anchura de trabajo 70 cm	7,16 €	0,150	1,07 €
h	Camión cisterna, de 8 m ³ de capacidad.	118,90 €	0,010	1,19 €
h	Camión basculante de 12 t de carga, de 162 kW.	44,99 €	0,015	0,67 €
h	Peón ordinario construcción	20,10 €	0,192	3,86 €
%	Costes directos complementarios	8,17 €	2,000	0,16 €
	TOTAL PARTIDA.....			8,33 €

UD	DESCRIPCIÓN	PU	RENDIMIENTO	IMPORTE
Ud	ARQUETA REGISTRABLE PARA INSTALACIÓN DE CANALIZACIONES			
	Arqueta de registro de enlace, en canalización de enlace inferior enterrada de ICT de 400x400x800 mm de dimensiones interiores, con cerco y tapa metálicos, colocada sobre solera de hormigón en masa HM-20/P/20/X0 de 10 cm de espesor. Instalación en el punto de entrada inferior.			
m3	Hormigón HM-20/P/20/X0, fabricado en central	81,80 €	0,085	6,95 €
h	Arqueta de registro enterrada de dimensiones 400x400x800 mm	63,75 €	1,000	63,75 €
h	Oficial primera construcción	21,41 €	0,850	18,20 €
h	Ayudante construcción	20,34 €	0,150	3,05 €
%	Costes directos complementarios	91,95 €	2,000	1,84 €
	TOTAL PARTIDA.....			93,79 €

CAPÍTULO C02 EQUIPOS

Ud **MÓDULO FOTOVOLTAICO MONOCRISTALINO LONGI 550 W**

Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino, potencia máxima 550 Wp, 144 celdas, vidrio exterior templado de 3,2 mm de espesor, marco de aluminio anodizado, temperatura de trabajo -40 °C hasta 85 °C, dimensiones 2278x1134x35 mm, peso 27,50 kg, con caja de conexiones con diodos, cables y conectores. Incluye accesorios de montaje y material de conexionado eléctrico. Fabricante Longi, modelo Hi-MO LR5-72.

Ud	Módulo solar fotovoltaico Longi Hi-MO LR5-72 550 W	230,00 €	1,000	230,00 €
h	Oficial primera instalador de captadores solares	22,00 €	0,400	8,80 €
h	Ayudante instalador de captadores solares	20,30 €	0,400	8,12 €
%	Costes directos complementarios	246,92 €	2,000	4,94 €
	TOTAL PARTIDA.....			251,86 €

Ud **ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA S-RACK 4H14**

Suministro e instalación de estructura con inclinación de 35 °. Esta tiene una capacidad de 56 módulos repartidos en 4 filas de 14 módulos. Estructura de acero galvanizado con hincado de postes al suelo. Incluye todos los elementos instalados, conexionados, probados y en funcionamiento. Fabricante S-Rack, modelo Sigma S2.

h	Oficial primera instalador de captadores solares	22,00 €	1,000	22,00 €
h	Ayudante instalador de captadores solares	20,30 €	1,000	20,30 €
h	Hincadora con capacidad de introducir los postes hasta 2,5 m	34,80 €	1,000	34,80 €
Ud	Estructura Sigma S2 del fabricante S-Rack	2.156,00 €	1,000	2.156,00 €
%	Costes directos complementarios	2.233,10 €	2,000	44,66 €
	TOTAL PARTIDA.....			2.277,76 €

Ud **ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA S-RACK 4H7**

Suministro e instalación de estructura con inclinación de 35 °. Esta tiene una capacidad de 28 módulos repartidos en 4 filas de 7 módulos. Estructura de acero galvanizado con hincado de postes al suelo. Incluye todos los elementos instalados, conexionados, probados y en funcionamiento. Fabricante S-Rack, modelo Sigma S2.

h	Oficial primera instalador de captadores solares	22,00 €	0,600	13,20 €
h	Ayudante instalador de captadores solares	20,30 €	0,600	12,18 €
h	Hincadora con capacidad de introducir los postes hasta 2,5 m	34,80 €	0,600	20,88 €
Ud	Estructura Sigma S2 del fabricante S-Rack	1.078,00 €	1,000	1.078,00 €
%	Costes directos complementarios	1.124,26 €	2,000	22,49 €
	TOTAL PARTIDA.....			1.146,75 €

UD	DESCRIPCIÓN	PU	RENDIMIENTO	IMPORTE
Ud	ESTACIÓN DE POTENCIA SUNGROW 3437 KVA			
	Suministro, instalación y puesta en marcha de la Estación de Potencia SG3400HV-MV-30 Sungrow. Incluye inversor, transformador, protecciones, celdas de maniobra y cimentaciones. No incluye excavación ni cimentación de hormigón armado.			
Ud	Instalación estación inversora Sungrow SG3400HV-MV-30	115.000,0 €	1,000	115.000,00 €
	TOTAL PARTIDA.....			115.000,00 €
Ud	COMBINER BOX WEIDMÜLLER 20 entradas			
	Suministro y instalación de Combiner Box PV 220S0F3CXXV000TPX15LJP Weidmüller de 20 entradas. Incluye accesorios para fijación a estructuras, tubos de entrada y salida, protecciones y conexionado.			
h	Oficial primera electricista	22,00 €	0,846	18,61 €
h	Ayudante electricidad	20,30 €	0,846	17,17 €
Ud	Combiner box Weidmüller de 20 entradas PV 220S0F3CXXV000TPX15LJP	350,00 €	1,000	350,00 €
%	Costes directos complementarios	385,79 €	2,000	7,72 €
	TOTAL PARTIDA.....			393,50 €
Ud	CÁMARAS SISTEMA CCTV			
	Suministro y montaje de cámara de red térmica AXIS Q1931/-E del sistema CCTV. Incluye soportes de montaje AXIS T91A47 para fijación a los postes del vallado, así como cableado y canalizaciones necesarias para su conexión a las Estaciones de Potencia.			
h	Oficial primera electricista	22,00 €	0,200	4,40 €
h	Ayudante electricista	20,30 €	0,200	4,06 €
Ud	Camara de red térmica AXIS Q1931/-E	350,00 €	1,000	350,00 €
%	Accesorios de montaje (Incluye soporte AXIS T91A47)	358,46 €	25,000	89,62 €
%	Costes directos complementarios	448,08 €	2,000	8,96 €
	TOTAL PARTIDA.....			457,04 €
CAPÍTULO C03 INSTALACIONES ELÉCTRICAS				
SUBCAPÍTULO C03.01 INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN				
m	CABLE DE COBRE EXZHELLENT CLASS SOLAR H1Z2Z2-K 1x6 MM2 del grupo Prysmian			
	Suministro e instalación de cable eléctrico unipolar con conductor de cobre EXZHELLENT CLASS SOLAR H1Z2Z2-K 1,5/1,5 kVdc, 1x6 mm2 de sección del grupo Prysmian. Aislamiento de compuesto reticulado libre de halógenos.			
m	Cable eléctrico unipolar EXZHELLENT CLASS SOLAR H1Z2Z2-K 1x6 mm2	1,32 €	1,000	1,32 €
h	Oficial primera electricista	22,00 €	0,017	0,37 €
h	Ayudante electricista	20,30 €	0,017	0,35 €
%	Costes directos complementarios	2,04 €	2,000	0,04 €
	TOTAL PARTIDA.....			2,08 €

UD	DESCRIPCIÓN	PU	RENDIMIENTO	IMPORTE
m	CABLE DE ALUMINIO HARMOHNY CLASS AI XZ1 1,5/1,5kVdc, 1×240MM2 del grupo Prysmian.			
	Suministro e instalación de cable eléctrico unipolar con conductor de aluminio HARMOHNY CLASS AI XZ1 1,5/1,5 kVdc, 1×240 mm2 de sección del grupo Prysmian. Aislamiento de compuesto reticulado libre de halógenos.			
m	Cable eléctrico unipolar HARMOHNY CLASS AI XZ1 1×240 mm2	6,14 €	1,000	6,14 €
h	Oficial primera electricista	22,00 €	0,136	2,99 €
h	Ayudante electricista	20,30 €	0,136	2,76 €
%	Costes directos complementarios	9,13 €	2,000	0,18 €
	TOTAL PARTIDA.....			12,08 €
m	CABLE DE ALUMINIO HARMOHNY CLASS AI XZ1 1,5/1,5 kVdc, 1×300MM2 del grupo Prysmian.			
	Suministro e instalación de cable eléctrico unipolar con conductor de aluminio HARMOHNY CLASS AI XZ1 1,5/1,5 kVdc, 1×300 mm2 de sección del grupo Prysmian. Aislamiento de compuesto reticulado libre de halógenos.			
m	Cable eléctrico unipolar HARMOHNY CLASS AI XZ1 1×300 mm2	7,24 €	1,000	7,24 €
h	Oficial primera electricista	22,00 €	0,136	2,99 €
h	Ayudante electricista	20,30 €	0,136	2,76 €
%	Costes directos complementarios	10,23 €	2,000	0,20 €
	TOTAL PARTIDA.....			13,20 €
Ud	PAREJA DE CONECTORES MC4 MACHO Y HEMBRA DE 6 MM2			
	Suministro e instalación de pareja de conectores macho y hembra de 6 mm2 tipo MC4.			
h	Oficial primera electricista	22,00 €	0,015	0,33 €
Ud	Conector MC4 hembra 6 mm2	0,55 €	1,000	0,55 €
Ud	Conector MC4 macho 6 mm2	0,55 €	1,000	0,55 €
%	Costes directos complementarios	0,88 €	2,000	0,02 €
	TOTAL PARTIDA.....			1,45 €
Ud	CONEXIONADO Y ETIQUETADO DE CABLEADO DE BAJA TENSIÓN			
	Conexión y etiquetado de los conductores a las entradas de baja tensión de Combiner Box y estación inversora. Incluye mano de obra y material auxiliar.			
h	Oficial primera electricista	22,00 €	0,060	1,32 €
h	Ayudante electricista	20,30 €	0,060	1,22 €
Ud	Etiquetas con accesorios necesarios para fijación a cableado	0,32 €	1,000	0,32 €
%	Costes directos complementarios	2,86 €	2,000	0,06 €
	TOTAL PARTIDA.....			2,92 €
m	TUBO CORRUGADO ROJO DE DOBLE PARED DE POLIETILENO DE 40 MM ENTERRADO			
	Canalización de tubo corrugado rojo de doble pared, de polietileno de 40 mm de diámetro, suministrado en rollo y colocado sobre base de tierra de 10 cm de espesor. Instalación enterrada. El precio no incluye la excavación ni el relleno.			
h	Oficial primera electricista	22,00 €	0,022	0,48 €
h	Ayudante electricista	20,30 €	0,022	0,45 €
m	Tubo corrugado rojo de doble pared de polietileno de 40 mm enterrado	2,00 €	1,000	2,00 €
%	Costes directos complementarios	2,93 €	2,000	0,06 €
	TOTAL PARTIDA.....			2,99 €

UD	DESCRIPCIÓN	PU	RENDIMIENTO	IMPORTE
----	-------------	----	-------------	---------

SUBCAPÍTULO C03.02 INSTALACIÓN DE ALTA TENSIÓN

m CABLE DE ALUMINIO HERSATENE CLASS AL RH5Z1 12/20 (24) KV 1×95 MM2

Suministro e instalación de cable eléctrico unipolar con conductor de aluminio HERSATENE CLASS AL RH5Z1 12/20 (24) KV, de 1×95 mm2 de sección del grupo Prysmian. Aislamiento de compuesto reticulado libre de halógenos.

h	Oficial primera electricista	22,00 €	0,035	0,77 €
h	Ayudante electricista	20,30 €	0,035	0,71 €
m	Cable de aluminio HERSATENE CLASS AL RH5Z1 1×95 mm2	19,66 €	1,000	19,66 €
%	Costes directos complementarios	21,14 €	2,000	0,42 €
TOTAL PARTIDA.....				21,56 €

m CABLE DE ALUMINIO HERSATENE CLASS AL RH5Z1 12/20 (24) KV 1×240 MM2

Suministro e instalación de cable eléctrico unipolar con conductor de aluminio HERSATENE CLASS AL RH5Z1 12/20 (24) KV, de 1×240 mm2 de sección del grupo Prysmian. Aislamiento de compuesto reticulado libre de halógenos.

h	Oficial primera electricista	22,00 €	0,035	0,77 €
h	Ayudante electricista	20,30 €	0,035	0,71 €
m	Cable de aluminio HERSATENE CLASS AL RH5Z1 1×240 mm2	30,86 €	1,000	30,86 €
%	Costes directos complementarios	32,34 €	2,000	0,65 €
TOTAL PARTIDA.....				32,99 €

Ud CONEXIONADO Y ETIQUETADO DE CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN

Conexionado y etiquetado permanente de los conductores a la entrada y salida de las celdas de media tensión, hasta la subestación. Incluye mano de obra y material auxiliar.

h	Oficial primera electricista	22,00 €	0,038	0,84 €
h	Ayudante electricista	20,30 €	0,038	0,77 €
Ud	Etiquetas con accesorios necesarios para fijación a cableado	0,45 €	1,000	0,45 €
%	Costes directos complementarios	1,61 €	2,000	0,03 €
TOTAL PARTIDA.....				2,09 €

SUBCAPÍTULO C03.03 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

m CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO RÍGIDO DE 35 MM2

Suministro y montaje de conductor de puesta a tierra formado por cable de cobre, rígido y desnudo, de 35 mm² de sección. Instalación enterrada.

h	Oficial primera electricista	22,00 €	0,046	1,01 €
h	Ayudante electricista	20,30 €	0,046	0,93 €
m	Conductor de cobre desnudo rígido de 35 mm2	4,81 €	1,000	4,81 €
%	Pequeños accesorios de montaje	6,76 €	5,000	0,34 €
%	Costes directos complementarios	7,09 €	2,000	0,14 €
TOTAL PARTIDA.....				7,09 €

UD	DESCRIPCIÓN	PU	RENDIMIENTO	IMPORTE
----	-------------	----	-------------	---------

Ud **JUMPER PARA CONEXIONADO DE ESTRUCTURAS FOTOVOLTAICAS**

Suministro y instalación de jumper para conexionado de estructuras de una misma fila. Se trata de un conductor de cobre estañado de 16 mm². Instalación al aire libre.

h	Oficial primera electricista	22,00 €	0,160	3,52 €
Ud	Jumper para conexión de estructuras fotovoltaicas	3,49 €	1,000	3,49 €
%	Pequeños accesorios de montaje	7,01 €	5,000	0,35 €
%	Costes directos complementarios	7,36 €	2,000	0,15 €
TOTAL PARTIDA.....				7,51 €

Ud **CLAMP PARA CONEXIONADO DE ESTRUCTURAS A CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA**

Suministro y instalación de clamp para conexionado de estructuras a conductor de puesta a tierra. Se trata de un conductor de cobre aislado RV-K 0,6/1 kV de 16 mm² que une el conductor de puesta a tierra al poste más cercano de cada fila mediante un conector a compresión tipo C. Instalación enterrada.

h	Oficial primera electricista	22,00 €	0,100	2,20 €
h	Ayudante electricista	20,30 €	0,100	2,03 €
m	Conductor de cobre desnudo 16 mm ² (Clamp)	2,81 €	1,000	2,81 €
%	Pequeños accesorios de montaje (incluye conectores tipo C)	7,04 €	5,000	0,35 €
%	Costes directos complementarios	7,39 €	2,000	0,15 €
TOTAL PARTIDA.....				7,54 €

SUBCAPÍTULO C03.04 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA DE ALTA TENSIÓN

m **CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO RÍGIDO DE 50 MM²**

Suministro y montaje de conductor de puesta a tierra formado por cable de cobre, rígido y desnudo, de 50 mm² de sección. Instalación enterrada.

h	Oficial primera electricista	22,00 €	0,050	1,10 €
h	Ayudante electricista	20,30 €	0,050	1,02 €
m	Conductor de cobre desnudo 50 mm ²	4,81 €	1,000	4,81 €
%	Pequeños accesorios de montaje	6,93 €	5,000	0,35 €
%	Costes directos complementarios	7,27 €	2,000	0,15 €
TOTAL PARTIDA.....				7,42 €

Ud **PICA DE PUESTA A TIERRA**

Suministro y montaje de pica de acero cobreado de 2 m de longitud, para instalación de puesta a tierra. Su diámetro es de 14 mm y se entierran a una profundidad de 0,5 m. Incluye grapa abarcón para conexión de pica.

h	Oficial primera electricista	22,00 €	0,250	5,50 €
h	Ayudante electricista	20,30 €	0,250	5,08 €
Ud	Pica de acero cobreado de 2 m de longitud y 14 mm de diámetro	35,00 €	1,000	35,00 €
%	Pequeños accesorios de montaje (Incluye grapa abarcón)	45,58 €	10,000	4,56 €
%	Costes directos complementarios	50,13 €	2,000	1,00 €
TOTAL PARTIDA.....				51,14 €

UD	DESCRIPCIÓN	PU	RENDIMIENTO	IMPORTE
----	-------------	----	-------------	---------

CAPÍTULO C04 OTRAS INSTALACIONES

Ud **INSTALACIÓN SISTEMA CCTV**

Conexión del sistema de CCTV y configuración de cámaras.

h	Oficial primera electricista	22,00 €	4,000	88,00 €
h	Ayudante electricista	20,30 €	4,000	81,20 €
Ud	Puesta en marcha sistema CCTV	1.500,00 €	1,000	1.500,00 €
%	Costes directos complementarios	1.669,20 €	2,000	33,38 €
TOTAL PARTIDA.....				1.702,58 €

DESCRIPCIÓN	UDS	LONG	ANCHO	ALTO	PARCIAL	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
-------------	-----	------	-------	------	---------	----------	--------	---------

CAPÍTULO C01 OBRA CIVIL

SUBCAPÍTULO C01.01 ACONDICIONAMIENTO DEL TERRENO

m2 DESBROCE Y LIMPIEZA DEL TERRENO

Desbroce y limpieza del terreno de topografía con desniveles mínimos, con medios mecánicos. Comprende los trabajos necesarios para retirar de las zonas: pequeñas plantas, maleza, broza, escombros, basuras o cualquier otro material existente, realizando a la vez una pequeña nivelación del terreno respetando las pendientes actuales; El precio incluye carga a camión y transporte a vertedero a una distancia menor de 10 km.

Zona interior del vallado	113.570					113.570,00		
						<u>113.570,00</u>	1,13	128.243,38

Ud TALADO DE ÁRBOL

Talado de árbol de hasta 5m de altura, de 15 a 30 cm de diámetro de tronco, con motosierra, con extracción del tocón, y carga manual a camión. El precio incluye el transporte de los materiales retirados a vertedero a una distancia menor de 10 km.

Árbol	3150					3.150,00		
						<u>3.150,00</u>	24,30	76.558,91

TOTAL SUBCAPÍTULO C01.01 ACONDICIONAMIENTO DEL TERRENO..... 204.802,29

SUBCAPÍTULO C01.02 MOVIMIENTOS DE TIERRAS, CIMENTACIONES, VIALES, VALLADOS Y ACCESOS

m3 EXCAVACIÓN A CIELO ABIERTO

Excavación a cielo abierto, en suelo de arcilla blanda, con medios mecánicos, y carga a camión. El precio incluye el transporte de los materiales excavados a vertedero a una distancia menor de 10 km.

Estación de Potencia	3	3,50	7,00	1,00		73,50		
						<u>73,50</u>	4,99	366,90

m3 SOLERA DE HORMIGÓN ARMADO

Losa de cimentación de hormigón armado, realizada con hormigón HA-25/F/20/XC2 vertido con bomba, y acero UNE-EN 10080 B 500 S, con una cuantía aproximada de 85 kg/m³; acabado superficial liso mediante regla vibrante. El precio incluye la elaboración y el montaje de la ferralla en el lugar definitivo de su colocación en obra.

Estación de Potencia	3	3,50	7,00			73,50		
						<u>73,50</u>	245,40	18.037,15

m2 COMPACTACIÓN MECÁNICA DEL TERRENO PARA LOS CAMINOS

Compactación mecánica de fondo de excavación, con compactador monocilíndrico vibrante autopropulsado, hasta alcanzar una densidad seca no inferior al 90 % de la máxima obtenida en el ensayo Proctor Modificado.

Camino de acceso	1	827,00	4,00			3.308,00		
						<u>3.308,00</u>	1,82	6.005,84

DESCRIPCIÓN	UDS	LONG	ANCHO	ALTO	PARCIAL	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
-------------	-----	------	-------	------	---------	----------	--------	---------

m VALLADO PERIMETRAL CON CIMENTACIÓN

Vallado de parcela formado por malla de simple torsión, de 20 mm de paso de malla y 1,5 mm de diámetro, acabado galvanizado y postes de acero galvanizado de 48 mm de diámetro y 2,5 m de altura, empotrados en dados de hormigón, en pozos excavados en el terreno. Incluye accesorios para la fijación de la malla de simple torsión a los postes metálicos.

Vallado perimetral	1383	1,00				1.383,00		
							1.383,00	36,70
								50.750,31

u PUERTA CANCELA DE ENTRADA A LA PLANTA

Puerta cancela de chapa de acero galvanizado de dos hojas abatibles, dimensiones 600x250 cm, perfiles rectangulares con chapa grecada de 1,2 mm de espesor, para acceso de vehículos. Apertura automática. Incluido bisagras, armadura de la cancela, material eléctrico, elementos de anclaje, herrajes de seguridad y accesorios.

Camino de acceso	1					1,00		
							1,00	7.613,84
								7.613,84

TOTAL SUBCAPÍTULO C01.02 MOVIMIENTOS DE TIERRAS, CIMENTACIONES, VIALES, VALLADOS Y ACCESOS..... 82.774,03

SUBCAPÍTULO C01.03 ZANJAS Y ARQUETAS

m3 EXCAVACIÓN DE ZANJA CON MEDIOS MECÁNICOS

Excavación de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 2 m, en suelo de arcilla blanda, con medios mecánicos, y acopio en los bordes de la excavación. El precio no incluye el transporte de los materiales excavados.

Zanja de Baja Tensión 1 (hasta 1 circuito)	746,00	0,40	0,60	179,04				
Zanja de Baja Tensión 2 (hasta 3 circuitos)	463,00	0,70	0,60	194,46				
Zanja de Baja Tensión 3 (hasta 5 circuitos)	625,00	1,00	0,60	375,00				
Zanja de Comunicaciones	1.085,00	0,40	0,60	260,40				
Zanja de Media Tensión 1 (hasta 1 circuito)	727,00	0,40	0,80	232,64				
Zanja de Media Tensión 2 (hasta 2 circuitos)	13,00	0,70	0,80	7,28				
							1.248,82	14,66
								18.310,44

m3 RELLENO DE ZANJA CON TIERRA PROPIA DE EXCAVACIÓN

Relleno envolvente y principal de zanjas para instalaciones, con tierra procedente de la propia excavación y compactación con bandeja vibrante de guiado manual, hasta alcanzar una densidad seca no inferior al 95% de la máxima obtenida en el ensayo Proctor Modificado. Incluye cinta de señalización eléctrica.

Zanja de Baja Tensión 1 (hasta 1 circuito)	746,00	0,40	0,60	179,04				
Zanja de Baja Tensión 2 (hasta 3 circuitos)	463,00	0,70	0,60	194,46				
Zanja de Baja Tensión 3 (hasta 5 circuitos)	625,00	1,00	0,60	375,00				
Zanja de Comunicaciones	1.085,00	0,40	0,60	260,40				
Zanja de Media Tensión 1 (hasta 1 circuito)	727,00	0,40	0,80	232,64				
Zanja de Media Tensión 2 (hasta 2 circuitos)	13,00	0,70	0,80	7,28				
							1.248,82	8,33
								10.400,61

DESCRIPCIÓN	UDS	LONG	ANCHO	ALTO	PARCIAL	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
-------------	-----	------	-------	------	---------	----------	--------	---------

u ARQUETA REGISTRABLE PARA INSTALACIÓN DE CANALIZACIONES

Arqueta de registro de enlace, en canalización de enlace inferior enterrada de ICT de 400x400x800 mm de dimensiones interiores, con cerco y tapa metálicos, colocada sobre solera de hormigón en masa HM-20/P/20/X0 de 10 cm de espesor. Instalación en el punto de entrada inferior.

Arqueta para comunicaciones	34				34,00			
						34,00	93,79	3.188,91

TOTAL SUBCAPÍTULO C01.03 ZANJAS Y ARQUETAS..... 31.899,97

TOTAL CAPÍTULO C01 OBRA CIVIL..... 319.476,29

CAPÍTULO C02 EQUIPOS

u MÓDULO FOTOVOLTAICO MONOCRISTALINO LONGI 550 W

Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino, potencia máxima 550 Wp, 144 celdas, vidrio exterior templado de 3,2 mm de espesor, marco de aluminio anodizado, temperatura de trabajo -40 °C hasta 85 °C, dimensiones 2278x1134x35 mm, peso 27,50 kg, con caja de conexiones con diodos, cables y conectores. Incluye accesorios de montaje y material de conexionado eléctrico. Fabricante Longi, modelo Hi-MO LR5-72.

Módulo solar fotovoltaico Longi 550Wp	21532				21.532,00			
						21.532,00	251,86	5.423.015,07

u ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA S-RACK 4H14

Suministro e instalación de estructura con inclinación de 35 °. Esta tiene una capacidad de 56 módulos repartidos en 4 filas de 14 módulos. Estructura de acero galvanizado con hincado de postes al suelo. Incluye todos los elementos instalados, conexionados, probados y en funcionamiento. Fabricante S-Rack, modelo Sigma S2.

Estructura fotovoltaica S-Rack 4H14	349				349,00			
						349,00	2.277,76	794.938,94

u ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA S-RACK 4H7

Suministro e instalación de estructura con inclinación de 35 °. Esta tiene una capacidad de 28 módulos repartidos en 4 filas de 7 módulos. Estructura de acero galvanizado con hincado de postes al suelo. Incluye todos los elementos instalados, conexionados, probados y en funcionamiento. Fabricante S-Rack, modelo Sigma S2.

Estructura fotovoltaica S-Rack 4H7	71				71,00			
						71,00	1.146,75	81.418,91

u ESTACIÓN DE POTENCIA SUNGROW 3437 KVA

Suministro, instalación y puesta en marcha de la Estación de Potencia SG3400HV-MV-30 Sungrow. Incluye inversor, transformador, protecciones, celdas de maniobra y cimentaciones. No incluye excavación ni cimentación de hormigón armado.

Estación de Potencia SG3400HV-MV-30	3				3,00			
						3,00	115.000,00	345.000,00

DESCRIPCIÓN	UDS	LONG	ANCHO	ALTO	PARCIAL	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
u COMBINER BOX WEIDMÜLLER 20 entradas								
Suministro y instalación de Combiner Box PV 220S0F3CXXV000TXPX15LJP Weidmüller de 20 entradas. Incluye accesorios para fijación a estructuras, tubos de entrada y salida, protecciones y conexionado.								
Combiner Box Weidmüller 20 entradas	39					39,00		
							39,00	393,50
								15.346,56
u CÁMARAS SISTEMA CCTV								
Suministro y montaje de cámara de red térmica AXIS Q1931/-E del sistema CCTV. Incluye soportes de montaje AXIS T91A47 para fijación a los postes del vallado, así como cableado y canalizaciones necesarias para su conexión a las Estaciones de Potencia.								
Cámaras sistema CCTV	18					18,00		
							18,00	457,04
								8.226,66
TOTAL CAPÍTULO C02 EQUIPOS.....								6.667.946,13

CAPÍTULO C03 INSTALACIONES ELÉCTRICAS

SUBCAPÍTULO C03.01 INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN

m CABLE DE COBRE EXZHELLENT CLASS SOLAR H1Z2Z2-K 1x6 MM2 del grupo Prysmian

Suministro e instalación de cable eléctrico unipolar con conductor de cobre EXZHELLENT CLASS SOLAR H1Z2Z2-K 1,5/1,5 kVdc, 1x6 mm2 de sección del grupo Prysmian. Aislamiento de compuesto reticulado libre de halógenos.

Cable H1Z2Z2-K 6 mm2 1,5/1,5 kVdc	22000					22.000,00		
							22.000,00	2,08
								45.757,40

m CABLE DE ALUMINIO HARMOHNY CLASS AI XZ1 1,5/1,5kVdc, 1x240MM2 del grupo Prysmian.

Suministro e instalación de cable eléctrico unipolar con conductor de aluminio HARMOHNY CLASS AI XZ1 1,5/1,5 kVdc, 1x240 mm2 de sección del grupo Prysmian. Aislamiento de compuesto reticulado libre de halógenos.

Cable AI XZ1 240 mm2 1,5/1,5 kVdc	5822					5.822,00		
							5.822,00	12,08
								70.303,21

m CABLE DE ALUMINIO HARMOHNY CLASS AI XZ1 1,5/1,5 kVdc, 1x300MM2 del grupo Prysmian.

Suministro e instalación de cable eléctrico unipolar con conductor de aluminio HARMOHNY CLASS AI XZ1 1,5/1,5 kVdc, 1x300 mm2 de sección del grupo Prysmian. Aislamiento de compuesto reticulado libre de halógenos.

Cable AI XZ1 300 mm2 1,5/1,5 kVdc	3270					3.270,00		
							3.270,00	13,20
								43.155,63

u PAREJA DE CONECTORES MC4 MACHO Y HEMBRA DE 6 MM2

Suministro e instalación de pareja de conectores macho y hembra de 6 mm2 tipo MC4.

Conectores MC4 para conexión de strings	1540					1.540,00		
							1.540,00	1,45
								2.229,30

DESCRIPCIÓN	UDS	LONG	ANCHO	ALTO	PARCIAL	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
-------------	-----	------	-------	------	---------	----------	--------	---------

u CONEXIONADO Y ETIQUETADO DE CABLEADO DE BAJA TENSIÓN

Conexión y etiquetado de los conductores a las entradas de baja tensión de Combiner Box y estación inversora. Incluye mano de

Conexión en Combiner Box	1540					1.540,00		
Conexión en estación inversora	78					78,00		
						<u>1.618,00</u>	<u>2,92</u>	<u>4.716,73</u>

m TUBO CORRUGADO ROJO DE DOBLE PARED DE POLIETILENO DE 40 MM ENTERRADO

Canalización de tubo corrugado rojo de doble pared, de polietileno de 40 mm de diámetro, suministrado en rollo y colocado sobre base de tierra de 10 cm de espesor. Instalación enterrada. El precio no incluye la excavación ni el relleno.

Tubo de 40 mm para cable solar	4.320,00					4.320,00		
Tubo de 40 mm para ethernet	1.150,00					1.150,00		
Tubo de 40 mm para fibra óptica	787,00					787,00		
						<u>6.257,00</u>	<u>2,99</u>	<u>18.703,50</u>

TOTAL SUBCAPÍTULO C03.01 INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN..... 184.865,78

SUBCAPÍTULO C03.02 INSTALACIÓN DE ALTA TENSIÓN

m CABLE DE ALUMINIO HERSATENE CLASS AL RH5Z1 12/20 (24) KV 1x95 MM2

Suministro e instalación de cable eléctrico unipolar con conductor de aluminio HERSATENE CLASS AL RH5Z1 12/20 (24) KV, de 1x95 mm2 de sección del grupo Prysmian. Aislamiento de compuesto reticulado libre de halógenos.

Cable AL RH5Z1 95 mm2 12/20 (24) kV	3	203,00				609,00		
						<u>609,00</u>	<u>21,56</u>	<u>13.132,06</u>

m CABLE DE ALUMINIO HERSATENE CLASS AL RH5Z1 12/20 (24) KV 1x240 MM2

Suministro e instalación de cable eléctrico unipolar con conductor de aluminio HERSATENE CLASS AL RH5Z1 12/20 (24) KV, de 1x240 mm2 de sección del grupo Prysmian. Aislamiento de compuesto reticulado libre de halógenos.

Cable AL RH5Z1 240 mm2 12/20 (24) kV	3	584,00				1.752,00		
						<u>1.752,00</u>	<u>32,99</u>	<u>57.793,77</u>

u CONEXIONADO Y ETIQUETADO DE CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN

Conexión y etiquetado permanente de los conductores a la entrada y salida de las celdas de media tensión, hasta la subestación. Incluye mano de obra y material auxiliar.

Conexión estaciones 1-2	6					6,00		
Conexión estaciones 2-3	6					6,00		
Conexión estaciones 3-Subestación	6					6,00		
						<u>18,00</u>	<u>2,09</u>	<u>37,61</u>

TOTAL SUBCAPÍTULO C03.02 INSTALACIÓN DE ALTA TENSIÓN..... 70.963,43

DESCRIPCIÓN	UDS	LONG	ANCHO	ALTO	PARCIAL	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
-------------	-----	------	-------	------	---------	----------	--------	---------

SUBCAPÍTULO C03.03 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

m CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO RÍGIDO DE 35 MM2

Suministro y montaje de conductor de puesta a tierra formado por cable de cobre, rígido y desnudo, de 35 mm² de sección. Instalación enterrada.

Conductor de cobre enterrado	2.910,00					2.910,00		
						<u>2.910,00</u>	7,09	20.642,35

u JUMPER PARA CONEXIONADO DE ESTRUCTURAS FOTOVOLTAICAS

Suministro y instalación de jumper para conexionado de estructuras de una misma fila. Se trata de un conductor de cobre estañado de 16 mm². Instalación al aire libre.

Continuidad entre estructuras	280					280,00		
						<u>280,00</u>	7,51	2.102,16

u CLAMP PARA CONEXIONADO DE ESTRUCTURAS A CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA

Suministro y instalación de clamp para conexionado de estructuras a conductor de puesta a tierra. Se trata de un conductor de cobre aislado RV-K 0,6/1 kV de 16 mm² que une el conductor de puesta a tierra al poste más cercano de cada fila mediante un conector a compresión tipo C. Instalación enterrada.

Conexionado de estructuras a tierra	140					140,00		
						<u>140,00</u>	2,20	308,00

TOTAL SUBCAPÍTULO C03.03 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO..... 23.052,51

SUBCAPÍTULO C03.04 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA DE ALTA TENSIÓN

m CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO RÍGIDO DE 50 MM2

Suministro y montaje de conductor de puesta a tierra formado por cable de cobre, rígido y desnudo, de 50 mm² de sección. Instalación enterrada.

Anillo perimetral Estaciones de Potencia	3	7,00	4,00			84,00		
Puesta a tierra de servicio	3	11,00				33,00		
						<u>117,00</u>	7,42	867,75

u PICA DE PUESTA A TIERRA

Suministro y montaje de pica de acero cobreado de 2 m de longitud, para instalación de puesta a tierra. Su diámetro es de 14 mm y se entierran a una profundidad de 0,5 m. Incluye grapa abarcón para conexión de pica.

Anillo perimetral Estaciones de Potencia	12					12		
Puesta a tierra de servicio	6					6		
						<u>18,00</u>	51,14	920,43

TOTAL SUBCAPÍTULO C03.04 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA DE ALTA TENSIÓN..... 1.788,18

TOTAL CAPÍTULO C03 INSTALACIONES ELÉCTRICAS..... 280.669,90

DESCRIPCIÓN	UDS	LONG	ANCHO	ALTO	PARCIAL	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
-------------	-----	------	-------	------	---------	----------	--------	---------

CAPÍTULO C04 OTRAS INSTALACIONES

u INSTALACIÓN SISTEMA CCTV

Conexión del sistema de CCTV y configuración de cámaras.

Instalación sistema CCTV	1					1,00		
							1,00	1.702,58
								1.702,58
TOTAL CAPÍTULO C04 OTRAS INSTALACIONES.....								1.702,58

RESUMEN

CAPÍTULO		IMPORTE	PORCENTAJE
CAPÍTULO 1	OBRA CIVIL.....	319.476,29	4,39%
CAPÍTULO 2	EQUIPOS.....	6.667.946,13	91,72%
CAPÍTULO 3	INSTALACIONES ELÉCTRICAS.....	280.669,90	3,86%
CAPÍTULO 4	OTRAS INSTALACIONES.....	1.702,58	0,02%
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL		7.269.794,91	



TRABAJO FIN DE MÁSTER EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

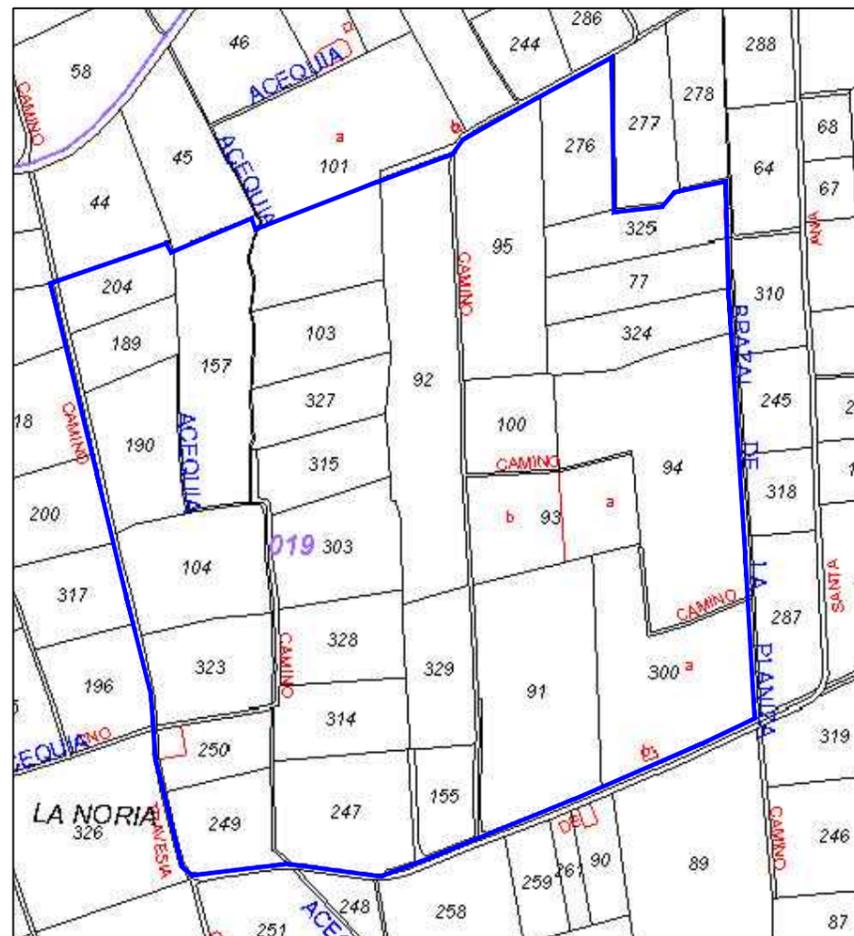
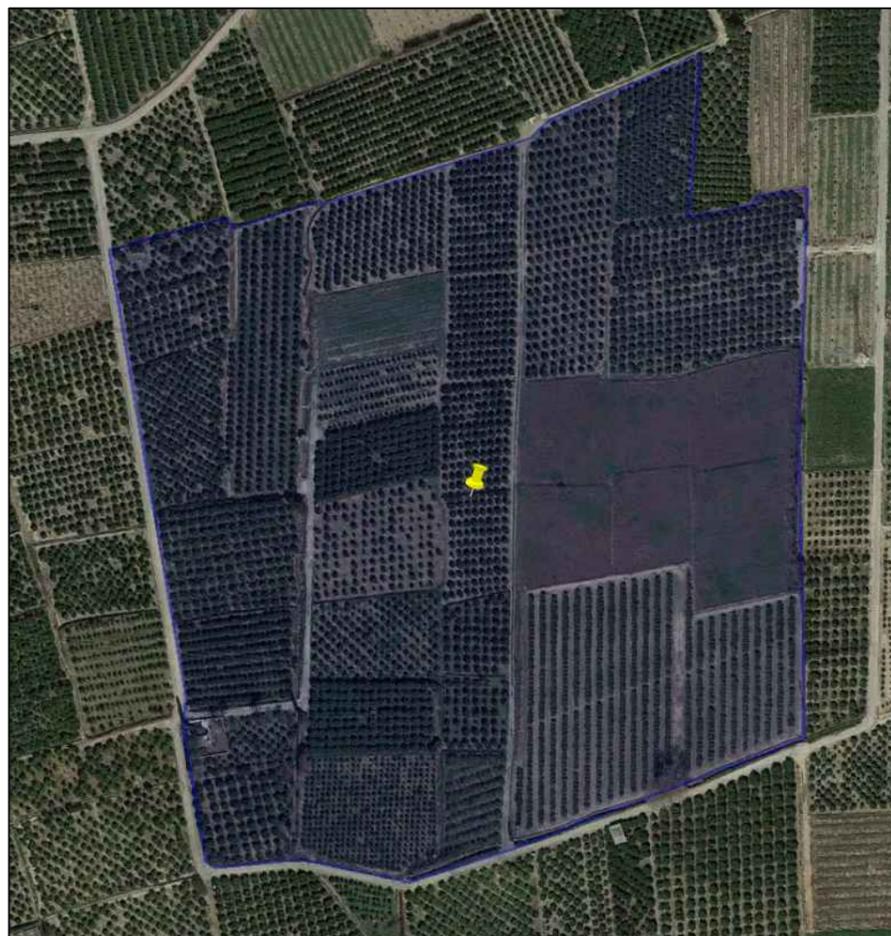
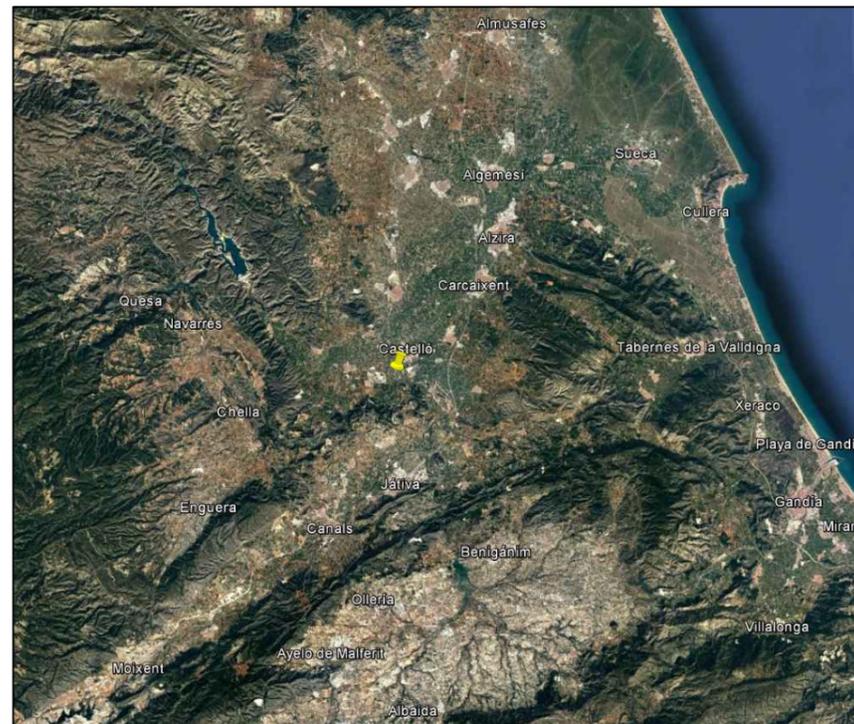
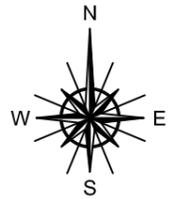
PROYECTO DE PARQUE FOTOVOLTAICO DE 10,3 MW SITUADO EN VILLANUEVA DE CASTELLÓN (VALENCIA)

4 PLANOS

AUTOR: FERRAN CANET PRATS

TUTOR: CARLOS VARGAS SALGADO

Curso académico: 2023-24



A3 - (420 x 297) mm

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA EN TECNOLOGIAS INDUSTRIALES



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA

Proyecto:

PROYECTO DE PARQUE FOTOVOLTAICO DE 10,3 MW SITUADO EN VILLANUEVA DE CASTELLÓN (VALENCIA)

Plano:

Emplazamiento

Autor:

Ferran Canet Prats

Fecha:

Junio 2023

Escala:

Nº Plano:

1

1

2

3

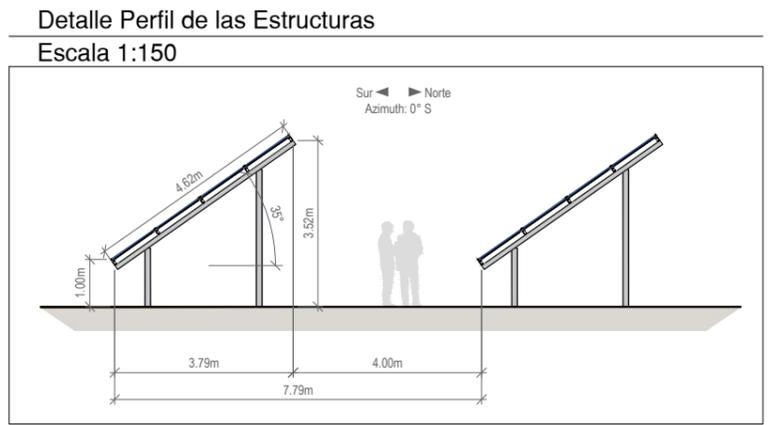
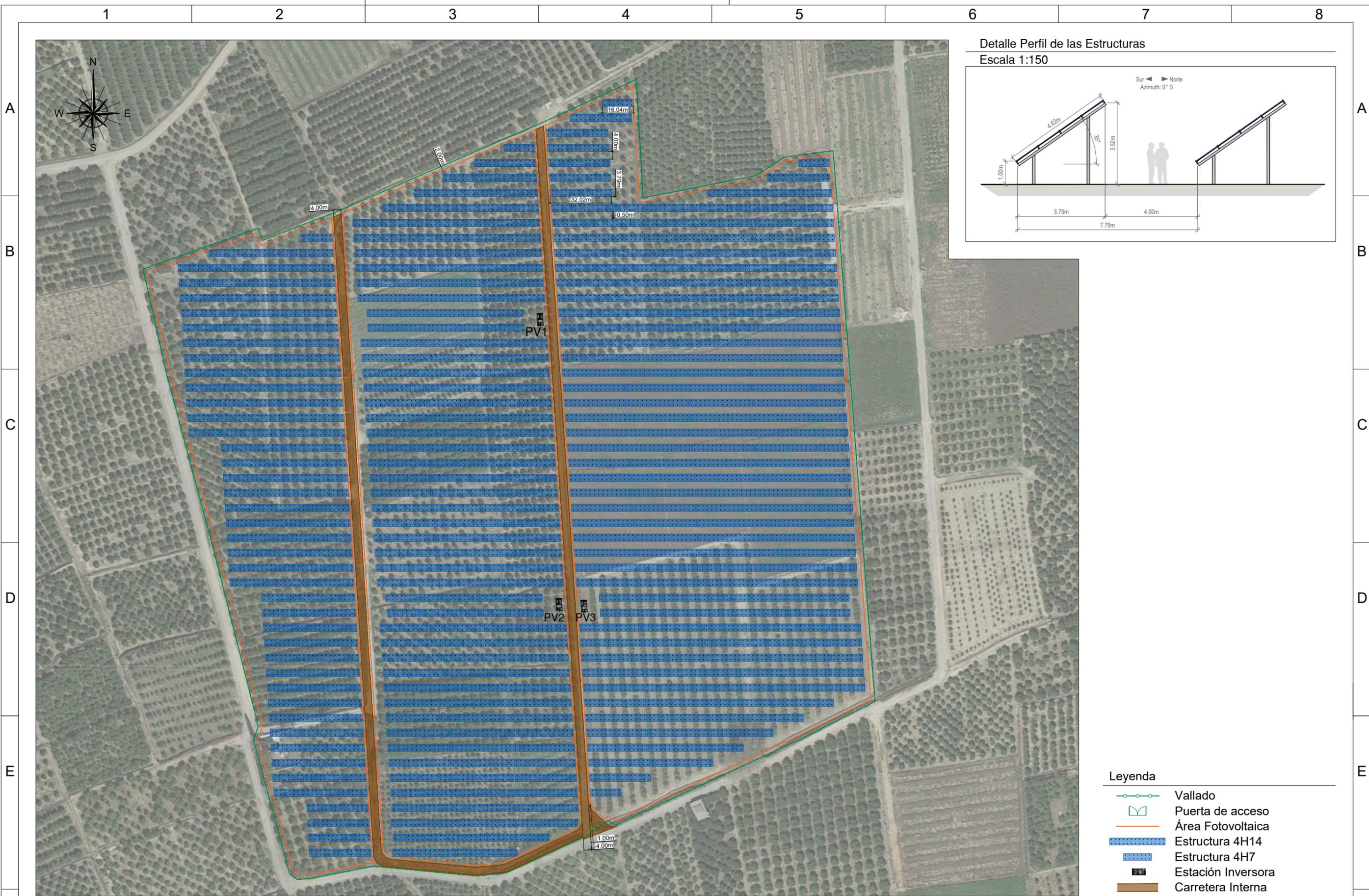
4

5

6

7

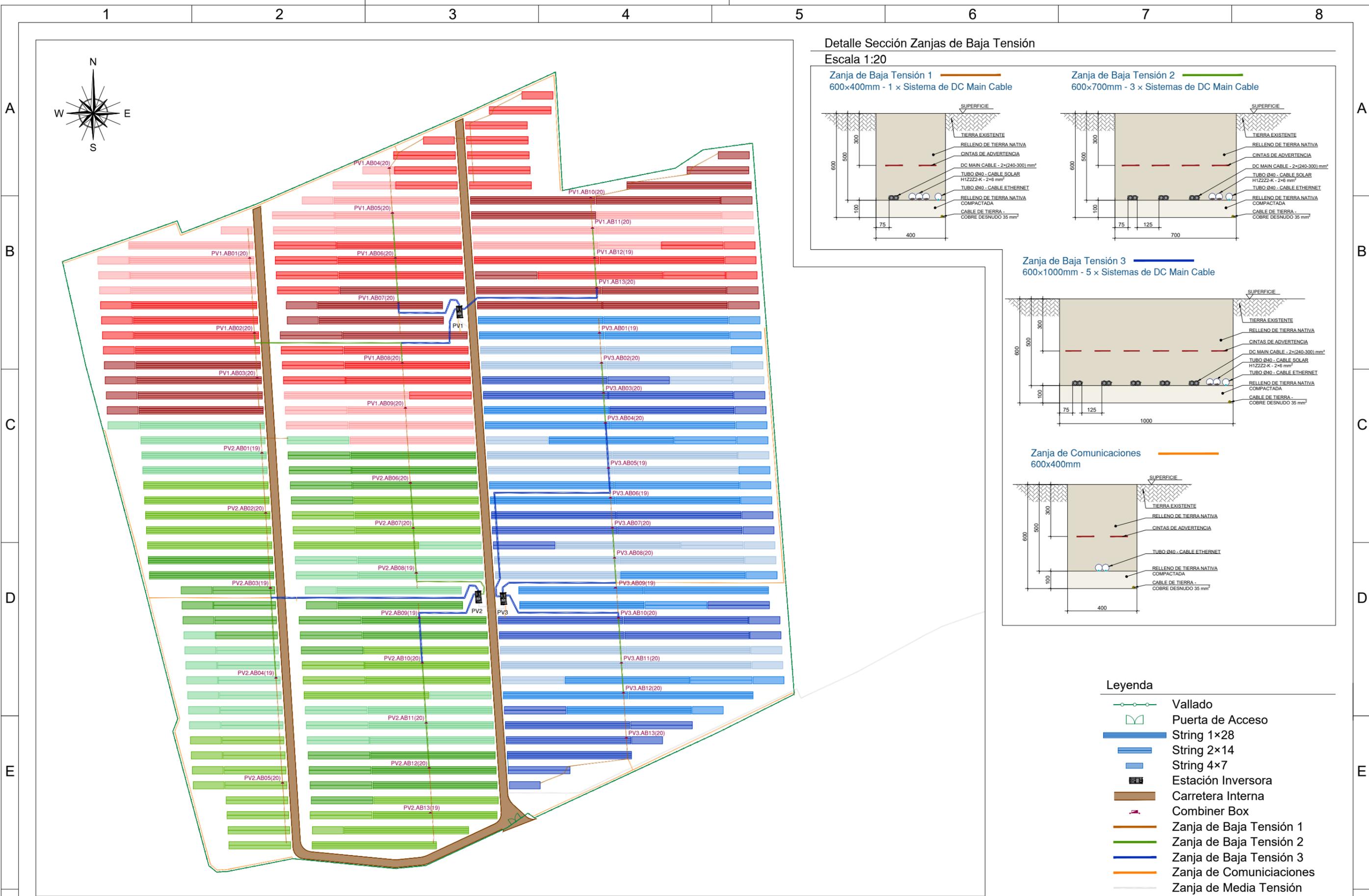
8



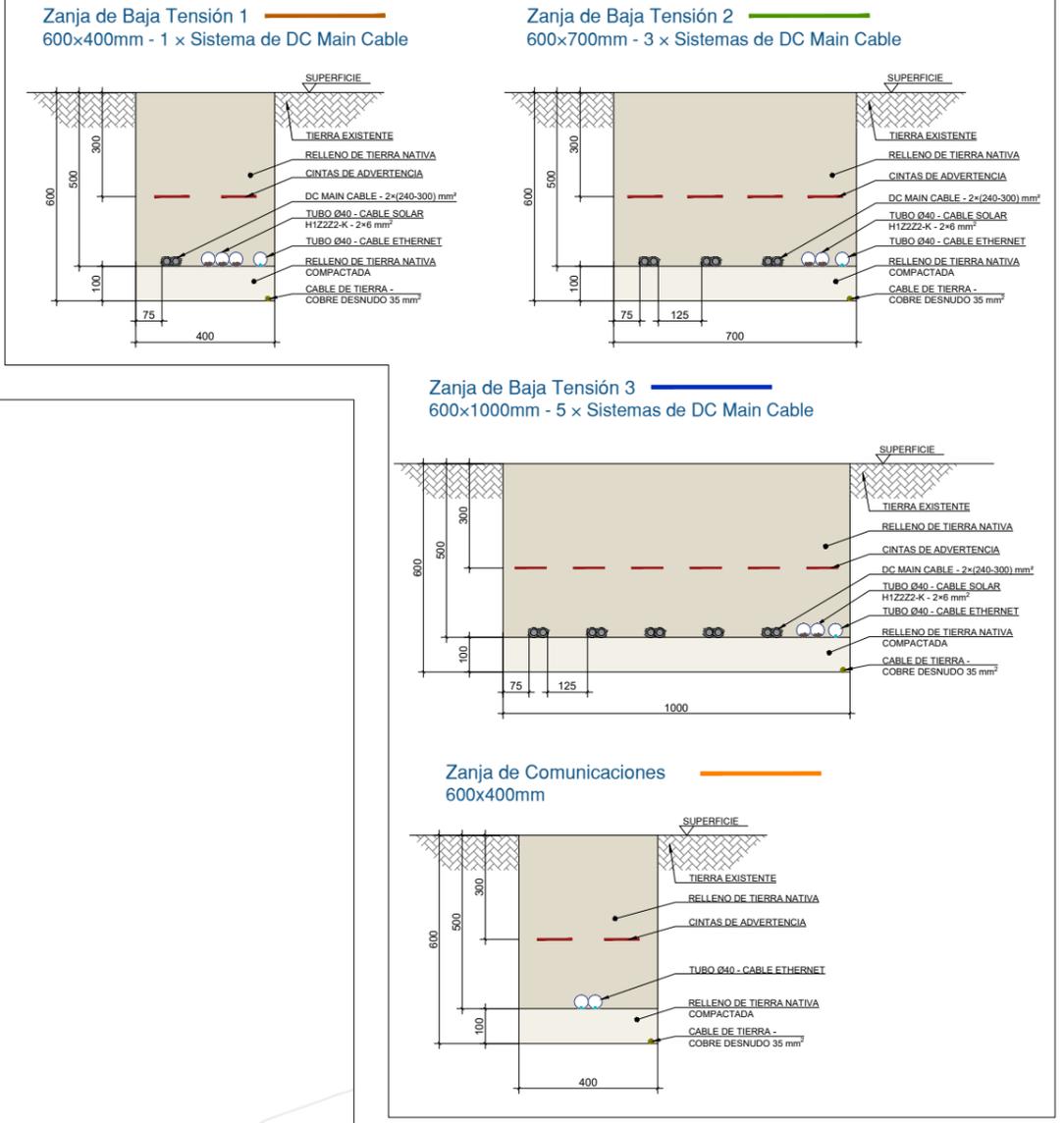
- Leyenda**
- Vallado
 - Puerta de acceso
 - Área Fotovoltaica
 - Estructura 4H14
 - Estructura 4H7
 - Estación Inversora
 - Carretera Interna

A3 - (420 x 297)mm

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA		Proyecto: PROYECTO DE PARQUE FOTOVOLTAICO DE 10,3 MW SITUADO EN VILLANUEVA DE CASTELLÓN (VALENCIA)	Plano: Distribución en planta Autor: Ferran Canet Prats	Fecha: Junio 2023 Escala: 1:1800	Nº Plano: 2
--	--	---	--	---	-----------------------



Detalle Sección Zanjas de Baja Tensión
Escala 1:20

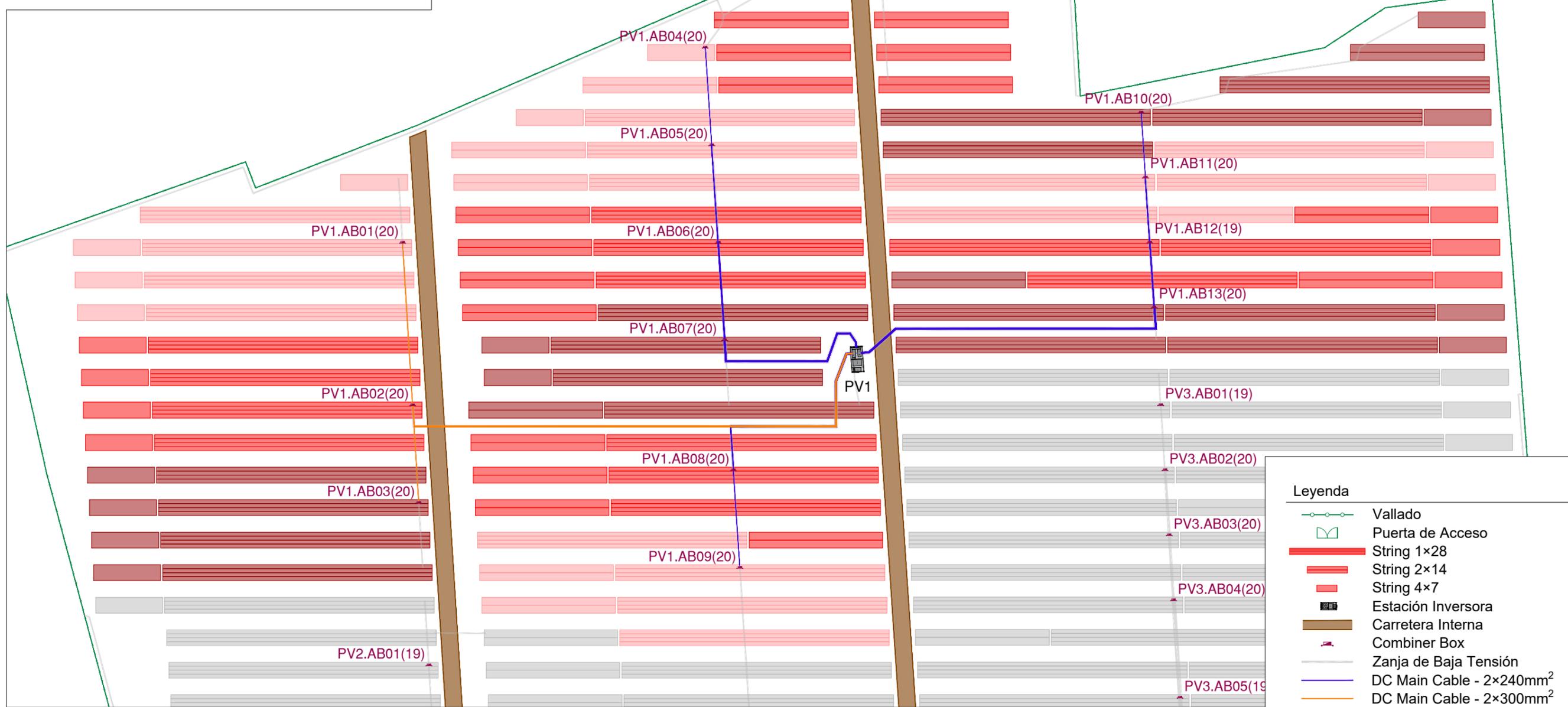
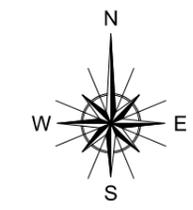
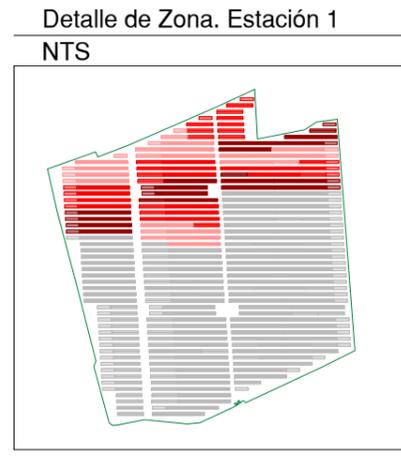


- Legenda**
- Vallado
 - Puerta de Acceso
 - String 1x28
 - String 2x14
 - String 4x7
 - Estación Inversora
 - Carretera Interna
 - Combiner Box
 - Zanja de Baja Tensión 1
 - Zanja de Baja Tensión 2
 - Zanja de Baja Tensión 3
 - Zanja de Comunicaciones
 - Zanja de Media Tensión

A3 - (420 x 297) mm

<p>TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES</p> <p>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</p> <p>ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA</p>	<p>Proyecto: PROYECTO DE PARQUE FOTOVOLTAICO DE 10,3 MW SITUADO EN VILLANUEVA DE CASTELLÓN (VALENCIA)</p>	<p>Plano: Instalación de Baja Tensión</p> <p>Autor: Ferran Canet Prats</p>	<p>Fecha: Junio 2023</p> <p>Escala: 1:1800</p> <p>Nº Plano: 3</p>
---	--	--	--

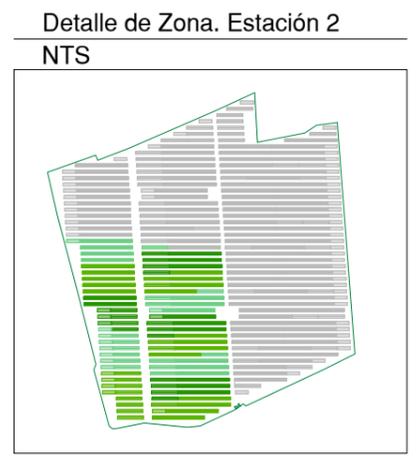
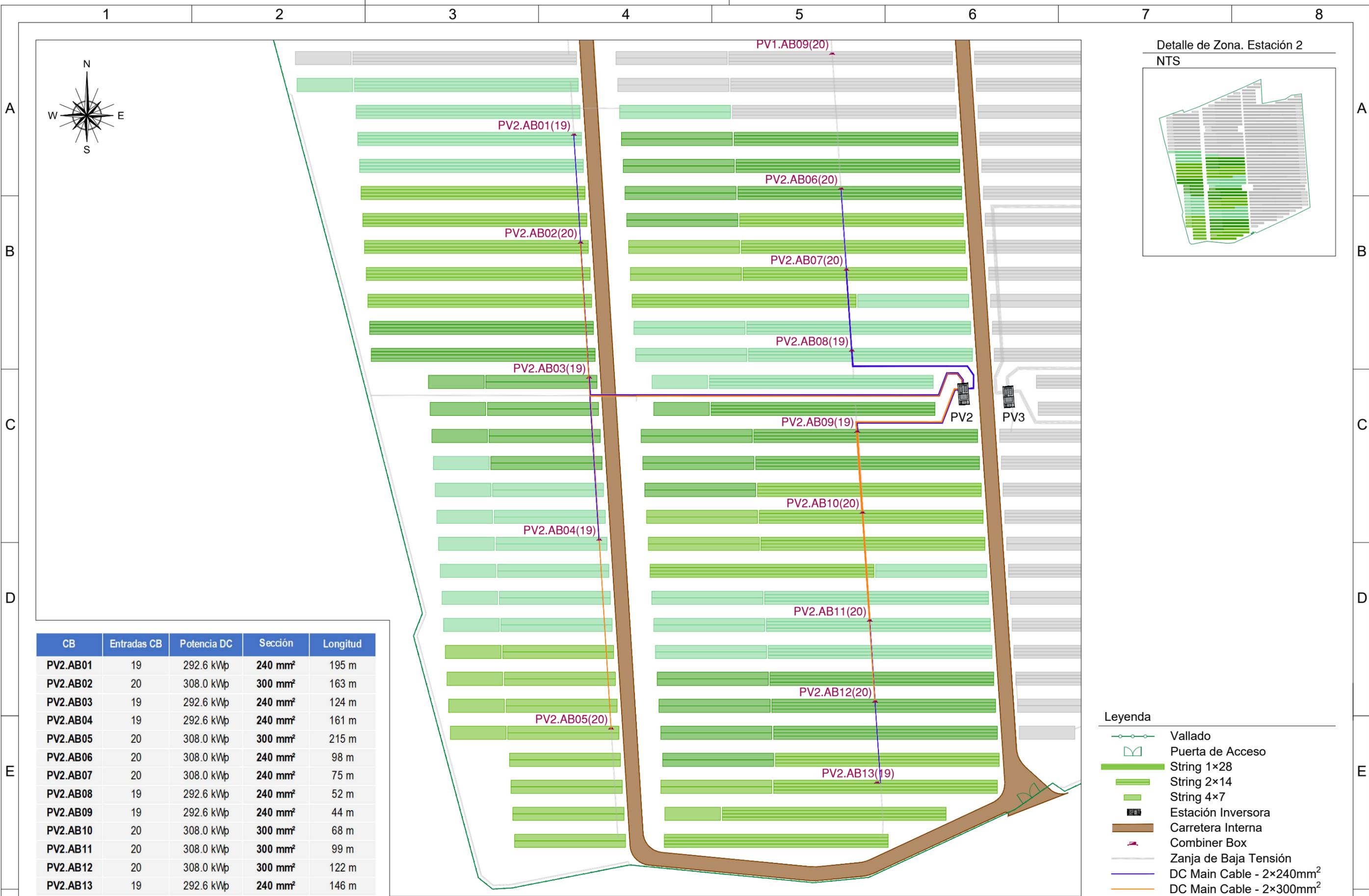
CB	Entradas CB	Potencia DC	Sección	Longitud
PV1.AB01	20	308.0 kWp	300 mm ²	170 m
PV1.AB02	20	308.0 kWp	300 mm ²	131 m
PV1.AB03	20	308.0 kWp	300 mm ²	144 m
PV1.AB04	20	308.0 kWp	240 mm ²	118 m
PV1.AB05	20	308.0 kWp	240 mm ²	95 m
PV1.AB06	20	308.0 kWp	240 mm ²	71 m
PV1.AB07	20	308.0 kWp	240 mm ²	48 m
PV1.AB08	20	308.0 kWp	240 mm ²	60 m
PV1.AB09	20	308.0 kWp	240 mm ²	84 m
PV1.AB10	20	308.0 kWp	240 mm ²	128 m
PV1.AB11	20	308.0 kWp	240 mm ²	113 m
PV1.AB12	19	292.6 kWp	240 mm ²	97 m
PV1.AB13	20	308.0 kWp	240 mm ²	87 m



Leyenda	
	Vallado
	Puerta de Acceso
	String 1x28
	String 2x14
	String 4x7
	Estación Inversora
	Carretera Interna
	Combiner Box
	Zanja de Baja Tensión
	DC Main Cable - 2x240mm ²
	DC Main Cable - 2x300mm ²

A3 - (420 x 297)mm

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA	Proyecto: PROYECTO DE PARQUE FOTOVOLTAICO DE 10,3 MW SITUADO EN VILLANUEVA DE CASTELLÓN (VALENCIA)	Plano: Instalación de Baja Tensión - Estación 1 Autor: Ferran Canet Prats	Fecha: Junio 2023 Escala: 1:1000	Nº Plano: 4			
	1	2	3	4	5	6	7



CB	Entradas CB	Potencia DC	Sección	Longitud
PV2.AB01	19	292.6 kWp	240 mm ²	195 m
PV2.AB02	20	308.0 kWp	300 mm ²	163 m
PV2.AB03	19	292.6 kWp	240 mm ²	124 m
PV2.AB04	19	292.6 kWp	240 mm ²	161 m
PV2.AB05	20	308.0 kWp	300 mm ²	215 m
PV2.AB06	20	308.0 kWp	240 mm ²	98 m
PV2.AB07	20	308.0 kWp	240 mm ²	75 m
PV2.AB08	19	292.6 kWp	240 mm ²	52 m
PV2.AB09	19	292.6 kWp	240 mm ²	44 m
PV2.AB10	20	308.0 kWp	300 mm ²	68 m
PV2.AB11	20	308.0 kWp	300 mm ²	99 m
PV2.AB12	20	308.0 kWp	300 mm ²	122 m
PV2.AB13	19	292.6 kWp	240 mm ²	146 m

- Leyenda**
- Vallado
 - Puerta de Acceso
 - String 1x28
 - String 2x14
 - String 4x7
 - Estación Inversora
 - Carretera Interna
 - Combiner Box
 - Zanja de Baja Tensión
 - DC Main Cable - 2x240mm²
 - DC Main Cable - 2x300mm²

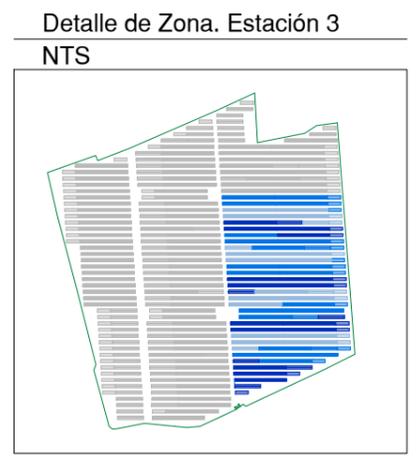
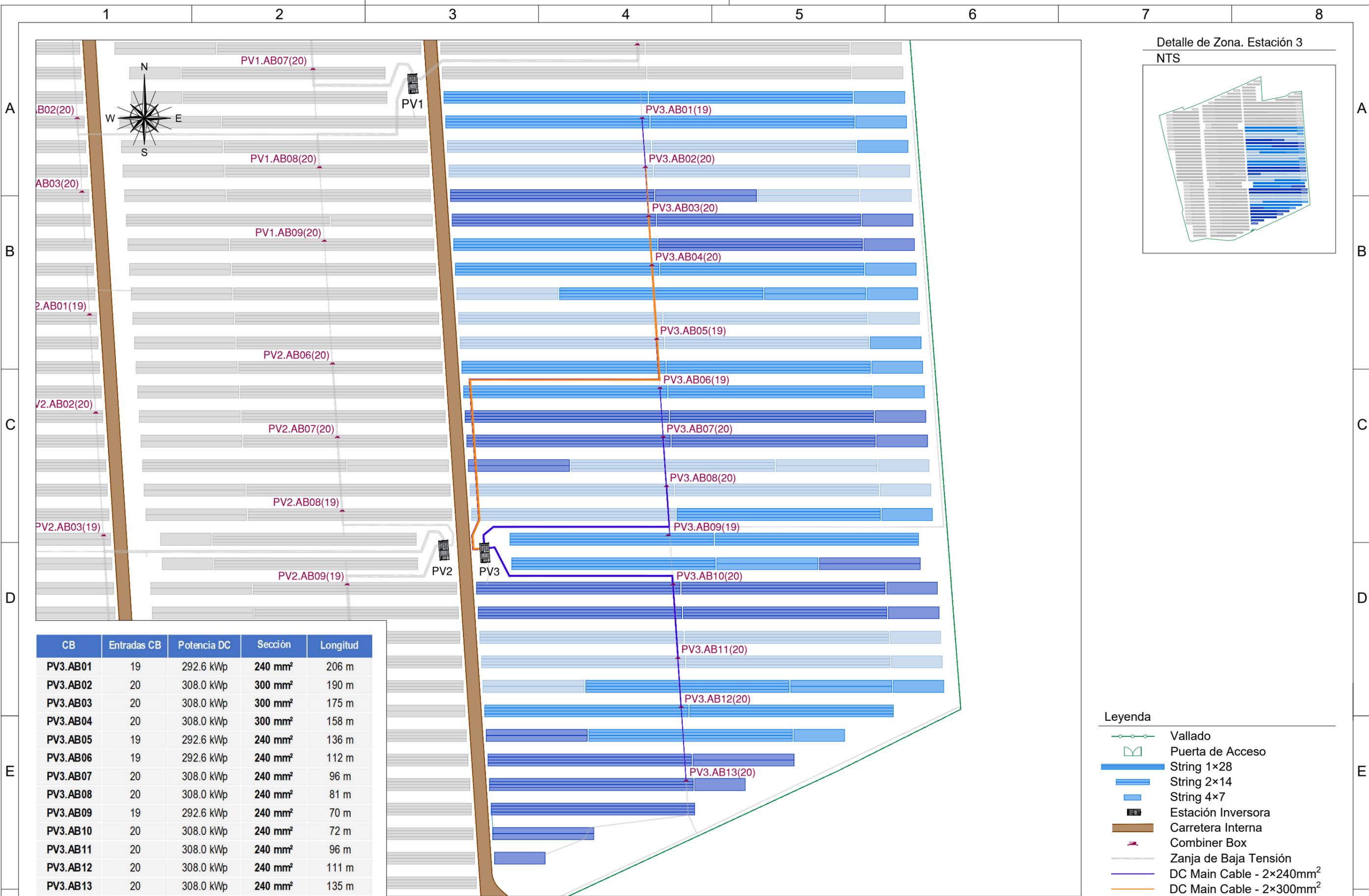
A3 - (420 x 297)mm

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

Proyecto: **PROYECTO DE PARQUE FOTOVOLTAICO DE 10,3 MW SITUADO EN VILLANUEVA DE CASTELLÓN (VALENCIA)**

Plano: **Instalación de Baja Tensión - Estación 2**
 Autor: **Ferran Canet Prats**

Fecha: **Junio 2023**
 Escala: **1:1000**
 Nº Plano: **5**



CB	Entradas CB	Potencia DC	Sección	Longitud
PV3.AB01	19	292.6 kWp	240 mm²	206 m
PV3.AB02	20	308.0 kWp	300 mm²	190 m
PV3.AB03	20	308.0 kWp	300 mm²	175 m
PV3.AB04	20	308.0 kWp	300 mm²	158 m
PV3.AB05	19	292.6 kWp	240 mm²	136 m
PV3.AB06	19	292.6 kWp	240 mm²	112 m
PV3.AB07	20	308.0 kWp	240 mm²	96 m
PV3.AB08	20	308.0 kWp	240 mm²	81 m
PV3.AB09	19	292.6 kWp	240 mm²	70 m
PV3.AB10	20	308.0 kWp	240 mm²	72 m
PV3.AB11	20	308.0 kWp	240 mm²	96 m
PV3.AB12	20	308.0 kWp	240 mm²	111 m
PV3.AB13	20	308.0 kWp	240 mm²	135 m

- Leyenda**
- Vallado
 - Puerta de Acceso
 - String 1x28
 - String 2x14
 - String 4x7
 - Estación Inversora
 - Carretera Interna
 - Combiner Box
 - Zanja de Baja Tensión
 - DC Main Cable - 2x240mm²
 - DC Main Cable - 2x300mm²

A3 - (420 x 297)mm

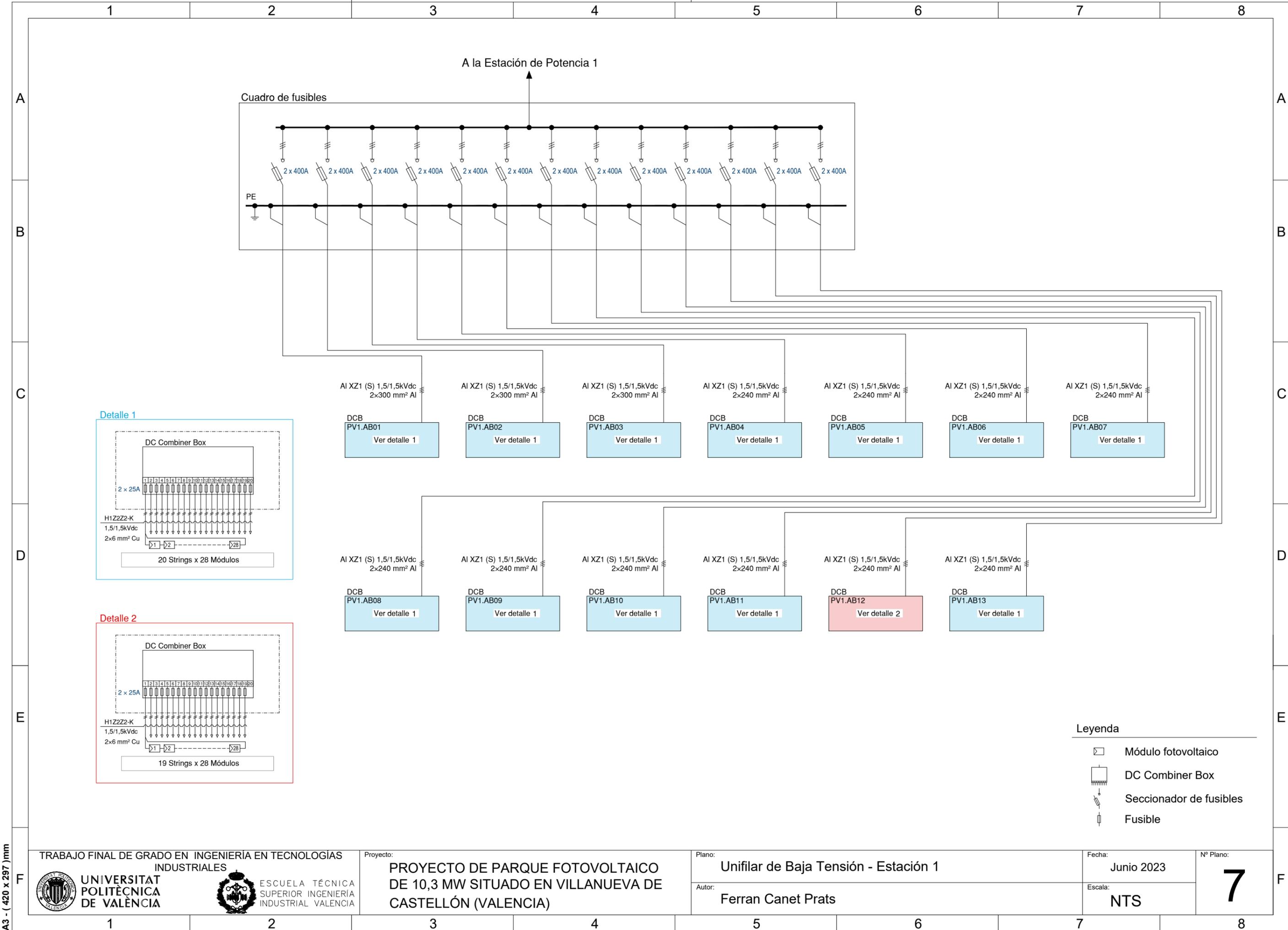
TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

Proyecto: **PROYECTO DE PARQUE FOTOVOLTAICO DE 10,3 MW SITUADO EN VILLANUEVA DE CASTELLÓN (VALENCIA)**

Plano: **Instalación de Baja Tensión - Estación 3**
 Autor: **Ferran Canet Prats**

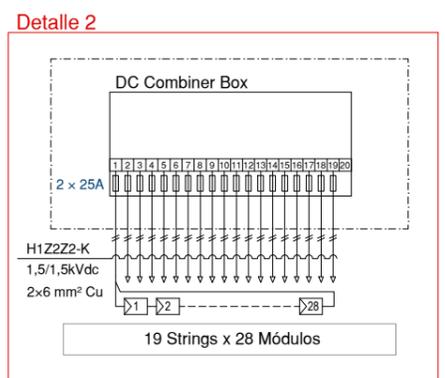
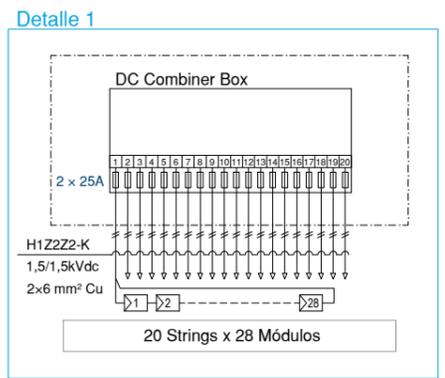
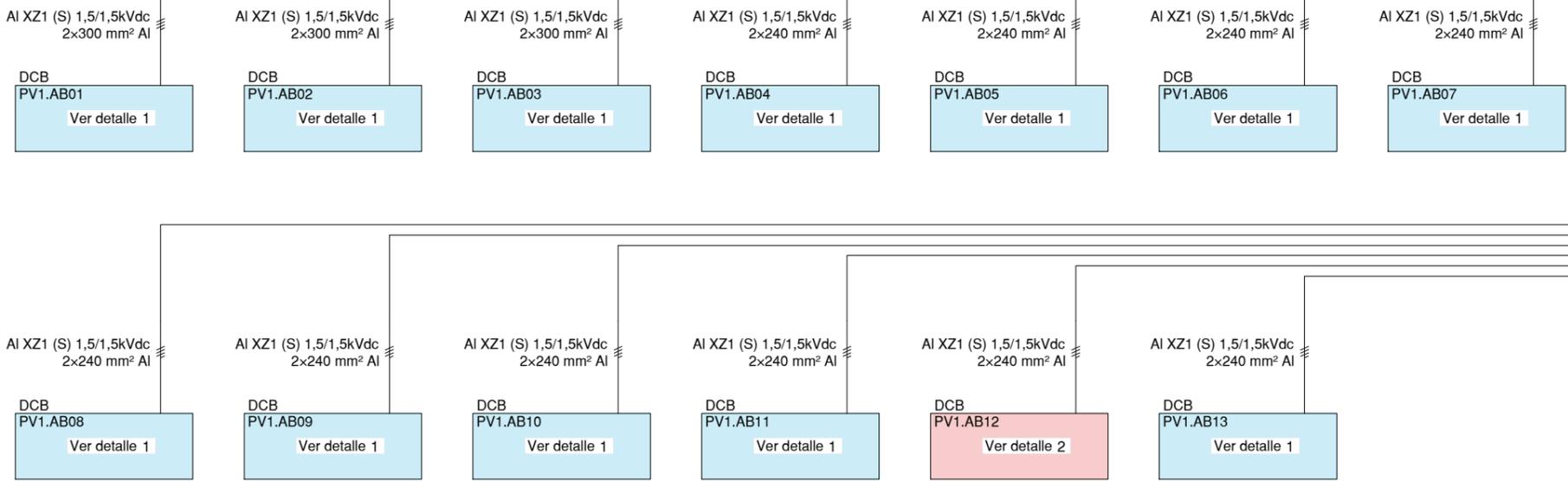
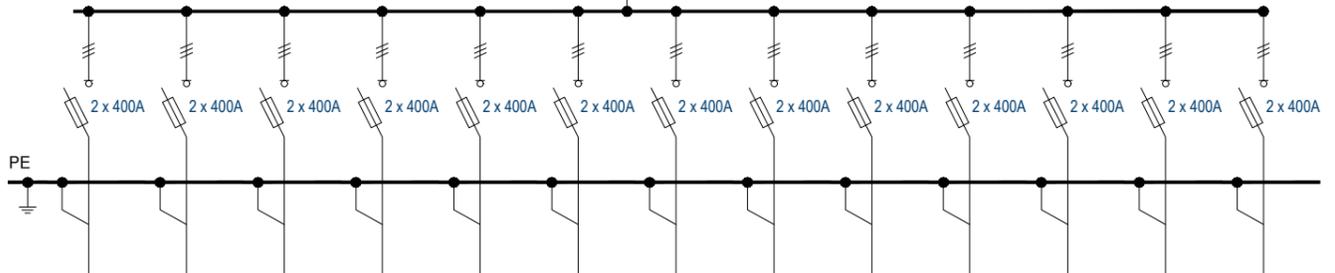
Fecha: **Junio 2023**
 Escala: **1:1100**

Nº Plano: **6**



A la Estación de Potencia 1

Cuadro de fusibles



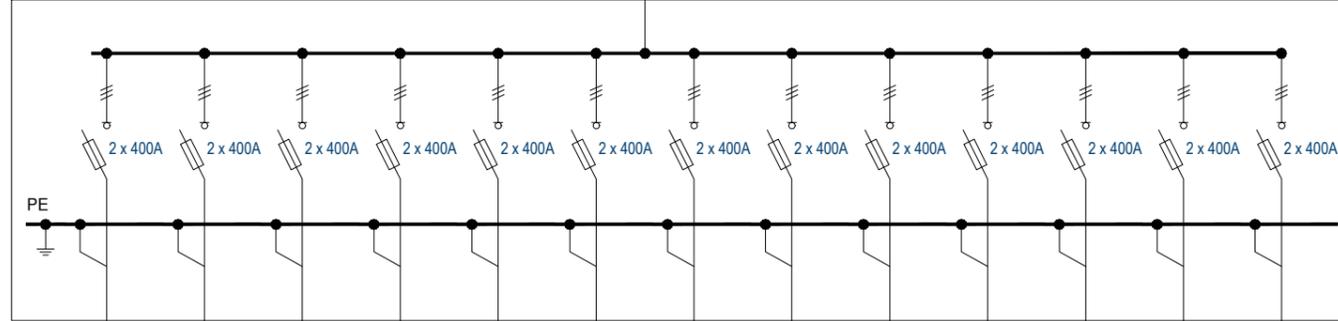
- Legenda**
- Módulo fotovoltaico
 - DC Combiner Box
 - Seccionador de fusibles
 - Fusible

A3 - (420 x 297)mm

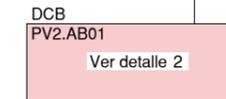
TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES 		Proyecto: PROYECTO DE PARQUE FOTOVOLTAICO DE 10,3 MW SITUADO EN VILLANUEVA DE CASTELLÓN (VALENCIA)			Plano: Unifilar de Baja Tensión - Estación 1 Autor: Ferran Canet Prats		Fecha: Junio 2023 Escala: NTS	7 <small>Nº Plano:</small>
1	2	3	4	5	6	7	8	

A la Estación de Potencia 2

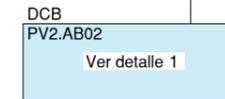
Cuadro de fusibles



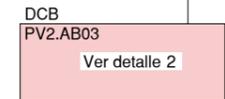
AI XZ1 (S) 1,5/1,5kVdc
2x240 mm² Al



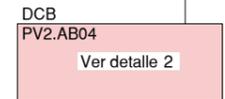
AI XZ1 (S) 1,5/1,5kVdc
2x300 mm² Al



AI XZ1 (S) 1,5/1,5kVdc
2x240 mm² Al



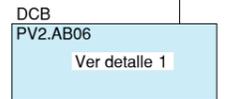
AI XZ1 (S) 1,5/1,5kVdc
2x240 mm² Al



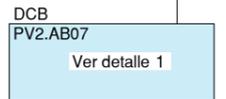
AI XZ1 (S) 1,5/1,5kVdc
2x300 mm² Al



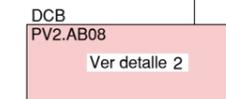
AI XZ1 (S) 1,5/1,5kVdc
2x240 mm² Al



AI XZ1 (S) 1,5/1,5kVdc
2x240 mm² Al



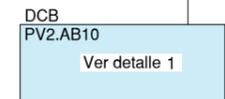
AI XZ1 (S) 1,5/1,5kVdc
2x240 mm² Al



AI XZ1 (S) 1,5/1,5kVdc
2x240 mm² Al



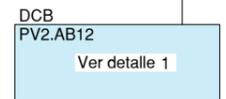
AI XZ1 (S) 1,5/1,5kVdc
2x300 mm² Al



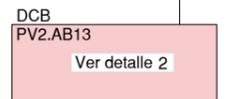
AI XZ1 (S) 1,5/1,5kVdc
2x300 mm² Al



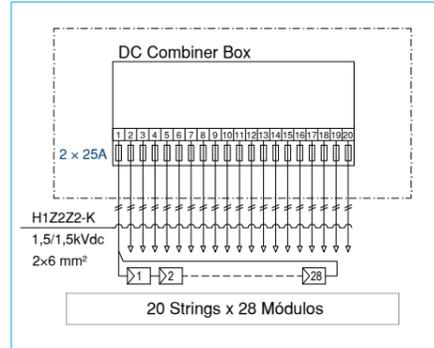
AI XZ1 (S) 1,5/1,5kVdc
2x300 mm² Al



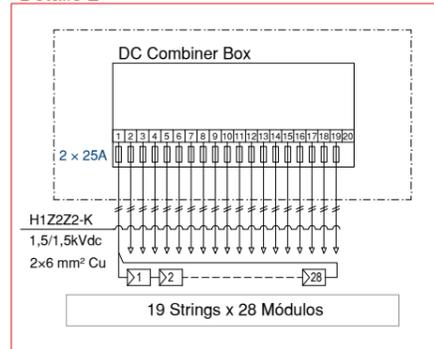
AI XZ1 (S) 1,5/1,5kVdc
2x240 mm² Al



Detalle 1



Detalle 2



Legenda

- Módulo fotovoltaico
- DC Combiner Box
- Seccionador de fusibles
- Fusible

A3 - (420 x 297) mm

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA EN TECNOLOGIAS INDUSTRIALES



ESCUOLA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA

Proyecto:

PROYECTO DE PARQUE FOTOVOLTAICO DE 10,3 MW SITUADO EN VILLANUEVA DE CASTELLÓN (VALENCIA)

Plano:

Unifilar de Baja Tensión - Estación 2

Autor:

Ferran Canet Prats

Fecha:

Junio 2023

Escala:

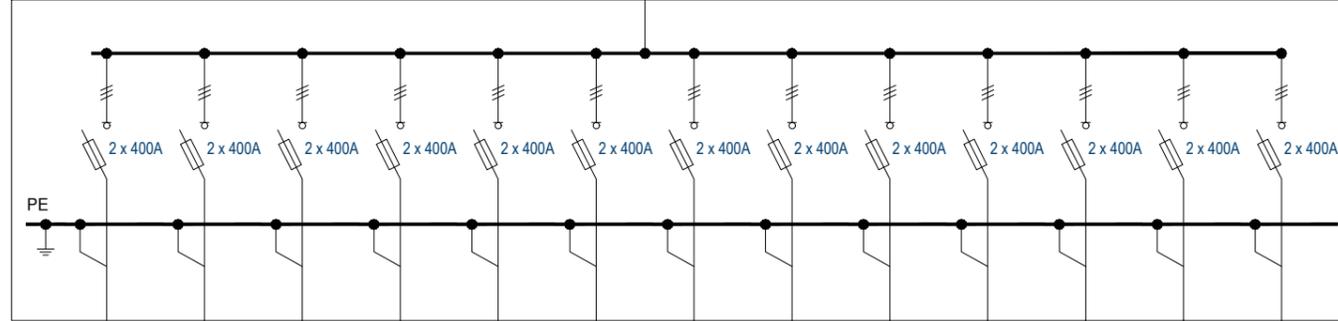
NTS

Nº Plano:

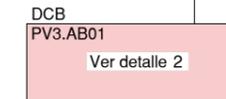
8

A la Estación de Potencia 3

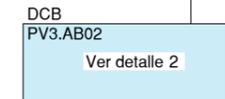
Cuadro de fusibles



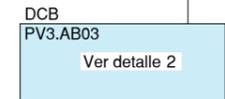
AI XZ1 (S) 1,5/1,5kVdc
2x240 mm² Al



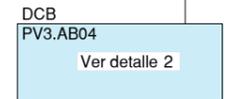
AI XZ1 (S) 1,5/1,5kVdc
2x300 mm² Al



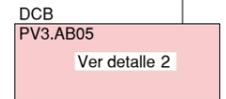
AI XZ1 (S) 1,5/1,5kVdc
2x300 mm² Al



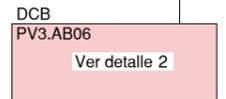
AI XZ1 (S) 1,5/1,5kVdc
2x300 mm² Al



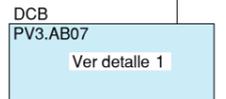
AI XZ1 (S) 1,5/1,5kVdc
2x240 mm² Al



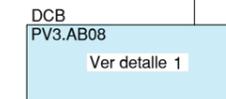
AI XZ1 (S) 1,5/1,5kVdc
2x240 mm² Al



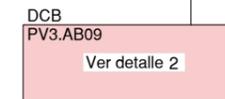
AI XZ1 (S) 1,5/1,5kVdc
2x240 mm² Al



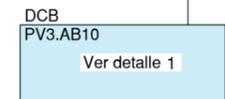
AI XZ1 (S) 1,5/1,5kVdc
2x240 mm² Al



AI XZ1 (S) 1,5/1,5kVdc
2x240 mm² Al



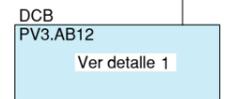
AI XZ1 (S) 1,5/1,5kVdc
2x240 mm² Al



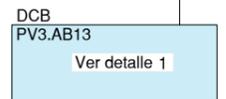
AI XZ1 (S) 1,5/1,5kVdc
2x240 mm² Al



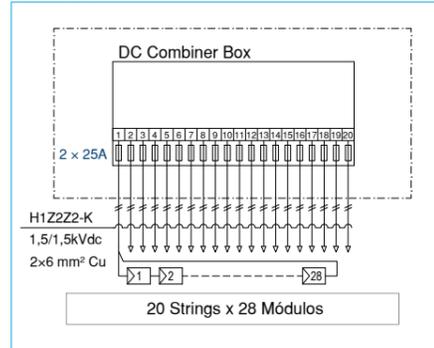
AI XZ1 (S) 1,5/1,5kVdc
2x240 mm² Al



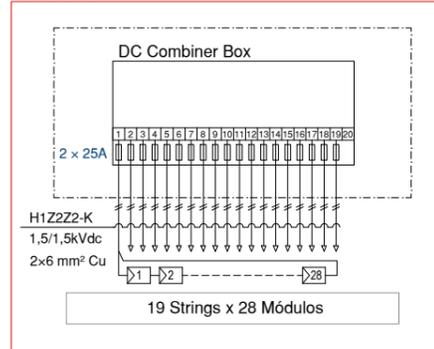
AI XZ1 (S) 1,5/1,5kVdc
2x240 mm² Al



Detalle 1



Detalle 2



Legenda

- Módulo fotovoltaico
- DC Combiner Box
- Seccionador de fusibles
- Fusible

A3 - (420 x 297) mm

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA EN TECNOLOGIAS INDUSTRIALES



ESCUOLA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA

Proyecto:

PROYECTO DE PARQUE FOTOVOLTAICO DE 10,3 MW SITUADO EN VILLANUEVA DE CASTELLÓN (VALENCIA)

Plano:

Unifilar de Baja Tensión - Estación 3

Autor:

Ferran Canet Prats

Fecha:

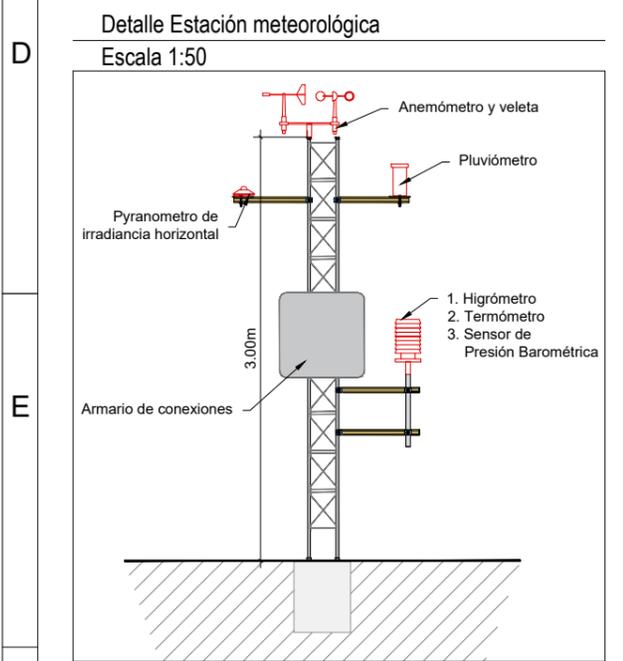
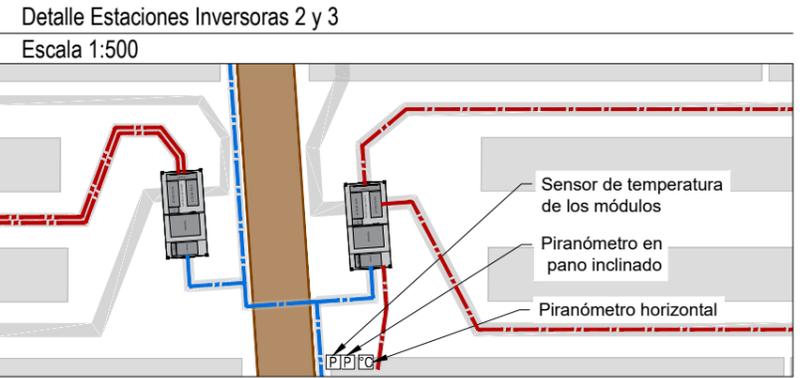
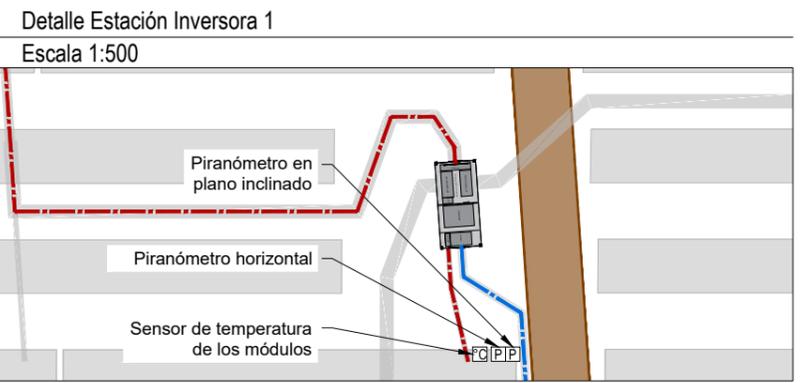
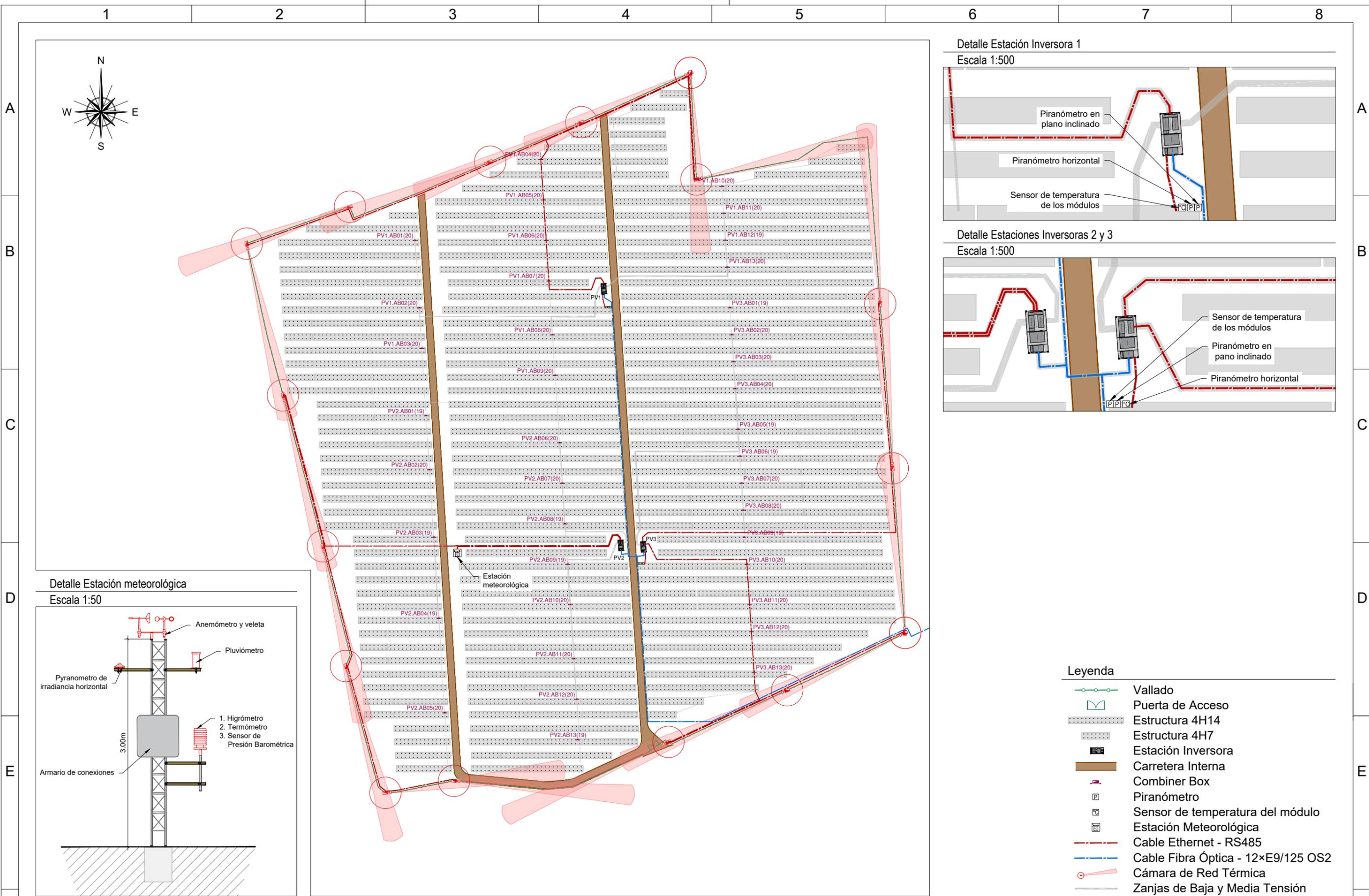
Junio 2023

Escala:

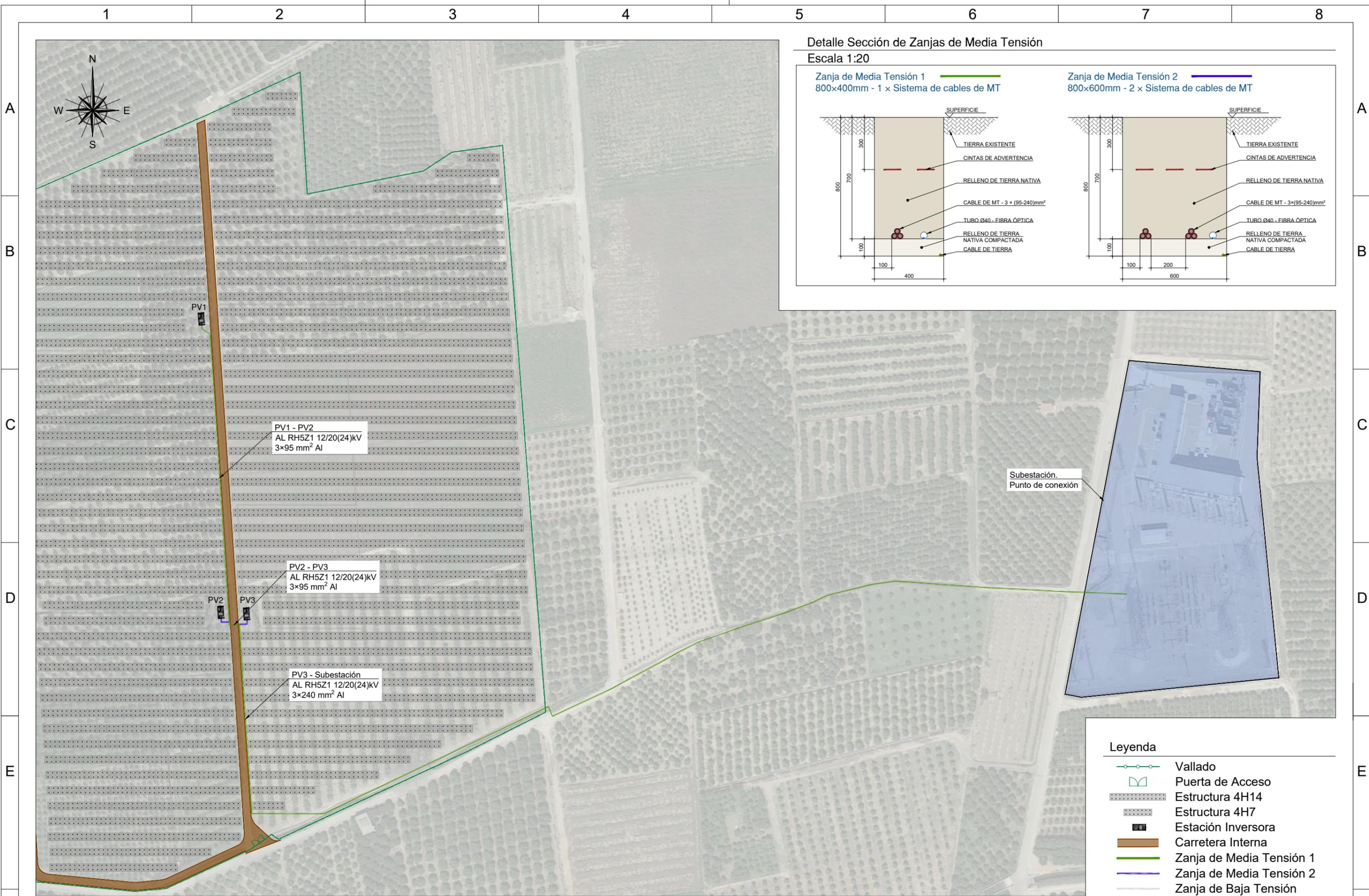
NTS

Nº Plano:

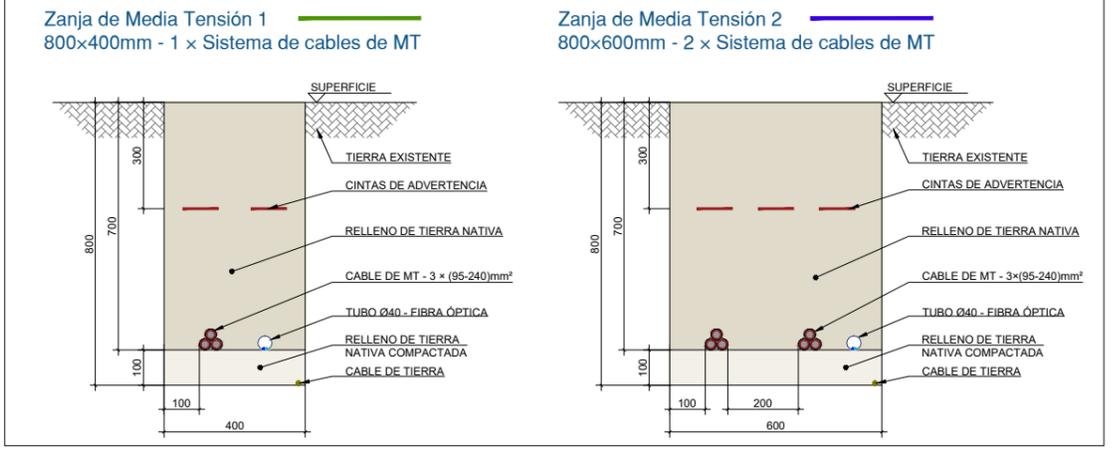
9



- Leyenda**
- Vallado
 - Puerta de Acceso
 - Estructura 4H14
 - Estructura 4H7
 - Estación Inversora
 - Carretera Interna
 - Combiner Box
 - Piranómetro
 - Sensor de temperatura del módulo
 - Estación Meteorológica
 - Cable Ethernet - RS485
 - Cable Fibra Óptica - 12x E9/125 OS2
 - Cámara de Red Térmica
 - Zanjas de Baja y Media Tensión



Detalle Sección de Zanjas de Media Tensión
Escala 1:20



- Leyenda**
- Vallado
 - Puerta de Acceso
 - Estructura 4H14
 - Estructura 4H7
 - Estación Inversora
 - Carretera Interna
 - Zanja de Media Tensión 1
 - Zanja de Media Tensión 2
 - Zanja de Baja Tensión

A3 - (420 x 297) mm

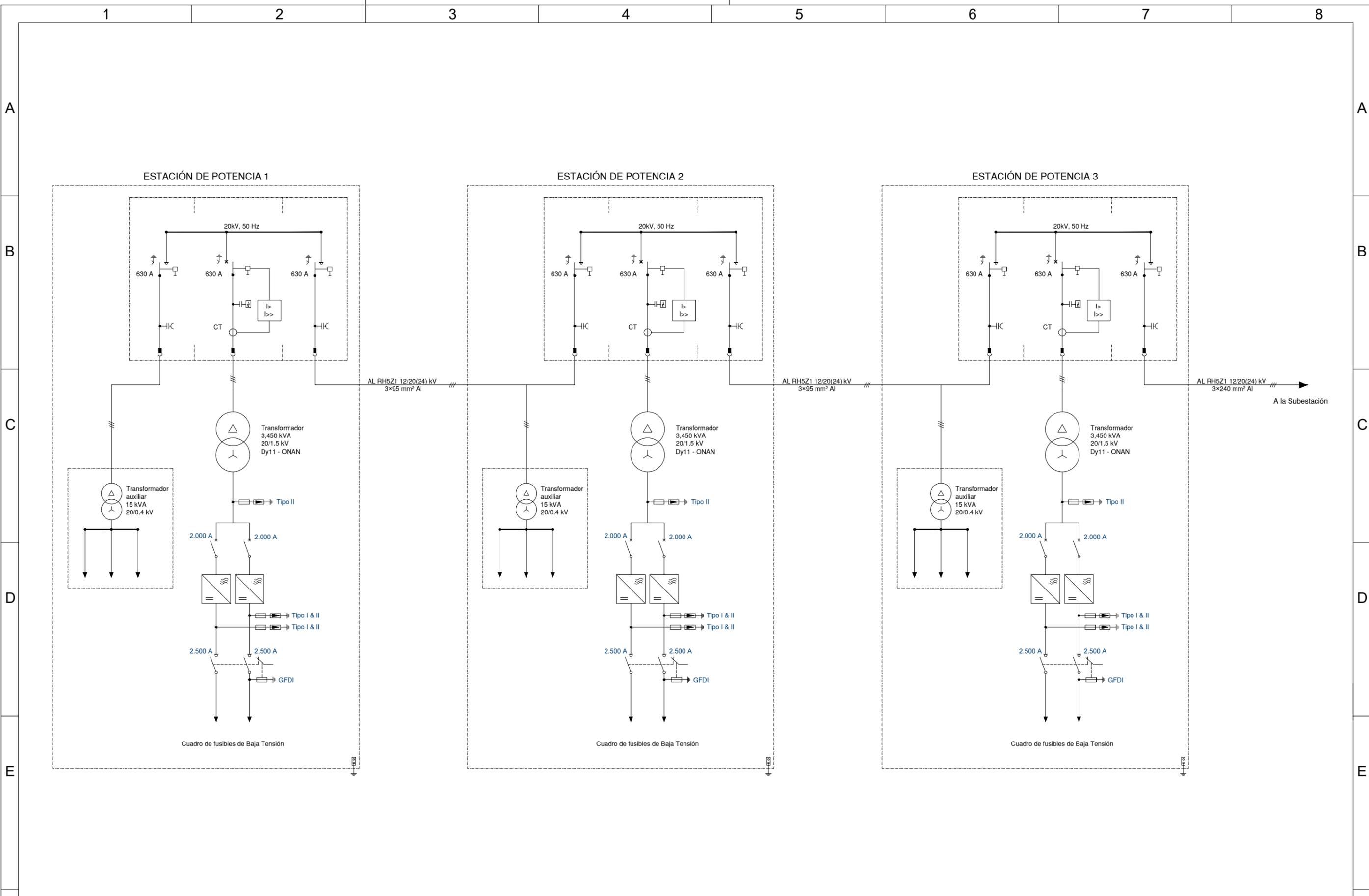
TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

Proyecto: **PROYECTO DE PARQUE FOTOVOLTAICO DE 10,3 MW SITUADO EN VILLANUEVA DE CASTELLÓN (VALENCIA)**

Plano: **Instalación de Media Tensión**
Autor: **Ferran Canet Prats**

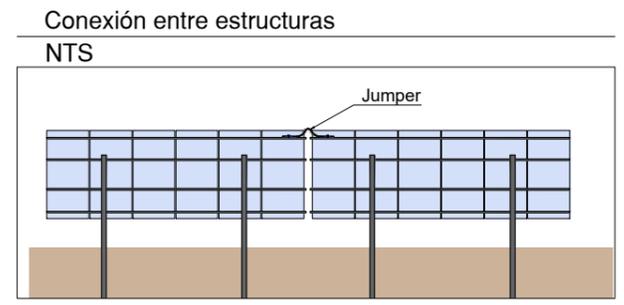
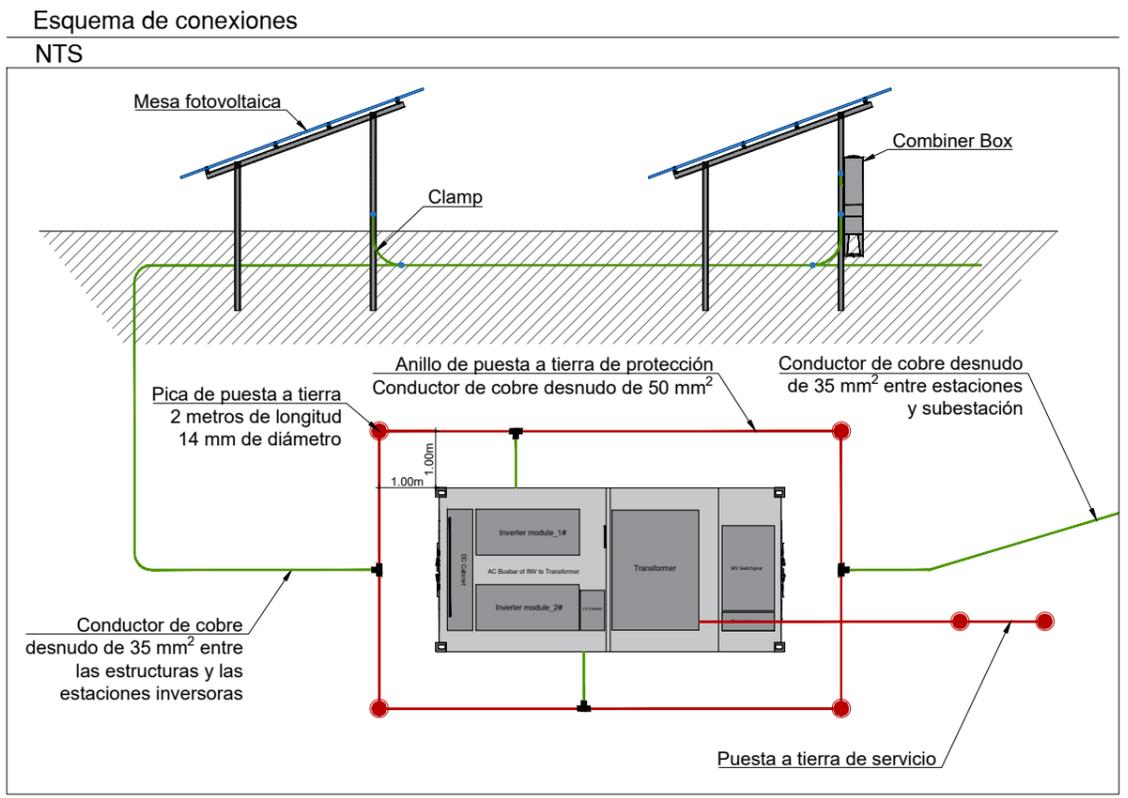
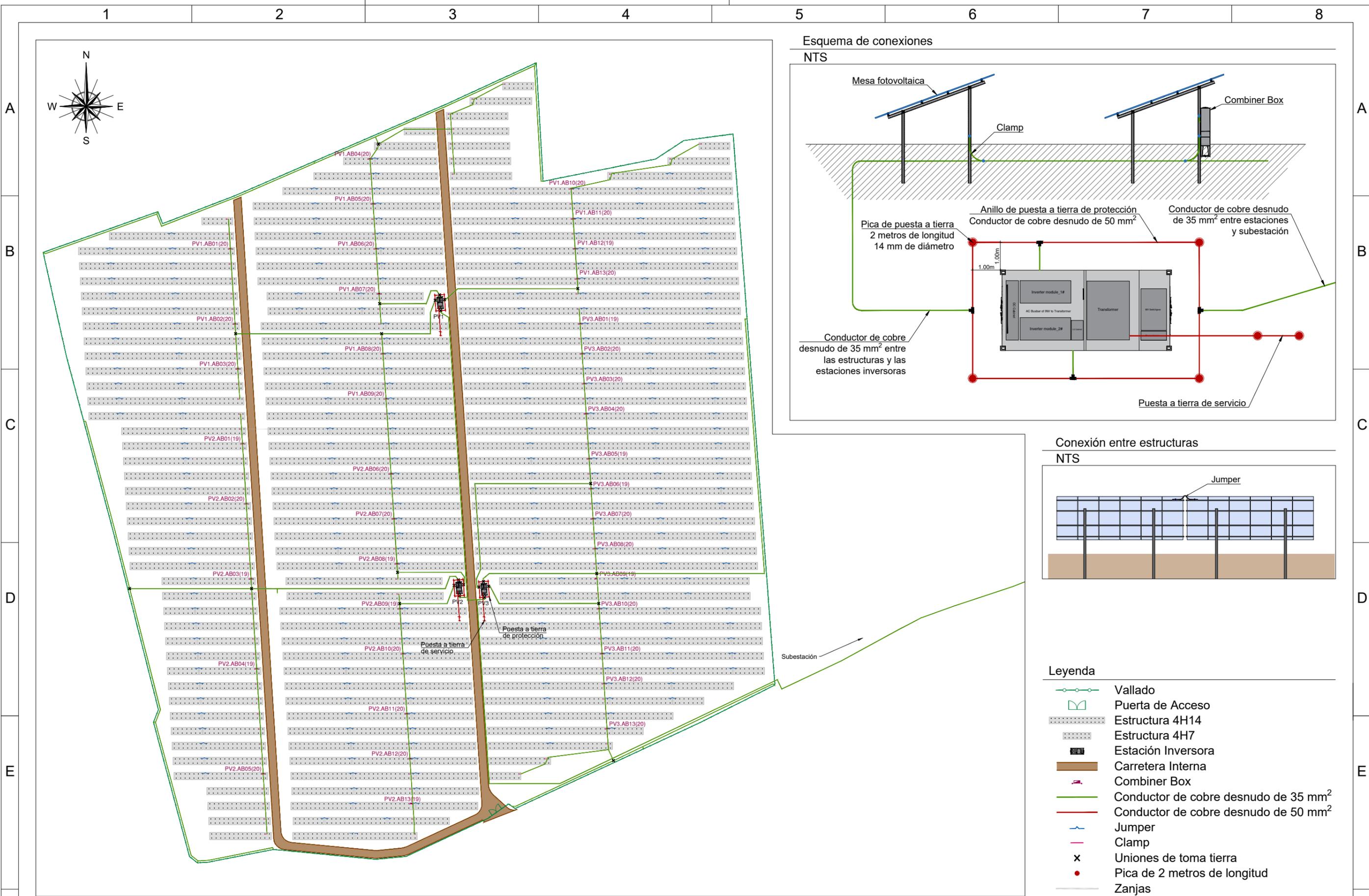
Fecha: **Junio 2023**
Escala: **1:1750**

Nº Plano: **11**



A3 - (420 x 297) mm

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA		Proyecto: PROYECTO DE PARQUE FOTOVOLTAICO DE 10,3 MW SITUADO EN VILLANUEVA DE CASTELLÓN (VALENCIA)	Plano: Diagrama Unifilar de Media Tensión Autor: Ferran Canet Prats	Fecha: Junio 2023 Escala: NTS	Nº Plano: 12		
1	2	3	4	5	6	7	8



- ### Legenda
- Vallado
 - Puerta de Acceso
 - Estructura 4H14
 - Estructura 4H7
 - Estación Inversora
 - Carretera Interna
 - Combiner Box
 - Conductor de cobre desnudo de 35 mm²
 - Conductor de cobre desnudo de 50 mm²
 - Jumper
 - Clamp
 - Uniones de toma tierra
 - Pica de 2 metros de longitud
 - Zanjas

A3 - (420 x 297) mm



TRABAJO FIN DE MÁSTER EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

PROYECTO DE PARQUE FOTOVOLTAICO DE 10,3 MW SITUADO EN VILLANUEVA DE CASTELLÓN (VALENCIA)

5 PLIEGO DE CONDICIONES

AUTOR: FERRAN CANET PRATS

TUTOR: CARLOS VARGAS SALGADO

Curso académico: 2023-24



5.1 INTRODUCCIÓN

Se describen en el presente pliego las obras objeto del Proyecto del parque fotovoltaico de 10,3 MW de Villanueva de Castellón.

Todas las obras se ajustarán a los Planos, al presente Pliego de Prescripciones, al presupuesto, así como al resto de documentos. No obstante, en el replanteo de las obras o durante la ejecución de estas, la Dirección de la Obra podrá introducir las modificaciones que crea convenientes para su mejor realización

5.2 CONDICIONES QUE DEBEN CUMPLIR LOS MATERIALES

Todos los materiales empleados deberán ser de primera calidad y atenerse estrictamente a las especificaciones de este Pliego.

Una vez adjudicada la obra definitivamente y antes de la instalación, el Contratista presentará al Técnico Encargado catálogos, hojas de datos técnicos y muestras de los diferentes materiales. No se podrán emplear materiales sin que previamente hayan sido aceptados por la Dirección de Obra.

Se realizarán los análisis y pruebas que se ordenen de parte de la Dirección de Obra, los cuales se ejecutarán en los laboratorios que elija la Dirección.

Los ensayos de los materiales eléctricos se realizarán de acuerdo con la norma UNE o proyecto de Norma UNE publicada por el Instituto de Racionalización y Normalización (IRANOR) y en caso de que no existan, por aquellas pruebas que constituyen norma de buena construcción en el elemento ensayado.

Responderán todos los materiales a las características de tensión, intensidades, aislamientos y demás pruebas figurados en este Proyecto.

En el caso de que las marcas ofrecidas por el Contratista no reunieran a juicio del Directo de Obra suficiente garantía, éste escogerá el material de fabricantes nacionales, dentro de los tres que en cada caso y a su juicio, ofrezcan mayor garantía y aún en este caso exigirá cuantas pruebas oficiales y certificados se precisen para comprobar con total exactitud que el material es idóneo para el trabajo a que se destinó

5.3 RECEPCIÓN DE LOS MATERIALES

Los materiales deberán cumplir lo dispuesto en este pliego y en la normativa referenciada. La recepción podrá hacerse directamente en obra o bien desplazándose una persona autorizada a fábrica. Las comprobaciones o ensayos se realizarán por muestreo dentro de cada lote de fabricación. El resultado del muestreo se asignará al total del lote para su aceptación o rechazo.

Para la Recepción de las obras una vez terminadas, el Director de Obra y los representantes de la Propiedad, procederán a efectuar los reconocimientos y ensayos que estimen necesarios para comprobar que las obras han sido ejecutadas con sujeción al presente Proyecto, las modificaciones autorizadas y a las órdenes de la Dirección de Obra.

5.4 COMPONENTES

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

La instalación fotovoltaica no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable. El funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la instalación y de la red de distribución o transporte.

Los materiales ubicados en la intemperie se encontrarán debidamente protegidos contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar, la humedad y la corrosión.

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

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores y etiquetas de estos se encontrarán correctamente ubicados e identificados en la lengua oficial del emplazamiento, el español.

5.4.1 Módulos fotovoltaicos

Todos los módulos fotovoltaicos que formen parte de la instalación serán del mismo modelo.

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 y UNE-EN 61730-2 para módulos fotovoltaicos de silicio cristalino de uso terrestre, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

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

Los módulos fotovoltaicos deberán llevar diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales. La caja de conexiones dispondrá de un grado de protección IP65.

Los marcos laterales serán de aluminio anodizado.

Para que un módulo resulte aceptable su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del +5 % de los correspondientes valores nominales de catálogo.

La estructura del generador se conectará a tierra mediante su atornillado a las estructuras.

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

Se realizarán ensayos de los módulos fotovoltaicos en STC, en STC tras estabilización previa y en condiciones de baja irradiancia, en laboratorio acreditado del 0,5 % del total de módulos fotovoltaicos suministrados.

La tensión de aislamiento del sistema será de 1500 voltios.

5.4.2 Estructura

Las estructuras deberán dar cumplimiento a lo obligado por las Normas Europeas de la Edificación (Eurocode). Las estructuras soporte, con los módulos instalados, resistirán las sobrecargas de viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en estas normas.

Las estructuras serán del tipo hincado. El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos fotovoltaicos, siguiendo las indicaciones de montaje del fabricante.

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

La estructura estará protegida superficialmente contra la acción de los agentes ambientales, siendo esta de acero inoxidable. La tornillería será de acero inoxidable.

El borde inferior de las estructuras estará como mínimo a 1 metro por encima del suelo, por lo que el terreno se puede utilizar para cultivar o para el ganado. Al mismo tiempo, esta altura mínima garantizada facilitará labores de operación y mantenimiento, facilitará una correcta ventilación de los módulos fotovoltaicos y evitará sombreados no deseados producidos por variaciones en vegetación o posibles objetos.

Los toques de sujeción de módulos fotovoltaicos y la propia estructura no arrojarán sombras sobre los módulos fotovoltaicos. Ningún elemento próximo al generador fotovoltaico arrojará sombras sobre estos.

5.4.3 Estación de Potencia

Será del tipo conexión a la red eléctrica con una potencia de entrada variable para que sea capaz de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las Estaciones de Potencia cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.

- Sobretensiones mediante varistores.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor deberá inyectar en red, potencias mayores del 10 % de su potencia nominal.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada será igual a la unidad para potencias entre el 15 y el 100% de la potencia nominal. Posibilidad de modificar el coseno de fi.

Las Estaciones de Potencia tendrán un grado de protección IP 54, mientras que el inversor tendrá el grado de protección IP 65, valores adecuados para su instalación a la intemperie. Se recomienda evitar ambientes corrosivos.

Los inversores estarán garantizados para operación en condiciones nominales bajo las siguientes condiciones ambientales: entre -35 °C y 60 °C de temperatura ambiente y entre 0 % y 100 % de humedad relativa.

El inversor cumplirá con los siguiente requisitos de seguridad:

- IEC 62109
- IEC 61727
- IEC 62116
- Mercado CE

La distorsión armónica será inferior al 3 % para la potencia nominal, acorde a la norma IEC 61000-3-4.

La eficiencia europea de los inversores será del 98,7 %. La eficiencia máxima es del 99 %.

5.5 MATERIALES DE PROTECCIÓN

5.5.1 Tubos

Los tubos serán de polietileno de doble pared (corrugada exterior y lisa interior) y diámetro interior 40 milímetros, según la norma UNE 50086.2.4, aptos para canalizaciones subterráneas de energía eléctrica, e irán colocados sobre el fondo de la zanja unidos mediante manguitos, no sobrepasando una ovalización del 6 %, según norma NI 52.95.03.

5.5.2 Cintas de atención al cableado eléctrico

Cinta de polietileno con resistencia mínima a la tracción 100 kg/cm² en la sección longitudinal, de color amarillo-naranja. Sus dimensiones son 15 centímetros de anchura, 1 milímetro de espesor y se suministra en rollos de 500 metros. Norma NI 52.95.01.

5.6 DOCUMENTACIÓN Y MARCAS

5.6.1 Marcas

Todos los elementos de cableado deben llevar en su parte visible las siguientes marcas:

- Sección nominal del conductor.
- Características de las protecciones, tanto de la pantalla, cubierta y sección de aislamiento.
- Fecha de fabricación.
- Identificación del fabricante.
- Indicador de operación.
- Nomenclatura del cable.

5.6.2 Documentación

Para cada modelo o tipo de material se entregará, de cada sección la siguiente documentación:

- Certificado de ensayo según se definió.
- Descripción del accesorio, operación y componentes.

Para cada pedido:

- Certificado de los ensayos de cada partida
- Detalle de las características diferenciales del pedido.
- Certificado del ensayo de los materiales.

5.7 EJECUCIÓN DE LAS OBRAS

5.7.1 Canalizaciones

En atención a las normas particulares de la empresa distribuidora, las dimensiones de las zanjas tipo por donde discurre el conductor subterráneo tendrá las medidas que se indican en los planos en función de la zona por donde discurren y la cantidad de circuitos que en estas discurren.

Estará constituida por tubo corrugado de polietileno de alta densidad de doble capa de diámetro 40 milímetros, dispuestos sobre una capa de 10 centímetros de tierra lisa, limpia y exenta de sustancias perjudiciales. Las características de estos tubos serán las establecidas en la NI 52.95.03.

En cada uno de los tubos se instalará un solo circuito, excepto para el caso del cable solar donde pueden coexistir hasta 8 strings. Se evitará en la medida de lo posible los cambios de dirección.

5.7.2 Replanteo

Una vez efectuado el diseño, cálculo de la instalación y la elección de materiales a emplear, todo ello justificado en el correspondiente proyecto, previo al comienzo de las obras e instalación de canalización, procede el replanteo del trazado proyectado con el fin de acomodar éste a la situación real que se dé en el momento de la instalación.

En el acta de replanteo se recogerán las siguientes acciones:

- Determinación del trazado definitivo de las canalizaciones.



- Reconocimiento de la naturaleza del terreno.
- Situación de otras instalaciones, ya sean subterráneas (agua, alcantarillado, gas, etc.), o bien de superficie sobre viales afectados (caños, alcantarillas, cámaras, etc.).
- Confección de planos detallados para la ejecución de obra.
- Indicación de especificaciones de montaje de los elementos de la canalización, obras de equipamiento y protecciones a realizar. De todo replanteo se levantará el acta correspondiente.

5.7.3 Viales

Deberán existir viales en el campo generador fotovoltaico para un adecuado desarrollo de labores de operación y mantenimiento y vigilancia presencial. Se desarrollarán los viales interiores mostrados en los planos. Los viales serán de zahorra natural. La anchura de éstos será de 4 metros.

Se define como zahorra natural el material formado por áridos no triturados, suelos granulares, o una mezcla de ambos, cuya granulometría es de tipo continuo. Su ejecución incluye las siguientes operaciones:

- Preparación y comprobación de la superficie de asientos.
- Aportación del material.
- Extensión, humectación, si procede, y compactación de cada tongada.
- Refino de la superficie de la última tongada.

Los materiales serán áridos no triturados procedentes de graveras o depósitos naturales, o bien suelos granulares, o una mezcla de ambos. También podrán utilizarse productos inertes de desecho industrial.

Los materiales estarán exentos de terrones de arcilla, materia vegetal, marga u otras materias extrañas.

5.7.4 Zanjas

5.7.4.1 Zanjas tipo

Durante la excavación con medios mecánicos, las zanjas a efectuar para la instalación de canalización serán lo más rectas posibles, siguiendo el trazado mostrado en los planos.

Es aconsejable controlar cada 15 metros la profundidad y anchura de la zanja no admitiéndose desviaciones superiores al 10 % sobre lo especificado en el proyecto.

Si la capacidad portante del fondo es baja, y como tal se entenderá aquella cuya carga admisible sea inferior a 0,5 kg/cm², deberá mejorarse el terreno mediante sustitución o modificación.

La modificación o consolidación del terreno se efectuará mediante la adición del material seleccionado al suelo original y posterior compactación. Se podrán emplear zahorras, arenas y otros materiales inertes, con un tamaño máximo del árido de 33 milímetros.

No se abrirá una longitud superior a 100 metros sin instalar y tapar la canalización. Asimismo, se procurará que el fondo no se esponje ni sufra hinchamiento, compactándolo en otro caso hasta su densidad original.

Antes de proceder al comienzo de los trabajos, se marcarán las zonas donde se abrirán las zanjas marcando tanto su anchura como su longitud.

Antes de proceder a la apertura de las zanjas se abrirán catas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto.

5.7.4.2 Suministro y colocación de la protección de tierra limpia en la zanja

La tierra que se utilice para la protección de los cables estará limpia, exenta de sustancias orgánicas, arcilla, para lo cual, si fuese necesario se tamizará o lavará convenientemente. Se utilizará tierra procedente de la excavación de las zanjas.

En el lecho de la zanja irá una capa de 10 centímetros de espesor de tierra, sobre la que se situará el cable. Por encima del cable irá otra capa del mismo material de 10 centímetros. Ambas capas ocuparán la anchura total de la zanja.

5.7.4.3 Colocación de la cinta de “Atención al cable”

En las canalizaciones, salvo en cruces de calzada, se advertirá la presencia del tendido con la cinta de atención al cableado eléctrico, anteriormente mencionada. Esta está formada por una banda de PVC, la cual lleva impresa la advertencia de la existencia y peligro de la conducción eléctrica.

Se instala a 30 centímetros de la superficie, entre dos capas de relleno de tierras.

Una vez colocadas las protecciones del cable, señaladas anteriormente, se rellenará toda la zanja con el material procedente de la excavación siempre que la Dirección Técnica lo considere apropiado. El relleno consiste en tierra extraída de la creación de las zanjas, sin necesidad de tamizado ni limpieza.

Las tierras sobrantes de las zanjas, debido al volumen introducido en cables, así como el esponje normal del terreno, serán retiradas y llevadas a vertedero. El lugar de trabajo quedará libre de dichas tierras y completamente limpio.

5.7.5 Reconocimiento de las obras

Durante la realización de la obra, antes de aprobar cada partida se habrá procedido a realizar las siguientes comprobaciones:

- La profundidad y dimensiones de las zanjas.
- El valor de la resistencia de la puesta a tierra.
- Secciones y tipos de los conductores utilizados.
- La distancia entre conductores.
- La distancia de los conductores al extremo de las zanjas y a otros servicios.
- La calidad de la tierra
- La compactación de las tierras que debe alcanzar el 98 % del Proctor modificado.
- El espesor de la capa de tierra.



- El espesor de la capa de tierra y su composición exenta de piedras.
- La existencia de la cinta de atención al cable.
- La naturaleza de los empalmes.
- Comprobación de la aparamenta de alta tensión.
- La distancia de los conductores a masa.

Antes de la Recepción de las obras, el Contratista retirará de las mismas todos los materiales sobrantes, restos, embalajes, bobinas de cables, medios auxiliares, tierras sobrantes de excavaciones y escombros hasta dejarlas completamente limpias y despejadas.

Se comprobará que los materiales coinciden con los admitidos por el Director de Obra en el control previo y se corresponden con las muestras que tenga en su poder, si las hubiera, y no hayan sufrido deterioro en su aspecto o funcionamiento. Igualmente se comprobará que la construcción de las obras y el montaje de todas las instalaciones eléctricas han sido ejecutadas de modo correcto y terminadas completamente. En particular se tienen que verificar los siguientes puntos:

- Forma de ejecución de los terminales, empalmes, derivaciones y conexiones en general.
- Tipos y características de tensión e intensidad nominales y funcionamiento de los aparatos de maniobra, mando, protección y medida.
- Compactación de las zanjas y reposición de firmes y pavimentos afectados.
- Geometría de las obras.

Una vez realizada la obra y las comprobaciones anteriormente indicadas, se redactará el Acta de Recepción de la obra, a la que se unirá su correspondiente acta de pruebas.

5.8 PRUEBAS DE RECEPCIÓN

Antes de la puesta en servicio de las instalaciones y según se establece en la normativa vigente, es necesario la realización de las pruebas de la instalación reglamentarias para cada uno de los ítems incluidos en el presente Pliego de Condiciones Técnicas.

No se efectuará la recepción de las instalaciones sin la realización previa de las pruebas obligatorias según la norma UNE de aplicación.

Se verificará que todo el cableado sea de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado de acuerdo con la IEC 60502. El cableado a utilizar dispondrá de un nivel de aislamiento de hasta 1500 voltios en corriente continua.

Los cables de baja tensión llevarán implícitas las siguientes pruebas:

- Prueba de resistencia de Aislamiento entre fase y neutro.
- Continuidad de los conductores en todo su recorrido.
- Pruebas de los cables con tensión sin carga.



TRABAJO FIN DE MÁSTER EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

PROYECTO DE PARQUE FOTOVOLTAICO DE 10,3 MW SITUADO EN VILLANUEVA DE CASTELLÓN (VALENCIA)

6 ANEXOS

AUTOR: FERRAN CANET PRATS

TUTOR: CARLOS VARGAS SALGADO

Curso académico: 2023-24

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Parque fotovoltaico de 10,3 MW

Variante: 4.00 metros

Sistema de mesas sobre terreno al aire libre

Potencia del sistema: 11.84 MWp

Villanueva de Castellón - España



Proyecto: Parque fotovoltaico de 10,3 MW

Variante: 4.00 metros

PVsyst V7.3.4

VC2, Fecha de simulación:
27/02/23 15:47
con v7.3.2

Resumen del proyecto

Sitio geográfico	Situación	Configuración del proyecto
Villanueva de Castellón España	Latitud 39.06 °N Longitud -0.53 °W Altitud 40 m Zona horaria UTC+1	Albedo 0.20
Datos meteo Villanueva de Castellón Meteonorm 8.0 (2004-2013), Sat=100% - Synthetic		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red	Sistema de mesas sobre terreno al aire libre	
Orientación campo FV Plano fijo Inclinación/Azimut 35 / 0 °	Sombreados cercanos Según las cadenas Efecto eléctrico 80 %	Necesidades del usuario Carga ilimitada (red)
Información del sistema Generador FV Núm. de módulos 21532 unidades Pnom total 11.84 MWp	Inversores Núm. de unidades 3 unidades Pnom total 10.31 MWca Proporción Pnom 1.149	

Resumen de resultados

Energía producida 18722.22 MWh/año	Producción específica 1581 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 79.92 %
------------------------------------	--	-----------------------------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	4
Resultados principales	5
Diagrama de pérdida	6
Gráficos predefinidos	7



Proyecto: Parque fotovoltaico de 10,3 MW

Variante: 4.00 metros

PVsyst V7.3.4

VC2, Fecha de simulación:
27/02/23 15:47
con v7.3.2

Parámetros generales

Sistema conectado a la red		Sistema de mesas sobre terreno al aire libre	
Orientación campo FV		Configuración de cobertizos	
Orientación		Núm. de cobertizos	420 unidades
Plano fijo		Tamaños	
Inclinación/Azimut	35 / 0 °	Espaciado entre cobertizos	7.79 m
		Ancho de colector	4.62 m
		Proporc. cob. suelo (GCR)	59.4 %
		Ángulo límite de sombreado	
		Ángulo límite de perfil	33.5 °
Horizonte		Sombreados cercanos	
Horizonte libre		Según las cadenas	
		Efecto eléctrico	80 %
		Modelos usados	
		Transposición	Perez
		Difuso	Perez, Meteororm
		Circunsolar	separado
		Necesidades del usuario	
		Carga ilimitada (red)	

Características del generador FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Longi Solar	Fabricante	Sungrow
Modelo	LR5-72HPH-550M G2	Modelo	SG3400-HV-20
(Base de datos PVsyst original)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	550 Wp	Unidad Nom. Potencia	3437 kWca
Número de módulos FV	21532 unidades	Número de inversores	3 unidades
Nominal (STC)	11.84 MWp	Potencia total	10311 kWca
Módulos	769 Cadenas x 28 En series	Voltaje de funcionamiento	875-1300 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Potencia máx. (=>25°C)	3593 kWca
Pmpp	10.85 MWp	Proporción Pnom (CC:CA)	1.15
U mpp	1058 V		
I mpp	10253 A		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	11843 kWp	Potencia total	10311 kWca
Total	21532 módulos	Potencia máx.	10779 kWca
Área del módulo	55623 m ²	Número de inversores	3 unidades
Área celular	51634 m ²	Proporción Pnom	1.15

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida térmica		Pérdidas de cableado CC		Pérdida de calidad módulo				
Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global	1.7 mΩ	Frac. de pérdida	-0.8 %			
Uc (const)	20.0 W/m ² K	Frac. de pérdida	1.5 % en STC					
Uv (viento)	0.0 W/m ² K/m/s							
Pérdidas de desajuste de módulo		Pérdidas de desajuste de cadenas						
Frac. de pérdida	2.0 % en MPP	Frac. de pérdida	0.1 %					
Factor de pérdida IAM	Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario							
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000



PVsyst V7.3.4

VC2, Fecha de simulación:
27/02/23 15:47
con v7.3.2

Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

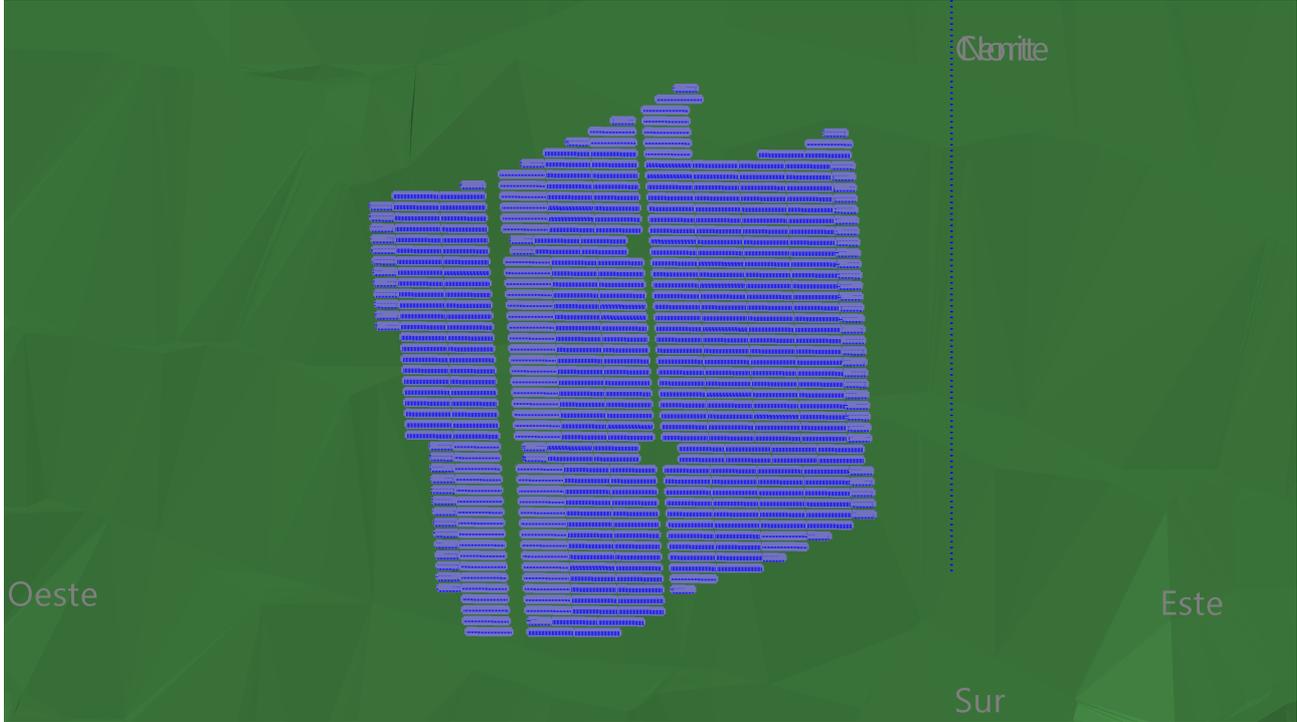
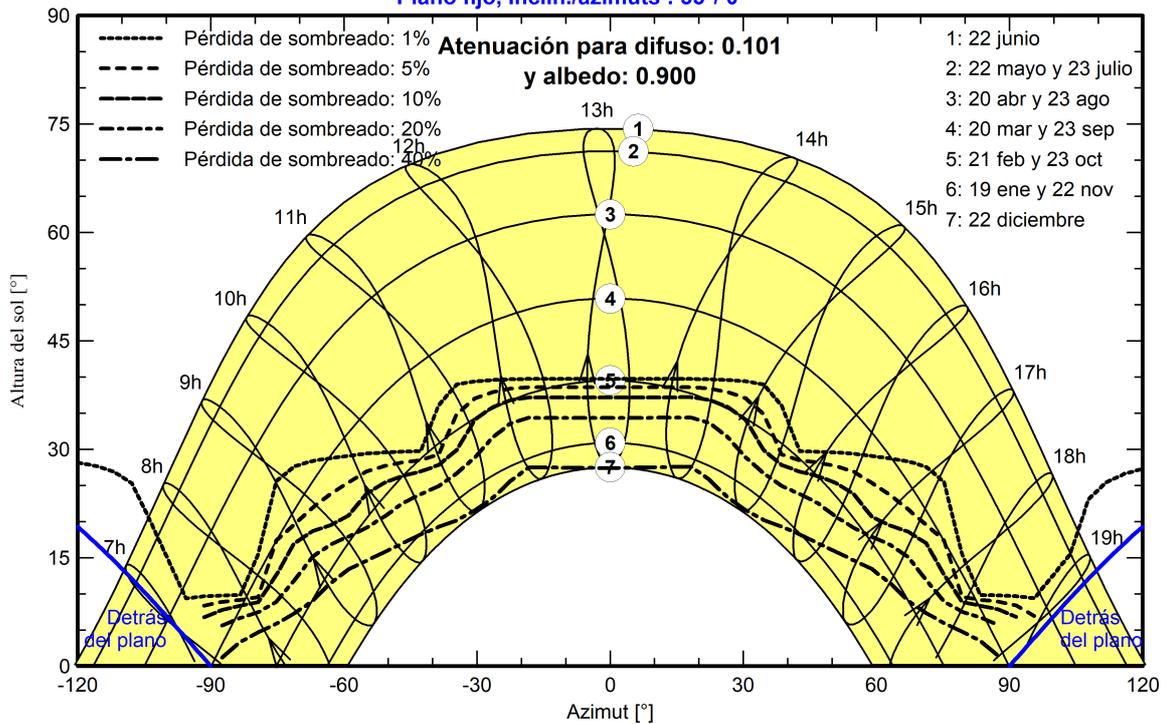


Diagrama de iso-sombreados

Orientación #1

Plano fijo, Incl./azimuts : 35°/ 0°





Proyecto: Parque fotovoltaico de 10,3 MW

Variante: 4.00 metros

PVsyst V7.3.4

VC2, Fecha de simulación:
27/02/23 15:47
con v7.3.2

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida 18722.22 MWh/año

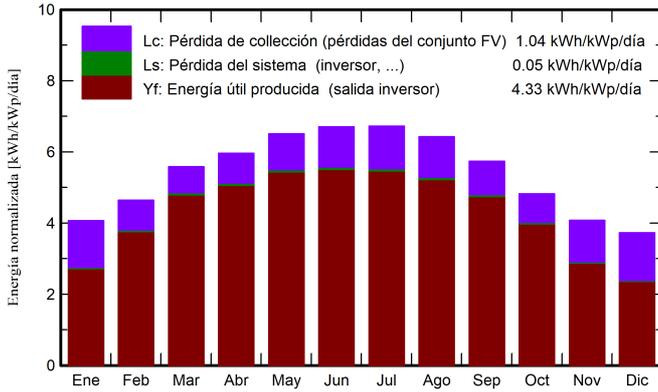
Producción específica

1581 kWh/kWp/año

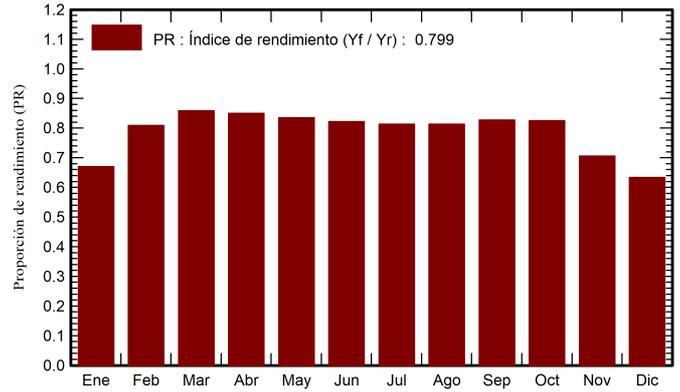
Proporción rend. PR

79.92 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	73.5	28.07	10.19	126.1	103.5	1013	1000	0.670
Febrero	88.0	35.11	10.79	130.1	119.3	1262	1247	0.809
Marzo	137.6	53.65	13.59	173.2	164.6	1782	1762	0.859
Abril	166.3	72.45	15.62	178.9	168.6	1822	1801	0.850
Mayo	207.6	70.50	19.37	201.9	190.7	2020	1996	0.835
Junio	218.1	79.39	23.52	201.0	189.3	1980	1957	0.822
Julio	220.6	84.36	26.70	208.4	196.3	2031	2008	0.813
Agosto	191.5	73.74	26.86	199.2	188.5	1940	1917	0.813
Septiembre	145.8	60.48	23.24	172.2	163.1	1707	1687	0.827
Octubre	110.0	47.69	19.60	149.5	140.2	1478	1460	0.825
Noviembre	75.6	32.25	13.85	122.3	104.4	1034	1021	0.705
Diciembre	63.8	23.32	10.73	115.5	90.8	878	867	0.634
Año	1698.3	661.00	17.88	1978.1	1819.5	18946	18722	0.799

Leyendas

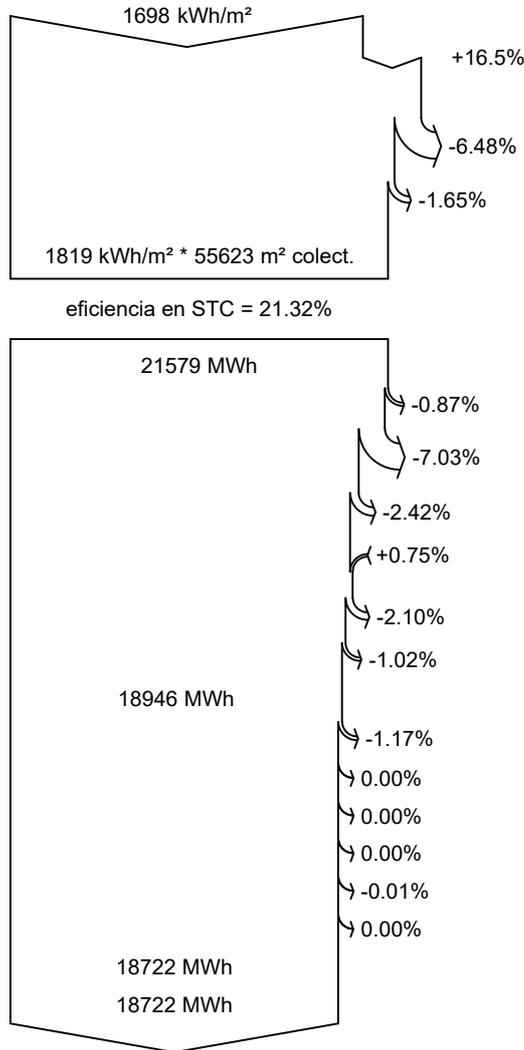
GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		



PVsyst V7.3.4

VC2, Fecha de simulación:
27/02/23 15:47
con v7.3.2

Diagrama de pérdida



Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

Sombreados cercanos: pérdida de irradiancia

Factor IAM en global

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Sombreados: pérdida eléctrica según las cadenas

Pérdida calidad de módulo

Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Energía disponible en la salida del inversor

Energía inyectada en la red

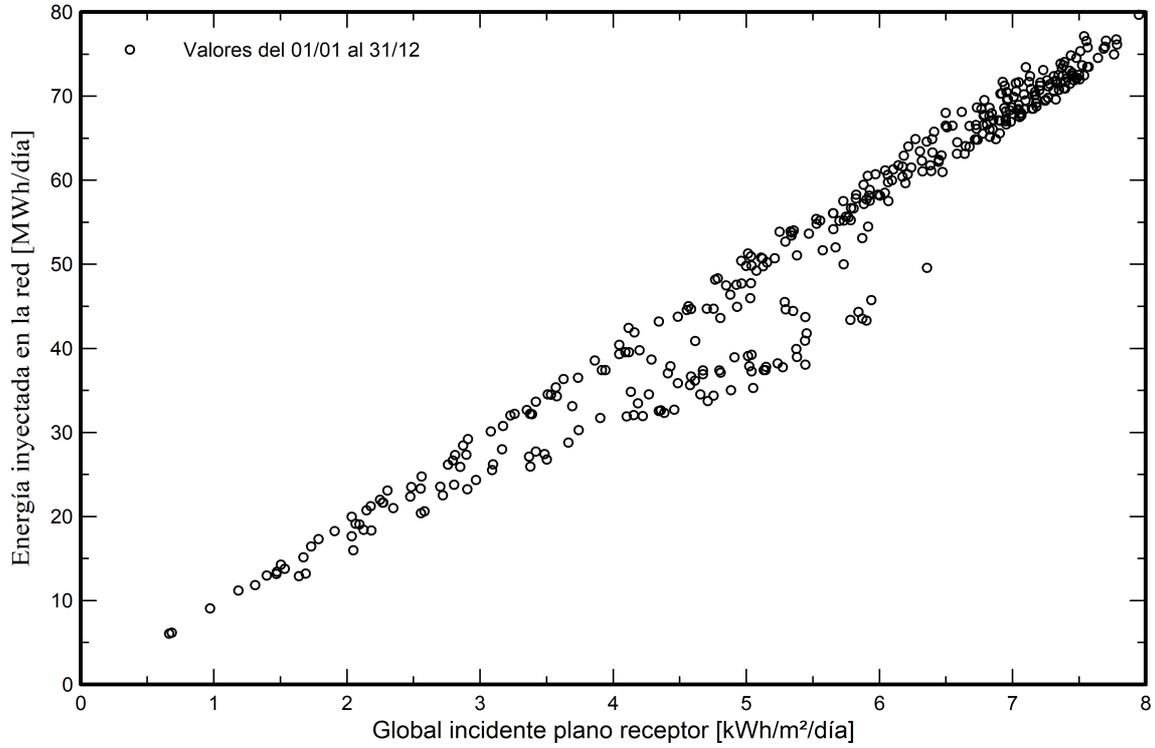


PVsyst V7.3.4

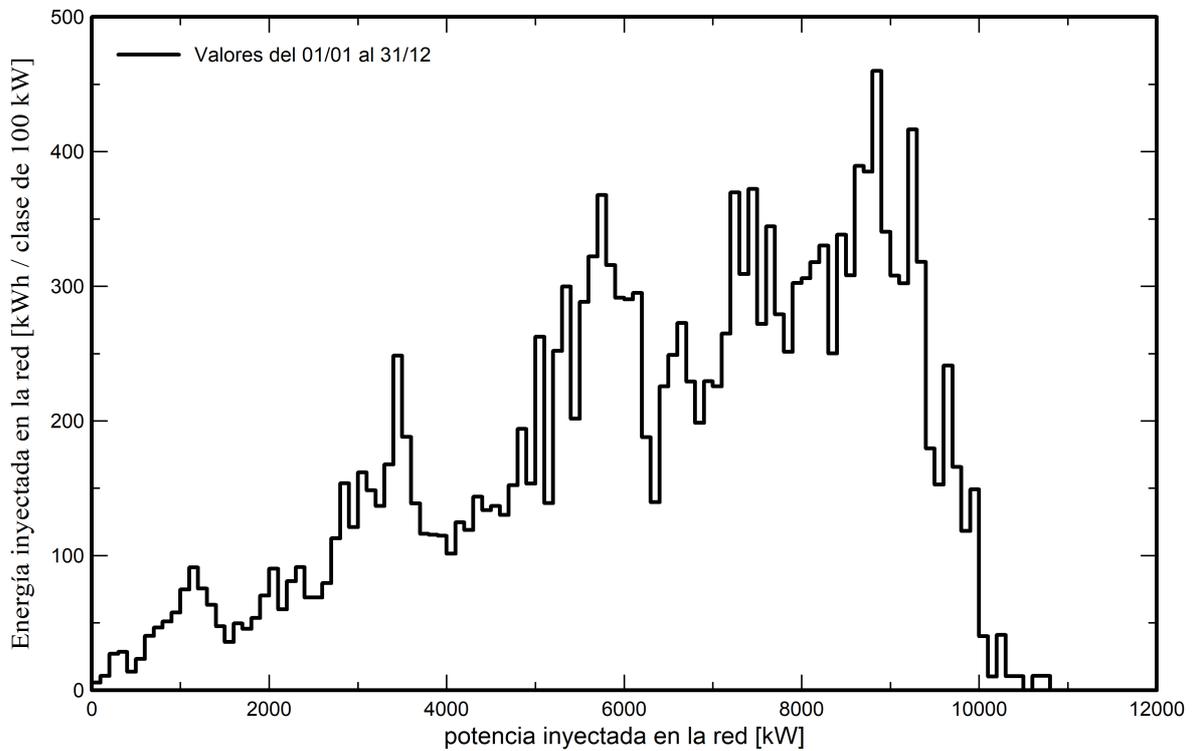
VC2, Fecha de simulación:
27/02/23 15:47
con v7.3.2

Gráficos predefinidos

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



Hi-MO 5_m

(G2)

LR5-72HPH 540~560M

- Fabricado con oblea M10-182mm, la mejor opción para sus proyectos a gran escala
- Módulos de tecnología avanzada que proporcionan una mayor eficiencia
 - Oblea M10 dopada con galio
 - Cintas segmentadas integradas
 - Media celda de 9BB
- Excelente rendimiento de generación de energía en exteriores
- Alta calidad del módulo, que garantiza su confiabilidad a largo plazo



12 años de garantía para materiales y fabricación



25 años de garantía de potencia extra lineal



Top Brand PV Modules LATAM 2022

Certificaciones del producto y de sistemas de gestión

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: Sistema de gestión de calidad ISO

ISO14001: 2015: Sistema de gestión ambiental ISO

ISO45001:2018: Salud y seguridad ocupacional

IEC62941: Guía para la calificación del diseño del módulo y la aprobación de tipo

LONGI



21.7%

MÁXIMA EFICIENCIA
DEL MÓDULO

0~3%

TOLERANCIA
DE POTENCIA

<2%

DEGRADACIÓN DE LA
POTENCIA EN EL PRIMER AÑO

0.55%

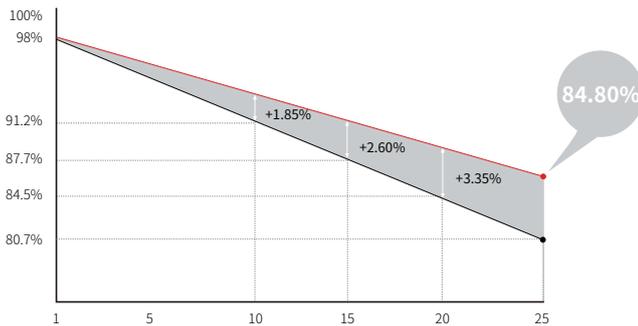
DEGRADACIÓN ANUAL DE LA
POTENCIA DEL AÑO 2 AL 25

HALF-CELL

Temperatura de operación más baja

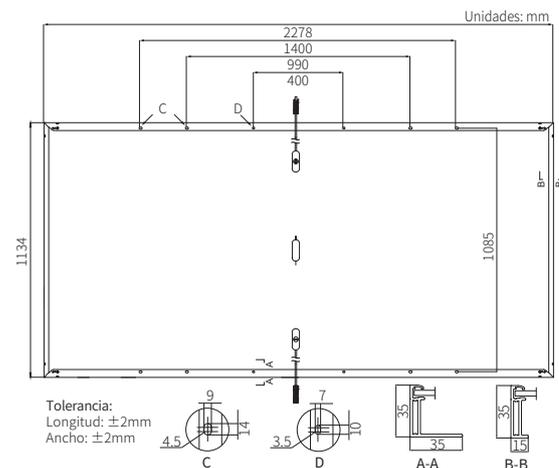
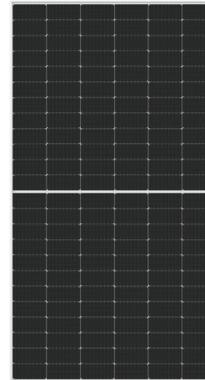
Valor adicional

Garantía de potencia de 25 años



Datos mecánicos

Orientación de las celdas	144 (6×24)
Caja de conexiones	IP68, tres diodos
Cableado	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm la longitud se puede personalizar
Conector	LONGi LR5 o MC4 EVO2
Vidrio	Vidrio templado recubierto de 3.2mm
Marco	Marco de aleación de aluminio anodizado
Peso	27.5kg
Dimensión	2278×1134×35mm
Embalaje	31 pzas. por palet / 155 pzas. por 20' GP / 620 pzas. por 40' HC



Datos eléctricos

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s Incertidumbre de pruebas P_{max}: ±3%

Código de producto	LR5-72HPH-540M		LR5-72HPH-545M		LR5-72HPH-550M		LR5-72HPH-555M		LR5-72HPH-560M	
	STC	NOCT								
Condiciones de ensayo	STC	NOCT								
Potencia máxima (P _{max} /W)	540	403.6	545	407.4	550	411.1	555	414.8	560	418.6
Voltaje en circuito abierto (V _{oc} /V)	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82	49.95	46.97	50.10	47.11
Corriente de cortocircuito (I _{sc} /A)	13.85	11.20	13.92	11.25	13.98	11.31	14.04	11.35	14.10	11.40
Voltaje a potencia máxima (V _{mp} /V)	41.65	38.69	41.80	38.83	41.95	38.97	42.10	39.11	42.25	39.25
Corriente a potencia máxima (I _{mp} /A)	12.97	10.43	13.04	10.49	13.12	10.56	13.19	10.61	13.26	10.67
Eficiencia del módulo (%)	20.9		21.1		21.3		21.5		21.7	

Parámetros operativos

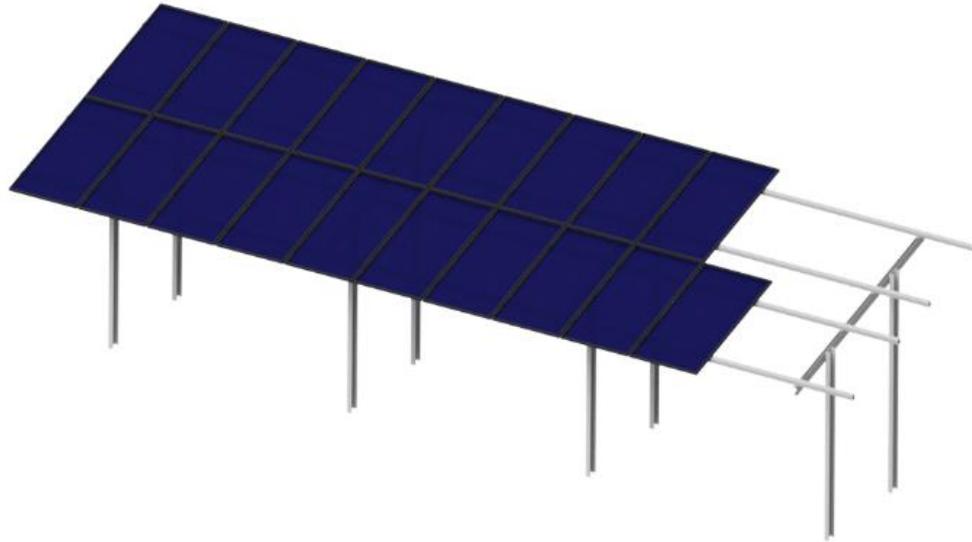
Temperatura de funcionamiento	-40°C ~ +85°C
Tolerancia de potencia nominal (W)	0 ~ 3%
Tolerancia de V _{oc} e I _{sc}	±3%
Voltaje máximo del sistema	DC1500V (IEC/UL)
Capacidad máxima del fusible	25A
Temperatura de operación nominal de la celda (NOCT)	45±2°C
Nivel de protección	Clase II
Clasificación de resistencia al fuego	UL tipo 1 o 2 IEC Clase C

Carga mecánica

Máxima carga estática en superficie frontal	5400Pa
Máxima carga estática en superficie posterior	2400Pa
Test de granizo	Granizo de 25mm a la velocidad de 23m/s

Coefficientes de temperatura (STC)

Coefficiente de temperatura en I _{sc}	+0.050%/°C
Coefficiente de temperatura en V _{oc}	-0.265%/°C
Coefficiente de temperatura en P _{max}	-0.340%/°C



Sigma S2 Alu

Significant Savings

The Sigma S2 is a two-post, pile-driven PV mounting system with a simple yet well thought out design that reduces the number of tools required for installation. This translates into considerable savings on material and installation cost due to the reduced number of components involved as well as shorter installation time.

Maximum Durability

One of the significant characteristics of the Sigma S2 is the combination of marine-grade aluminum, high-quality stainless steel and galvanized steel components. This guarantees excellent corrosion resistance and maximum durability.

High Degree of Flexibility

Depending on project requirements, the Sigma S2 can be assembled using aluminum or steel purlins. Adjustment slots are integrated in the design, allowing multiple adjustment options during installation.

Environmentally - Friendly

Sigma S2 uses a two pile-driven posts, minimizing ground disturbance. This allows an easier and more cost-effective re-naturalization in comparison to using concrete foundations. The high-quality materials used for the components can also be recycled, adding more to the savings.



Open terrain



Framed Module



Unframed Module



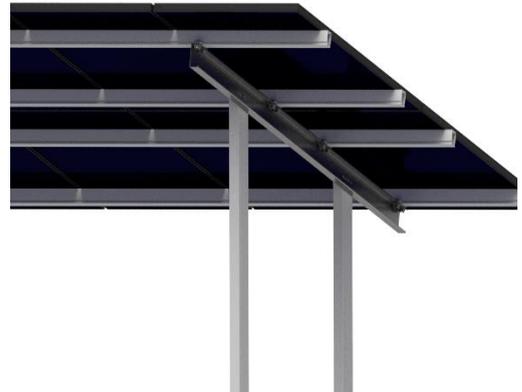
Orientation Portrait



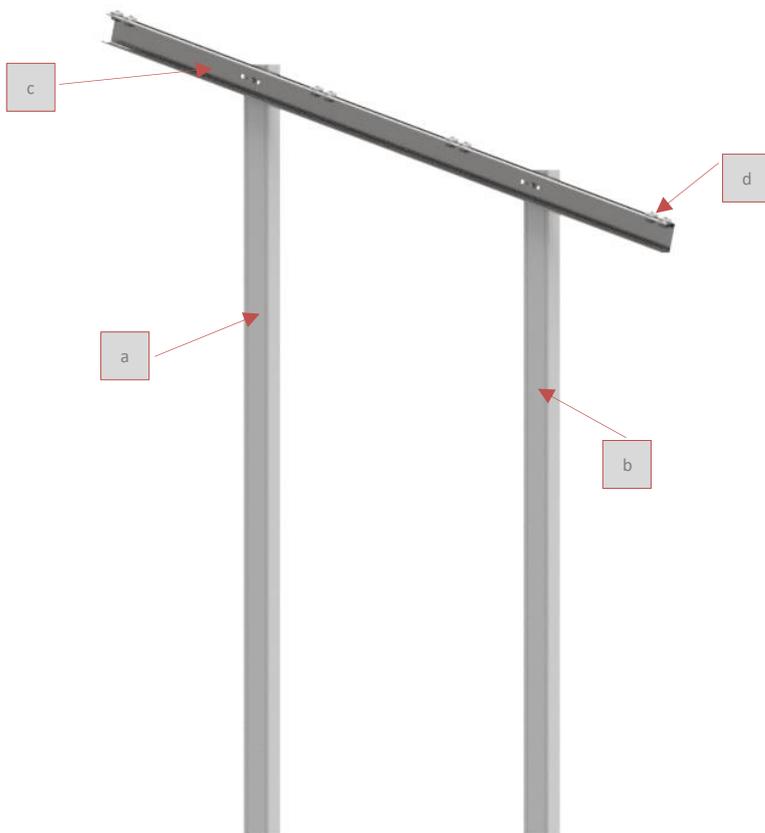
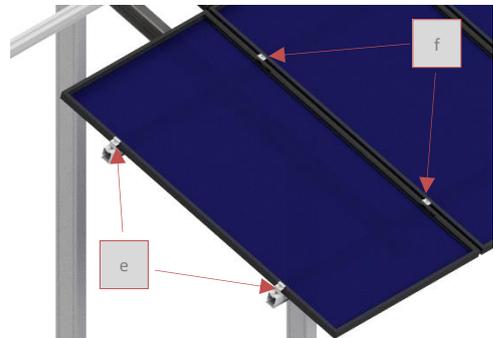
Orientation Landscape



Application	<i>Open terrain - ground mount</i>
PV modules	<i>Framed, frameless</i>
Module layout	<i>Multiple configurations, max. table length: 30 m</i>
Module orientation	<i>Portrait, landscape</i>
Module inclination	<i>Any angle</i>
Ground clearance	<i>Various</i>
Sigma post spacing	<i>According to static calculation</i>
Standards	<i>AS/NZS 1170.0:2002</i> <i>AS/NZS 1170.1:2002</i> <i>AS/NZS 1170.2:2011</i> <i>AS/NZS 4100:1998</i> <i>AS/NZS 4600:2005</i>
Parts	<i>Galvanized Steel</i> <i>Anodized/Mill Aluminum</i> <i>Stainless Steel bolts and fasteners (optional)</i>
Warranty	<i>10 years¹</i>



Sigma S2 Structure



Sigma S2 Alu Support

- a C-Post (rear)*
- b C-Post (front)*
- c Girder*
- d Purlin Clamp*
- e Module End Clamps*
- f Module Mid Clamps*

¹ Please refer to the S-Rack Australia Pty Ltd Terms and Conditions.

For further information: www.s-rack.com

Subject to technical alterations.
 2018 © S-Rack Australia Pty Ltd
 Ver. Date: 05/02/2019

Photovoltaics

Solutions for Photovoltaic Utility Scale Systems

Operate large-scale PV systems more efficiently



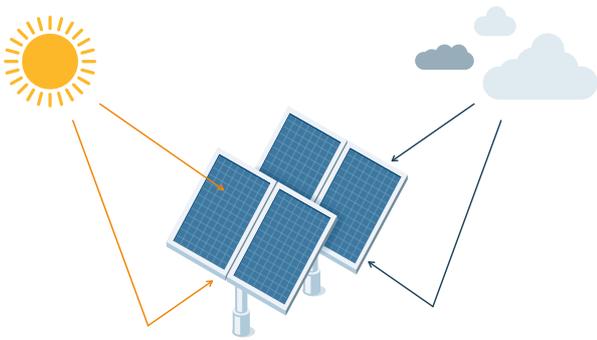
Weidmüller 

1.3

PV DC Combiner Boxes for High Power Panels Central Inverter Concept & High voltages

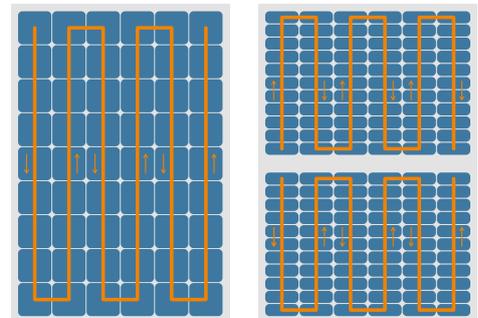
Compact and durable solutions for bifacial half-cell modules

Bifacial solar panels have solar cells on both the front and the back of the panel. This allows the solar energy to be collected on the back of the panel and increases the energy yield of the solar energy system. Our four new PV-DC combination boxes for bifacial half-cell modules allow a higher current consumption due to the fuse holders used.



Space optimized and higher reliability

Increasing the power of PV panels (mono and bifacial) with half-cut cells leads to a rise of current in the strings. The need for higher rated fuses is then mandatory and requires a new approach to system design. Our new designs of PV DC high current combiner boxes offer easy adaptation and time saving for new developments.



Product highlights

- **Standard options in stock ready to order** – A wide range of solutions, available for immediate order from stock to fit into the installation concepts with all common PV module brands. Variants: With 6 and 8 inputs, with fuse protection in (+/-) poles and with gPV fuses from of 22x58 mm format and a rated current per fuse between 30 Amps up to 75 Amps.
- **Overvoltage protections** – With several configurations, Weidmüller offers the VPU surge protection series for 1500 V DC systems with up to 11 kA I_{sc} and Type I+II or Type II variants.
- **Optimised design** – Through the use of advanced 3D simulation software, the product variants have been designed and tested to operate with maximum mechanical and thermal efficiency in the most compact enclosure possible.
- **Special Fuse protection** – Weidmüller fuses (WSFL) and fuse holders (WSFH) have been specially developed for this new architecture. Rated currents of 35 to 75 Amps per input enable the connection of single and double strings.

Ordering data for DC Combiner Boxes

PV DC Combiner Boxes

Type	Inputs	Fuse protection	Rated voltage	Max Isc per input	String monitoring	Type of enclosure	Enclosure size	Qty.	Order No.
PV 216SOF4CXXV000TXPX15LWW	16	One Pole	1500Vdc	16A	No	Landscape	536 x 747 x 300 mm	1	8000078885
PV 216SOF3CXXV000TAPX15LWW	16	Both Poles	1500Vdc	14A	Integrated Monitoring System	Landscape	636 x 847 x 300 mm	1	8000093503
PV 216SOF3CXXV000TXPX15PWW	16	Both Poles	1500Vdc	14A	No	Portrait	747 x 536 x 300 mm	1	8000078118
PV 216SOF3CXXV000TXPX15LJP	16	Both Poles	1500Vdc	14A	No	Landscape	636 x 847 x 300 mm	1	8000097600
PV 220SOF4CXXV000TXPX15PWW	20	One Pole	1500Vdc	14A	No	Portrait	747 x 536 x 300 mm	1	8000078883
PV 220SOF4CXXV000TAPX15PWW	20	One Pole	1500Vdc	18A	Integrated Monitoring System	Portrait	847 x 636 x 300 mm	1	8000093501
PV 220SOF3CXXV000TXPX15LJP	20	Both Poles	1500Vdc	14A	No	Landscape	636 x 847 x 300 mm	1	8000097601
PV 220SOF0C25V000TA1PA15LIT	20	Both Poles	1500Vdc	14A	Integrated Monitoring System	Landscape	636 x 847 x 300 mm	1	8000105513
PV 224SOF3CXXV000TXPX15LWW	24	Both Poles	1500Vdc	14A	No	Landscape	636 x 847 x 300 mm	1	8000078884
PV 224SOF3CXXV000TXPX15PWW	24	Both Poles	1500Vdc	14A	No	Portrait	847 x 636 x 300 mm	1	8000078882
PV 224SOF3CXXV000TAPX15PWW	24	Both Poles	1500Vdc	13A	Integrated Monitoring System	Portrait	847 x 636 x 300 mm	1	8000093500
PV 224SOF3CXXV000TAPX15LWW	24	Both Poles	1500Vdc	14A	Integrated Monitoring System	Landscape	636 x 847 x 300 mm	1	8000093502
PV 224SOF4CXXV000TXPX15PWW	24	One Pole	1500Vdc	14A	No	Portrait	847 x 636 x 300 mm	1	8000068263
PV 232SOF4CXXV000TXPX15PWW	32	One Pole	1500Vdc	10A	No	Portrait	847 x 636 x 300 mm	1	8000060710

PV Floating DC Combiner Boxes

Type	Inputs	Fuse protection	Rated voltage	String monitoring	Type of enclosure	Enclosure size	Qty.	Order No.
PV 216SOF3CXXV003T7P015PFJP	16	Both Poles	1500Vdc	Integrated Monitoring System	Portrait	847 x 636 x 300 mm	1	8000057079
PV 216SOF3CXXV003TXPX15PFJP	16	Both Poles	1500Vdc	No	Portrait	847 x 636 x 300 mm	1	8000057080
PV 218SOF0C15V003TXPX15PFWW	18	Both Poles	1500Vdc	No	Portrait	847 x 636 x 300 mm	1	8000057083
PV 220SOF3CXXV003TXPX15PFJP	20	Both Poles	1500Vdc	No	Portrait	847 x 636 x 300 mm	1	8000057081
PV 224SOF1C15V003TXPX15PFWW	24	One Pole	1500Vdc	No	Portrait	847 x 636 x 300 mm	1	8000057088
PV 224SOF1C15V003T7P015PFWW	24	One Pole	1500Vdc	Integrated Monitoring System	Portrait	847 x 636 x 300 mm	1	8000057085
PV 224SOF3CXXV003TXPX15PFJP	24	Both Poles	1500Vdc	No	Portrait	847 x 636 x 300 mm	1	8000057077

PV DC Combiner Boxes for High Power Panels

Type	Inputs	Rated voltage	Max Isc per input	String monitoring	Enclosure size	Qty.	Order No.
DC Combiner Box	6	1500Vdc	22A	No	636 x 847 x 300 mm	1	8000081269
DC Combiner Box	8	1500Vdc	21A	No	747 x 536 x 300 mm	1	8000081271
DC Combiner Box	8	1500Vdc	32A	No	636 x 847 x 300 mm	1	8000081272
DC Combiner Box	6	1500Vdc	25A	Integrated Monitoring System	636 x 847 x 300 mm	1	8000101211
DC Combiner Box	8	1500Vdc	25A	Integrated Monitoring System	636 x 847 x 300 mm	1	8000101212
DC Combiner Box	10	1500Vdc	25A	Integrated Monitoring System	636 x 847 x 300 mm	1	8000101213
DC Combiner Box	12	1500Vdc	25A	Integrated Monitoring System	1056 x 852 x 350 mm	1	8000101214
DC Combiner Box	10	1500Vdc	48A	Integrated Monitoring System	1056 x 852 x 350 mm	1	8000101215

PV DC Combiner Boxes Enclosure Accessories

Type	Type of Accessory	Enclosure Brand	Material	Type of enclosure	Enclosure size	Qty.	Order No.
PK FIXATION KIT NSYPLM108	Mounting kit for 2 poles	Schneider Electric	Steel-235 HDG	Portrait	1056 x 852 x 350 mm	1	8000045007
PK FIXATION KIT NSYPLM75	Mounting kit for 1 or 2 poles	Schneider Electric	Steel-235 HDG	Portrait	747 x 536 x 300 mm	1	8000045005
PK FIXATION KIT NSYPLM86	Mounting kit for 1 or 2 poles	Schneider Electric	Steel-235 HDG	Portrait	847 x 636 x 300 mm	1	8000045006
PK FIXATION KIT ARIA75	Mounting kit for 1 or 2 poles	ABB	Steel-235 HDG	Portrait	747 x 536 x 300 mm	1	8000045008
PK FIXATION KIT ARIA86	Mounting kit for 1 or 2 poles	ABB	Steel-235 HDG	Portrait	847 x 636 x 300 mm	1	8000045011
PK FIXATION KIT ARIA108	Mounting kit for 2 poles	ABB	Steel-235 HDG	Portrait	1056 x 852 x 350 mm	1	8000045013
SUNLIGHT COVER ARIA86 ALU	Cover for floating PV DC CB	ABB	AL-5754	Portrait	847 x 636 x 300 mm	1	4000004177
SUNLIGHT COVER SCH86 ALU	Cover for floating PV DC CB	Schneider Electric	AL-5754	Portrait	847 x 636 x 300 mm	1	4000004848
SUNLIGHT COVER SCH108 ALU	Cover for floating PV DC CB	Schneider Electric / ABB	AL-5754	Portrait	1056 x 852 x 350 mm	1	4000004854
METAL SUNCANOPY GALVANIZED ABB/SCH75	Canopy for ground-mounted PV DC CB	Schneider Electric / ABB	Steel-275 HDG	Portrait	747 x 536 x 300 mm	1	4000004772
METAL SUNCANOPY GALVANIZED ABB/SCH86 V2	Canopy for ground-mounted PV DC CB	Schneider Electric / ABB	Steel-275 HDG	Portrait	847 x 636 x 300 mm	1	4000004024
METAL SUNCANOPY GALVANIZED ABB/SCH108 (***)	Canopy for ground-mounted PV DC CB	Schneider Electric / ABB	Steel-275 HDG	Portrait	1056 x 852 x 350 mm	1	4000004771

SG3125HV-MV-30/ SG3400HV-MV-30

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

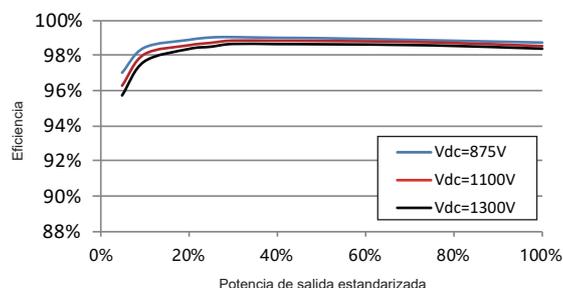
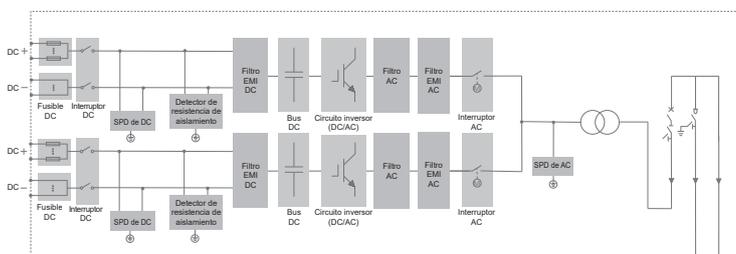
- Función de monitorización zonal integrada para el análisis y la resolución de incidencias online
- Diseño modular para un mantenimiento más sencillo
- Cómoda pantalla táctil en el exterior

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 partir de 50 °C)	-35 to 60 °C (reducción de potencia a partir de 45 °C)
Rango de humedad relativa aceptable (sin condensación)	0 – 100 %	
Método de refrigeración	Ventilación forzada inteligente	
Altitud máxima de funcionamiento	1000 m (standard) / > 1000 m (opcional)	
Pantalla	Pantalla táctil	
Comunicación	Estandar: RS485, Ethernet; Opcional: fibra óptica	
Certificación	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116	
Soporte a la red	Función Q en la noche, LVRT, HVRT, control de potencia activa y reactiva y control de rampa de potencia	



A company of the

Prysmian
Group

Cables para instalaciones
de energía solar fotovoltaica
POR UNA ENERGÍA LIMPIA



EXZHELLENT® CLASS SOLAR

class
exzhellent SOLAR



H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) -
1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

APLICACIONES:

Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas (grandes plantas, edificios, industrias, naves agrícolas, para uso fijo o móvil con seguidores...). Puede ser instalado en bandejas, conductos y equipos. A emplear en el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo o entre paneles solares y string combiner boxes en grandes plantas de generación fotovoltaica.

CONSTRUCCIÓN:

1. Conductor:

Metal: cobre estañado.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C (120 °C, por 20.000 h). 250 °C en cortocircuito.

2. Aislamiento:

Material: Compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

3. Cubierta:

Material: Compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.
Colores: negro, rojo o azul.

CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS:

- Norma de diseño: EN 50618 e IEC 62930.
- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (120 °C, 20.000 h).
- Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
- Tensión continua máxima: 1,8/1,8 kV.
- Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
- Tensión alterna máxima: 1,2/1,2 kV.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 6,5 kV.
- Ensayo de tensión continua durante 5 min: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado): 4D (D = diámetro exterior máximo del cable).

ENSAYOS DE FUEGO:

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos: IEC 62821-1 Anexo B, EN 50525-1 Anexo B.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.

PRESTACIONES:



APROBACIONES:



L C I E



EXZHELLENT® CLASS SOLAR

class
exZhelent SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) -
1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)



ENSAYOS ADICIONALES:

Vida estimada	25 años
Certificación	Bureau Veritas LCIE
Servicios móviles	SI
Doble aislamiento (clase II)	SI
Tª máxima de conductor	90 °C (120 °C, 20.000 h)
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab.3 según IEC 60811-403; EN 50618 Tab.2 según EN 50396 tipo de prueba B
Resistencia a los rayos uva	IEC 62930 Anexo E; EN 50618 Anexo E
Protección contra el agua	AD7 (inmersión)
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según EC 60811-404; EN 60811-404)
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab 2 según IEC 60811-503; EN 50618 Tab 2 según EN 60811-503 (máxima contracción 2%)
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab.2 y EN 50618 Tab. 21.000h a 90°C y 85% de humedad para IEC 60068-2-78, EN-60068-2-78
Resistencia de aislamiento a largo plazo	IEC 62821-2 ; EN 50395-9 (240h/85 °C agua/1,8 kV DC)
Respetuoso con el medioambiente	Directiva RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea
Ensayo de penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 60811-504 y -505 y EN 50618 Tab.2 según N 60811-1-4 y EN 60811-504 y -505
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40° C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y EN 50618 Anexo C según EN 60811-506
Durabilidad del marcado	IEC 62930; EN 50396

EXZHELLENT® CLASS SOLAR

class
exZhelent SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) -
1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)



CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS:

Número de conductores x sección mm ²	Diámetro máximo del conductor mm (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) mm	Radio mínimo de curvatura dinámico mm	Radio mínimo de curvatura estático mm	Peso kg/km (1)	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad máxima admisible al aire (2) A	Intensidad máxima admisible al aire. T ambiente 60 °C y t conductor 120 °C (3)	Caida de tensión V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1 x 2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1 x 4	3	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1 x 6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1 x 10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1 x 16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1 x 25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	1,59
1 x 35	9,2	14	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1 x 50	11	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1x 70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	0,554
1 x 95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1 x 120	17	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1 x 150	19	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1 x 185	21	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1 x 240	24	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). → XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,85.

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).

Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.

Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).

HARMOHNY® CLASS

HARMOHNY^{class}



Al XZ1 (S) - Libre de halógenos
0,6/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) -
1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

APLICACIONES:

Cable de baja tensión libre de halógenos para instalaciones subterráneas e instalaciones al aire. Apto para instalación en sistemas fotovoltaicos cuya tensión entre conductores o entre conductor y tierra no supere los 1800 Vdc. Incluidos sistemas en isla (IT). Permitido para soterramiento directo (sin tubo o conducto).

CONSTRUCCIÓN:

1. Conductor:

Metal: aluminio clase 2 según a IEC 60228.

2. Aislamiento:

Material: mezcla polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según HD 603-1.

3. Cubierta externa:

Material: mezcla LSOH tipo DMO 1, según UNE HD 603-1.

Color: negro.

CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS:

- Norma de diseño: UNE HD 603-5X-1.
- Temperatura de servicio: -25 + 90 °C.
- Temperatura máx. en régimen de cortocircuito: 250 °C.
- Radio min. de curvatura: 5D (D = diámetro exterior).
- Máximo esfuerzo de tracción: 30 N/mm².
- Carga mínima de rotura (cubierta) : 12,5 N/mm².
- Alargamiento mínimo hasta la rotura (cubierta): 300%.
- Resistencia al desgarro (cubierta): 9 N/mm² (UNE HD 605-1).
- Tensión asignada ac: U₀/U = 0,6/1 kV.
- Tensión asignada en dc: 1,5/1,5 kVdc.
- Tensión máxima en ac-dc: 1,2/1,2 kVac - 1,8/1,8 kVdc; EN 50618, IEC 60502-1.
- Ensayo de tensión durante 5 min (EN 50618): 6,5 kVac y 15 kVdc.
- Ensayo de tensión durante 5 min. (HD 603-5X): 3,5 kV.
- Posibilidad intermitente parcial o total de estar cubierto en agua: AD7 (inmersión).
- Ensayo de abrasión: HD 603-1 Tabla 4C DMO 1.
- Resistencia a la abrasión: / Abrasion resistance:
Masa aplicada: 18 kg.
Nº de desplazamientos: 8.
- Resistencia UV: UNE HD 605 S2.
- Resistencia UV: EN 50618.
- Resistencia al ozono: EN 50618.
- Resistencia de aislamiento a 90 °C conductor: 1012 Ω·cm.
- Constante de resistencia aislamiento Ki: 3,67 MΩ·cm.
- Resistencia a la penetración de la humedad por la unión entre aislamiento y cubierta.
- Menor impacto ambiental por la eliminación de estabilizantes con plomo y plastificantes.

ENSAYOS DE FUEGO:

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2, IEC 60332-1-2
- Opacidad humos: IEC 61034-1/-2
- Libre de halógenos: IEC 60754-1/-2
- Emisión gases corrosivos: EN 60754-2, IEC 60754-2, NFC 20453.

PRESTACIONES:



CERTIFICACIÓN:



HARMOHNY® CLASS

HARMOHNY^{class}

Al XZ1 (S) - Libre de halógenos
0,6/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) -
1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)



CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS:

Sección mm ²	Diámetro conductor* mm	Espesor de aislam.* mm	Ø nom. aislam. mm	Diámetro exterior* mm	Radio mínimo de curvatura (posición final) mm	Peso aprox. kg/km	Intensidad máxima de corriente al aire (1)		Intensidad máxima de corriente directamente enterrado (2)		Intensidad máxima de corriente bajo tubo y enterrado (3)		Resistencia del cond. (Ω/km)	Máxima caída de tensión dc V/(A·Km)
							2 Cables A	3 Cables A	2 Cables A	3 Cables A	2 Cables A	3 Cables A		
1 x 16	4,65	0,7	6,1	8,3	41,5	85	95	76	76	64	71	59	1,910	3,82
1 x 25	5,85	0,9	7,7	9,9	49,5	124	121	103	98	82	90	75	1,200	2,40
1 x 35	6,75	0,9	8,6	10,8	54	153	150	129	117	98	108	90	0,868	1,736
1 x 50	8,0	1	10,1	12,5	62,5	200	184	159	139	117	128	106	0,641	1,282
1 x 70	10,0	1,1	11,9	14,5	72,5	265	237	206	170	144	158	130	0,443	0,886
1 x 95	11,2	1,1	13,8	15,8	79	340	289	253	204	172	186	154	0,320	0,640
1 x 120	12,6	1,2	15,3	17,4	87	420	337	296	233	197	211	174	0,253	0,506
1 x 150	13,85	1,4	17	19,3	96,5	515	389	343	261	220	238	197	0,206	0,412
1 x 185	16,0	1,6	19,4	21,4	107	645	447	395	296	250	267	220	0,164	0,328
1 x 240	18,0	1,7	22,1	24,2	121	825	530	471	343	290	307	253	0,125	0,250
1x 300	20,0	1,8	24,3	26,7	133,5	1035	613	547	386	326	346	286	0,100	0,200
1 x 400	22,6	2,0	27,0	30,0	150	1345	740	663	448	370	415	350	0,0778	0,156
1 x 500	26,0	2,2	30,4	33,6	252	1660	856	770	510	420	470	400	0,0605	0,121
1 x 630	30,0	2,4	34,8	38,6	290	2160	996	899	590	480	545	460	0,0469	0,094

● Instalación al aire ● Directamente enterrada ● Enterrada bajo tubo

* Valores sujetos a tolerancias de fabricación .

(1) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto al aire a temperatura ambiente de 30 °C. Instalación tipo F, tabla B.52.13 de UNE-HD 60364-5-52 y IEC 60364-5-52 .

(2) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto y directamente enterrados a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W.

Según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D2.

(3) Considerando 2 o 3 conductores unipolares cargados tendidos en contacto y enterrados bajo tubo a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D1.

Secciones superiores a 300 mm², intensidades de corriente calculadas según IEC 60287.

HERSATENE® CLASS

class
HERSATENE

AL RH5Z1

12/20 (24) kV, 18/30 (36) kV



APLICACIONES:

Instalaciones al aire, en bandejas o enterrados directamente o bajo tubo.

CONSTRUCCIÓN:

Conductor:

Metal: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.

Flexibilidad: clase 2, según UNE-EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

Semiconductora interna:

Capa extrusionada de material conductor.

Aislamiento:

Material: polietileno reticulado (XLPE).

Semiconductora externa:

Capa extrusionada de material conductor separable en frío.

Protección longitudinal contra el agua:

Cinta hinchante semiconductora.

Pantalla metálica:

Material: cinta longitudinal de aluminio termosoldada y adherida a la cubierta.

Cubierta exterior:

Material: poliolefina termoplástica, DMZ1.

Color: rojo

CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS:

- Norma de diseño: UNE 211620.
- Temperatura de servicio: -25 °C, + 90 °C.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min. (tensión conductor-pantalla): 42 kV (cables 12/20 kV), 63 kV (cables 18/30 kV). Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2.

ENSAYOS DE FUEGO:

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Fca.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- Libre de halógenos: EN 60754-1; EN 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; IEC 60754-2.

PRESTACIONES:



LIBRE DE HALÓGENOS
EN 60754-1
IEC 60754-1



REDUCIDA EMISIÓN
DE GASES TÓXICOS
EN 60754-2
IEC 60754-2



RESISTENCIA A LA
INTEMPERIE



RESISTENCIA AL FRÍO



RESISTENCIA A LOS
RAYOS ULTRAVIOLETA



CPR COMPLIANT

CERTIFICACIONES:



HERSATENE® CLASS

class
HERSATENE



AL RH5Z1

12/20 (24) kV, 18/30 (36) kV

CARACTERÍSTICAS ADICIONALES:

- **Capa semiconductor externa pelable en frío:**
Mayor facilidad de instalación de terminales, empalmes o conectores separables. Instalación más segura al ejecutarse más fácilmente con corrección.
- **Triple extrusión:**
Capa semiconductor interna, aislamiento y capa semiconductor externa se extruyen en un solo proceso. Mayor garantía al evitarse deterioros y suciedad en las interfases de las capas.
- **Aislamiento reticulado en catenaria:**
Mejor reticulación de las cadenas poliméricas. Mayor vida útil.
- **Cubierta:**
Mayor resistencia a la absorción de agua, al rozamiento y abrasión, a los golpes, al desgarrar, mayor facilidad de instalación en tramos tubulares, mayor seguridad de montaje. Resistencia a los rayos UVA.
- **Posibilidad de diseño con reacción al fuego mejorada:**
Posibilidad de clases Eca o Cca-s1b,d2,a1.
- **Normalizado por las compañías del grupo Endesa.**

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS:

1x sección conductor(Al)	Ø nominal aislamiento* mm	Espesor mínimo de aislamiento en un punto mm	Ø nominal exterior* mm	Espesor mínimo de cubierta en un punto mm	Peso aproximado kg/km	Radio de curvatura estático (posición final) mm	Radio de curvatura dinámico (durante tendido) mm
12/20 kV							
1 x 95 (1)	21,2	4,3	29,2	2,0	885	438	584
1 x 150 (1)	23,9	4,3	31,8	2,0	1090	477	636
1 x 240 (1)	28,0	4,3	35,9	2,0	1460	539	718
1 x 400 (1)	33,0	4,3	41,0	2,0	1995	615	820
18/30 kV							
1 x 95 (1)	25,6	6,4	33,6	2,0	1100	504	672
1 x 150 (1)	28,3	6,4	36,2	2,0	1330	543	724
1 x 240 (1)	32,4	6,4	40,3	2,0	1720	605	806
1 x 400 (1)	37,4	6,4	45,3	2,0	2290	680	906

(1) Secciones normalizadas por la compañía Endesa.

(*) Valores aproximados (sujetos a tolerancias propias de fabricación).

HERSATENE[®] CLASS

class
HERSATENE



AL RH5Z1

12/20 (24) kV, 18/30 (36) kV

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS:

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión asignada simple, U ₀ (kV)	12	18
Tensión asignada entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U _m (kV)	24	36
Tensión a implusos, U _m (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	90	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	

1x sección conductor(Al) mm ²	Intensidad máxima admisible bajo tubo y enterrado* A	Intensidad máxima admisible directamente enterrado* A	Intensidad máxima al aire** A	Intensidad máxima de cortocircuito en el conductor durante 1s A	Intensidad máxima de cortocircuito en la pantalla durante 1s*** A	
					12/20 kV	18/30 kV
	12/20 kV y 18/30 kV				12/20 kV	18/30 kV
1 x 95 (1)	190	205	255	8930	2650	3140
1 x 150 (1)	245	260	335	14100	2650	3470
1 x 240 (1)	320	345	455	22560	3310	3810
1 x 400 (1)	415	445	610	37600	3980	4300

(1) Secciones normalizadas por las compañías del Grupo Endesa en 12/20 kV y 18/30 kV.

(*) Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K-m/W.

(**) Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.

(***) Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949

1x sección conductor(Al) / sección pantalla(Cu) mm ²	Resistencia de conductor a 20 °C en continua (Ω/km)	Reactancia inductiva (Ω/km)		Capacidad μF/km		
		12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV	
	12/20 kV y 18/30 kV		12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1 x 95 (1)	0,320	0,119	0,128	0,251	0,187	
1 x 150 (1)	0,206	0,111	0,119	0,293	0,216	
1 x 240 (1)	0,125	0,102	0,110	0,358	0,260	
1 x 400 (1)	0,078	0,096	0,102	0,436	0,314	

(1) Secciones normalizadas por las compañías del Grupo Endesa en 12/20 kV y 18/30 kV.

NOTA: valores obtenidos para una terna de cables en contacto y al tresbolillo.

Cámara de red térmica AXIS Q1931/-E

Excelente detección y amplio margen de cobertura

La cámara para exteriores con diseño tipo bullet, AXIS Q1931-E, permite a los usuarios detectar personas, objetos e incidentes en condiciones complejas de iluminación o en absoluta oscuridad. Un filtro de ruido proporciona un contraste de imagen térmica mejorado al tiempo que mantiene bajos los niveles de ruido sin añadir efectos de desenfoque ni doble imagen o sin perder información de temperatura. La AXIS Q1931-E admite audio bidireccional, detección de traspaso de una línea virtual y detección de golpes. Además, ofrece capacidad para módulos de análisis de terceros. Se ha diseñado para resistir condiciones meteorológicas adversas e integra un calefactor para la ventana. Instalación sencilla con alimentación a través de Ethernet (IEEE 802.3af). Las cámaras disponen también de una ranura para tarjetas de memoria para el almacenamiento local de grabaciones.

- > [Imágenes térmicas](#)
- > [Aplicaciones de vídeo inteligente incluidas](#)
- > [Detección de golpes](#)
- > [Varios objetivos](#)



Cámara de red térmica AXIS Q1931/-E

Modelos	AXIS Q1931-E 7/13/35 o 60 mm	Retransmisión de datos	Datos de eventos
Cámara		General	
Sensor de imagen	Microbolómetro no refrigerado 384x288, tamaño de píxel: 17 µm Rango espectral: 8-14 µm	Carcasa	Carcasa metálica (aluminio) con las clasificaciones IP66 y NEMA 4X con membrana deshumidificadora integrada y ventana de germanio Color: blanco NCS S 1002-B
Lente	7 mm: Ángulo de visión horizontal: 55°, F1.2 13 mm: Ángulo de visión horizontal: 28°, F1.0 35 mm: Ángulo de visión horizontal: 10,7°, F1.2 60 mm: Ángulo de visión horizontal: 6,2°, F1.25	Memoria	256 MB de RAM, 128 MB de Flash
Sensibilidad	NETD < 70 mK	Alimentación	Alimentación a través de Ethernet IEEE 802.3af/802.3at Tipo 1 Clase 3 10 W máx. 8-28 V CC: 11 W máx. 20-24 V CA (50/60 Hz): 15 VA máx. Fuente de alimentación no incluida.
Vídeo		Conectores	RJ45 10BASE-T/100BASE-TX PoE Bloque de terminales para alimentación Cabezal de PCB de ocho circuitos para dos entradas/salidas configurables y audio
Compresión de vídeo	H.264 Perfil Base y Main (MPEG-4 Parte 10/AVC) Motion JPEG	Almacenamiento local	Compatible con tarjetas microSD/microSDHC/microSDXC Compatible con grabación en almacenamiento conectado a la red (NAS) dedicado Para conocer las recomendaciones de tarjetas SD y NAS, consulte www.axis.com .
Resoluciones	El sensor es de 384x288. La imagen puede ampliarse hasta 768x576.	Condiciones de funcionamiento	De -40 °C a 60 °C Humedad relativa: del 10 al 100 % (con condensación)
Velocidad de imagen	Hasta 8,3 imágenes por segundo y 30 imágenes por segundo	Condiciones de almacenamiento	De -40 °C a 70 °C
Retransmisión de vídeo	Al menos tres secuencias en H.264 y Motion JPEG que usan la misma paleta, simultáneas y configuradas individualmente en una resolución máxima de 30 imágenes por segundo Velocidad de imagen y ancho de banda controlables, VBR/CBR H.264	Homologaciones	EN 50121-4, EN 55024, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, IEC/EN/UL 60950-1, IEC/EN/UL 60950-22, EN 50581, IEC 60529 IP66, NEMA 250 Tipo 4X, IEC 60068-2-1, IEC 60068-2-2, IEC 60068-2-6 Clase 4M4, IEC 60068-2-27, IEC 60068-2-52, IEC 60721-3-4 Clase 4K3 EN 55022 Clase B, FCC Parte 15 Subparte B Clase B, ICES-003 Clase B, VCCI Clase B, C-tick AS/NZS CISPR22 Clase B, KCC KN22 Clase B, KN24
Parámetros de la imagen	Compresión, brillo, control de exposición, rotación, duplicación de imágenes, superposición de texto e imágenes, máscara de privacidad Formato pasillo de Axis	Dimensiones	344x146 mm
Audio		Peso	7/13 mm: 2000 g 35 mm: 2100 g 60 mm: 2200 g
Retransmisión de audio	Full dúplex bidireccional	Accesorios incluidos	Guía de instalación, descodificador de Windows (1 licencia de usuario), destornillador Torx T20 Escuadra para montaje en pared y techo, cable de red RJ45 5 m Convertidor de conductos para EE. UU.
Compresión de audio	AAC-LC 8/16 kHz, G.711 PCM 8 kHz, G.726 ADPCM 8 kHz Velocidad de bits configurable	Accesorios opcionales	Armario de vigilancia AXIS T98A17-VE, AXIS T94G01P, montaje en poste AXIS T91A47, Audio con E/S multicable AXIS A de 5 m Midspans PoE de Axis, alargador PoE AXIS T8129, kit de adaptador para PoE+ por cable coaxial AXIS T8640, switch convertidor de medios AXIS T8604
Entrada/salida de audio	Entrada de micrófono o de línea externa, salida de línea	Software de gestión de vídeo	AXIS Camera Companion, AXIS Camera Station, software de gestión de vídeo de socios desarrolladores de aplicaciones de Axis disponibles en www.axis.com/techsup/software
Red		Idiomas	Inglés, alemán, francés, español, italiano, ruso, chino simplificado, japonés, coreano, portugués, chino tradicional
Seguridad	Protección por contraseña, filtro de direcciones IP, cifrado HTTPS ^a , control de acceso a la red IEEE 802.1X ^a autenticación Digest, registro de acceso de usuarios, gestión centralizada de certificados	Garantía	Garantía Axis de 3 años y opción de garantía AXIS ampliada, visite www.axis.com/warranty
Protocolos compatibles	IPv4/v6, HTTP, HTTPS ^a , SSL/TLS ^a , QoS Layer 3 DiffServ, FTP, CIFS/SMB, SMTP, Bonjour, UPnP TM , SNMP v1/v2c/v3(MIB-II), DNS, DynDNS, NTP, RTSP, RTP, SFTP, TCP, UDP, IGMP, RTCP, ICMP, DHCP, ARP, SOCKS, SSH	Control de exportaciones	Este producto está sujeto a las normas de control de exportaciones. Debe consultarse y respetarse siempre la normativa de las autoridades de control de exportaciones locales pertinentes.
Integración de sistemas		a. Este producto incluye software desarrollado por OpenSSL Project para su uso en el kit de herramientas OpenSSL. (www.openssl.org) y software criptográfico escrito por Eric Young (ey@cryptsoft.com).	
Interfaz de programación de aplicaciones	API abierta para la integración de software, incluida VAPIX [®] y la plataforma de aplicaciones de cámaras AXIS; las especificaciones están disponibles en www.axis.com AXIS Vídeo Hosting System (AVHS) con conexión con un solo clic ONVIF Profile S, las especificaciones están disponibles en www.onvif.org	Más información disponible en www.axis.com	
Analíticas	AXIS Vídeo Motion Detection 2, AXIS Cross Line Detection, detección de golpes Detección de audio Compatibilidad con la plataforma de aplicaciones de cámaras AXIS que permite la instalación de AXIS Vídeo Motion Detection 3 y aplicaciones de terceros, véase www.axis.com/acap		
Activadores de evento	Análisis, temperatura, entrada externa, programación de hora, eventos de almacenamiento local Audio		
Acciones de evento	Carga de archivos: FTP, SFTP, HTTP, HTTPS, recurso compartido de red y correo electrónico Notificación: correo electrónico, HTTP, HTTPS, TCP y SNMP trap Activación de salida externa Grabación de vídeo en almacenamiento local Memoria de vídeo previa y posterior a la alarma Grabación de audio en almacenamiento local		

Montaje en poste AXIS T91A47

Para pequeños y grandes postes

El montaje en poste AXIS T91A47 está diseñado para su uso en interiores y exteriores. Se comercializa en dos versiones: una con cintas de acero para postes con un diámetro de 60–110 mm y otra con cintas de acero para postes con un diámetro de 110–400 mm. Además, puede utilizarse para fijar las cámaras a las vigas. Cuando se utiliza el AXIS T91A47 en una cámara de domo fija, no se necesitan accesorios adicionales, como kits de soporte colgante, y se garantiza una solución económica.

- > **Interiores y exteriores**
- > **Instalación sólida y segura**
- > **Fácil de instalar**
- > **A prueba de agresiones con IK10**
- > **Protección frente a corrosión**



Montaje en poste AXIS T91A47

Modelos	Montaje en poste AXIS T91A47 de 60–110 mm Montaje en poste AXIS T91A47 de 110–400 mm	Homologaciones	IEC/EN/UL 60950-1 IEC/EN/UL 60950-22 EN 50581 IEC 62262 IK10 ^a NEMA 250 Tipo 4X
General		Dimensiones	111 x 42 x 147 mm
Productos compatibles	Cámaras AXIS M11-E Cámaras AXIS P13-E Cámaras AXIS Q16-E Cámaras AXIS Q17-E Cámaras AXIS Q19-E SerieAXIS M30 (excepto para AXIS M3004/M3005) Serie AXIS P32 Serie de cámaras para exterior de AXIS P33 Serie AXIS Q35 Serie AXIS Q36 Serie AXIS T92E, AXIS T93E05, SerieAXIS T93F, AXIS T93G05	Peso	0,3 kg sin bridas de acero
Carga máxima	15 kg	Accesorios incluidos	Guía de instalación Abrazaderas para cable, tornillos AXIS T91A47 60–110 mm: bridas de acero 700 mm AXIS T91A47 110–400 mm: bridas de acero 1450 mm
Tendido de cables	Parte posterior: Orificio para cable Parte lateral: Orificio para cable en forma de U (26 mm)	Accesorios necesarios	Herramienta de montaje para bridas de soporte en poste
Entorno	Interiores Exteriores	Garantía	Garantía Axis de 3 años. Consulte www.axis.com/warranty

a. *Solo protección frente a corrosión*

Responsabilidad medioambiental:
axis.com/environmental-responsibility