PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA EL GUADIANA (50 MWp)
INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN

TRABAJO FIN DE MASTER EN ENERGÍAS RENOVABLES
UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID

Estudiantes:
D. Carlos Hidalgo Martinez
D. Oscar Martinez Rocamora
D. Pedro José López-Ferrer Fernández

Tutor:
D. Jose Luis Martinez Garijo

Índice

1. Objeto 2
2. Proponente y promotor 2
3. Emplazamiento 2
4. Evaluación del recurso solar en el emplazamiento y estimación de la energía media anual vertida a la red eléctrica 4
5. Descripción de la instalación 6
5.1. Características Generales 7
6. Características técnicas de los principales equipos 10
6.1. Módulos fotovoltaicos 10
6.2. Estructura soporte seguimiento a un eje 12
6.3. Centros de transformación 14
7. Sistema Eléctrico de Baja Tensión 17
7.1. Descripción de la infraestructura eléctrica de la planta solar fotovoltaica 17
8. Sistema Eléctrico de Media Tensión 18
8.1. Centros de transformación 18
8.2. Red de 30 kV y líneas de evacuación 22
8.3. Descripción de la línea subterránea 28
10. Red de puesta a tierra 37
11. Obra Civil 39
11.1. Zanjas para cables 39
11.2. Centros de Transformación (cimentación) 41
11.3. Vallado perimetral 41
11.4. Cruzamiento con cauces. 42
11.5. Sistema de Supervisión 43
12. Referencias 44
13. Anexo I.- Informe PVSYST 47
14. Anexo II.- Cálculos Eléctricos 59
15. Anexo III.- Cálculos Mecánicos 120
16. Anexo IV.- Estudio Económico 165
17. Anexo V.- Evaluación impacto Ambiental 183
18. Anexo VI.- Planos 191

1. Objeto

El objeto de este proyecto es el de exponer ante los Organismos Competentes el diseño y justificación del proyecto de ejecución de la implantación de la Planta Fotovoltaica PSFV EL GUADIANA I, 50MW, E INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN.

Este documento se utilizará como documentación técnica básica en cuanto a la autorización de las pruebas de acceso y conexión en el punto de acceso a la red según el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica

El proyecto describe las obras y equipos para llevar a cabo la construcción de la planta solar fotovoltaica El GUADIANA I.

Se presenta, por tanto, el Proyecto de ejecución “Planta Solar Fotovoltaica El GUADIANA I (50 MWp) e infraestructuras de evacuación”.

2. Proponente y promotor

El titular de la instalación fotovoltaica y de la línea de evacuación es la empresa Universidad Europea Madrid.

3. Emplazamiento

3.1. Ubicación de la planta

La planta fotovoltaica ocupará una superficie total de 99,71 hectáreas, y se ubicará en:

- Término Municipal: Badajoz.

La elección de Badajoz como ubicación para el desarrollo del parque solar fotovoltaico de 50 MWp responde a una combinación diferenciadora de ventajas del recurso, de infraestructura ideal y de marco regulatorio favorable respaldado en el contexto del compromiso estatal con las renovables.

Desde el punto de vista del recurso, la provincia de Badajoz se encuentra entre las áreas con mayor irradiancia solar de la Península Ibérica, lo que se traduce en elevados factores de planta y mayor producción específica por kWp instalado frente a muchas otras regiones. Esta ventaja técnica se complementa con un menor coste de suelo y menores barreras territoriales frente a zonas costeras o más concurridas.

En lo que respecta a infraestructura de red, Red Eléctrica de España (REE) ha incorporado refuerzos en el eje 400/220 kV en Extremadura (por ejemplo las subestaciones de Sagrajas, Fuente de Cantos o Maguilla), lo que mejora la capacidad de evacuación de nueva generación renovable en la provincia y reduce el riesgo de requerir obras adicionales costosas de refuerzo de red.

Desde el ámbito normativo y político, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023-2030) refuerza el objetivo de aumentar la penetración de renovables en el sistema eléctrico español, con metas ambiciosas para 2030.

El marco regulatorio nacional también contempla medidas de impulso para fuentes renovables, en el contexto del Real Decreto-ley 23/2020 de reactivación económica que integra medidas energéticas de impulso.

Más aún, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) ha abierto líneas de apoyo para proyectos innovadores de integración de renovables con almacenamiento que pueden elegirse como complemento financiero al proyecto.

En cuanto a normativa de producción eléctrica, la operación del parque se encuadra dentro del Real Decreto 413/2014, que regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, delimitando los requisitos técnicos y las obligaciones de acceso a red.

Adicionalmente, aunque el RD 244/2019 regula fundamentalmente el autoconsumo, su aprobación y vigencia indica un entorno regulatorio

energético que favorece la generación distribuida y la simplificación administrativa del sector renovable.
Por tanto, al presentar este proyecto en Badajoz, se basa no solo en la excelencia del recurso solar y en una red eléctrica apta para recibir la producción, sino también en un respaldo institucional y normativo creciente hacia la transición energética. Este entorno reduce significativamente el riesgo regulatorio, potencialmente facilita el acceso a subvenciones complementarias y aporta solidez para el análisis financiero del proyecto frente a los fondos de inversión como garantía de retorno estable y sostenible.

4. Evaluación del recurso solar en el emplazamiento y estimación de la energía media anual vertida a la red eléctrica

Para la evaluación del recurso solar en el emplazamiento se han utilizado los datos obtenidos de PVGIS-SARAH, completa referencia meteorológica, ampliamente utilizada en el diseño de aplicaciones energéticas y que incorpora un catálogo de datos meteorológicos y procedimientos de cálculo para aplicaciones.

A continuación, se presentan los valores de radiación/climatológicos mensuales, utilizados para el cálculo de las prestaciones de la instalación, siendo los valores dados por PVGIS-SARAH.

Tabla 9. Datos climatológicos

Mes	Radiación Global Horizontal	Temperatura ambiente
	kWh/m^2	ºC
Enero	75,5	8,92
Febrero	97,4	8,21
Marzo	124,6	11,24
Abril	161,5	13,88
Mayo	222,2	20,78
Junio	228	25,71
Julio	250,9	28,31

Agosto	216	28,53
Septiembre	156,1	23,32
Octubre	124,4	16,4
Noviembre	75,3	11,95
Diciembre	57,9	9,8
Año	**1.789,8**	**17,31**

A continuación, se presenta la estimación de la producción de energía anual vertida a la red eléctrica para la planta solar fotovoltaica. La simulación ha sido realizada con el programa PVSYST. La potencia pico instalada de la instalación es de 50 MWp (41,66 MWac).

Tabla 10. Datos mensuales de producción eléctrica y Performance Ratio

Mes	Radiación Global Horizontal	Radiación Global Incidente	Temperatura ambiente	Energía Producida	Energía inyectada a red	Performance ratio
	kWh/m^2	kWh/m^2	ºC	MWh	MWh	%
Enero	75,5	102,2	8,92	4.629,11	4.466,68	87,4
Febrero	97,4	134,7	8,21	5.972,78	5.756,44	85,5
Marzo	124,6	161,7	11,24	7.208,67	6.936,10	85,8
Abril	161,5	210,9	13,88	9.266,84	8.895,58	84,3
Mayo	222,2	291,2	20,78	12.390,56	11.862,25	81,5
Junio	228	295,5	25,71	12.498,72	11.963,20	81
Julio	250,9	337,2	28,31	13.968,12	13.359,22	79,2
Agosto	216	290,3	28,53	12.122,81	11.617,38	80
Septiembre	156,1	210,4	23,32	8.877,19	8.526,18	81
Octubre	124,4	166,9	16,4	7.243,30	6.974,18	83,6
Noviembre	75,3	99,5	11,95	4.494,52	4.336,15	87,2
Diciembre	57,9	76,4	9,8	3.485,67	3.358,58	87,9
Total	**1789,8**	**2376,8**	**17,31**	**102.158,28**	**98.051,94**	**82,5**

La energía vertida a red está limitada por la potencia máxima de inyección a red que es de 41,66MW en el punto de inyección.

Los principales parámetros de la instalación son:

- Radiación Global Incidente anual 1.789,8 kWh/m^2

- Energía eléctrica vertida a la red eléctrica: 98.051,35 MWh/año
- Horas equivalentes de operación: 1.961 horas (sobre potencia pico)
- Performance ratio (media anual): 82,5 %

Los factores de pérdidas eléctricas que se han considerado son:

- Pérdidas de rendimiento del panel fotovoltaico derivada de la temperatura del emplazamiento.
- Pérdidas de rendimiento del panel por baja irradiación solar global
- Pérdidas por desajuste en la serie de paneles (mismatch)
- Pérdidas funcionamiento del inversor
- Pérdidas en cableado de baja tensión
- Pérdidas por efecto de la incidencia del panel (IAM) derivadas de la reflexión de la luz.
- Pérdidas cableado y transformación AC

En documento Anexo I se presentan los resultados de la evaluación del recurso y producción solar realizados con PVSyst

5. Descripción de la instalación

El funcionamiento básico de un sistema fotovoltaico de conexión a red consiste en el aprovechamiento de la radiación solar en células fotoeléctricas que transforman la energía procedente del sol en electricidad, que se acondicionará e inyectará a la red.

La célula fotoeléctrica es la unidad más pequeña de generación de la planta, diversas células componen un panel o módulo fotovoltaico. La totalidad de paneles fotovoltaicos, unidos en combinaciones en serie y paralelo, componen la parte generadora de la instalación, cuya electricidad generada es conducida a un inversor cuyas funciones principales son:

- Transformar la corriente continua en alterna
- Conseguir el mayor rendimiento del campo fotovoltaico
- Protecciones (Tensión fuera de rango, frecuencia inadecuada, cortocircuitos, baja potencia de paneles fotovoltaicos, sobretensiones, etc.)

La energía producida, en baja tensión, es elevada a media tensión, 30 kV, en transformadores elevadores.

En la presente adenda se describen las obras e instalaciones que se proyectan para la construcción de la planta fotovoltaica e infraestructura de evacuación, según se reflejan en el documento Planos

A continuación, se presenta la configuración final del proyecto, con las modificaciones realizadas por el avance de la tecnología.

5.1. Características Generales

Criterios de diseño e Implantación

La planta fotovoltaica tendrá una potencia pico de 50 MWp, y potencia nominal de inversores de 46,40 MWac. La parte generadora estará formada por 91.756 paneles fotovoltaicos de 540, 545 y 550 Wp cada uno, montados sobre estructuras con seguimiento a un eje Este-Oeste.

La parte generadora estará sobredimensionada con respecto a la potencia nominal de los inversores con el fin de minimizar pérdidas y mejorar el punto de trabajo del inversor.

La implantación de la planta fotovoltaica se detalla en el plano PL_002_Layot general y perfil.

Layout eléctrico

Está previsto instalar los paneles fotovoltaicos de 540, 545 y 550 Wp, distribuidos en 110 seguidores monofila 1Vx58 con 58 módulos cada uno y 736 seguidores bifila 2Vx58 con dos filas de 58 módulos por cada uno de ellos.

Se conectarán 29 paneles en serie dando lugar a una serie o string.

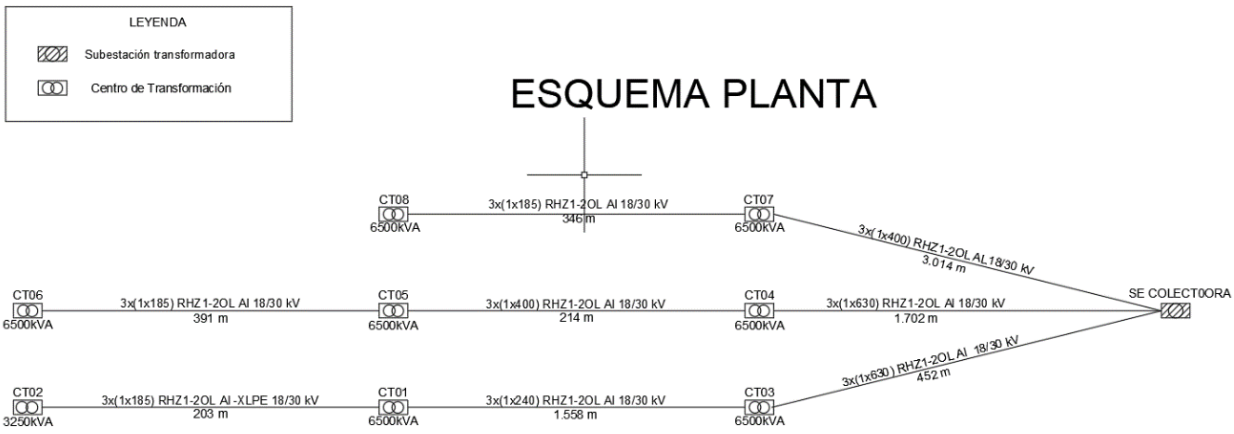
Entre las filas de seguidores se dejará un espacio de 6 m a ejes con la finalidad de reducir el sombreado y facilitar los accesos por la planta.

La planta contará con 232 inversores de tipo string de 200 kW, cada uno, distribuidos en 8 centros de transformación uno con un transformador de simple devanado de 3.250 kVA y 7 con un transformador de dos devanados de 6.500 kVA, cada uno.

Para la planta de 3.250 kVA, se conectan hasta 16 inversores al transformador y en las de 6.500kVA se conectan hasta 32 inversores al transformador, la misión del transformador es elevar la tensión a 30 kV a partir de la obtenida en la salida de los inversores, que es de 800 V trifásico. Del secundario de baja tensión de uno de estos transformadores se alimentará a su vez un cuadro para distribución de servicios auxiliares locales.

Se usarán inversores de strings con diferentes entradas, concretamente 16 y 32 entradas, de forma que se recojan los paralelos de los strings de campo.

La red de media tensión de 30 kV del parque solar constará de 3 líneas RHZ1 18/30 kV H16 de aluminio directamente enterradas en topografía radial, uniendo los diferentes centros de transformación, mediante celdas de línea en formato entrada/salida. Las secciones se pueden observar en los planos correspondientes. Las tres líneas llegarán hasta el centro de seccionamiento y medida ubicado en la subestación colectora José Cabrera 30/220 kV, donde se instalarán las correspondientes celdas de protección.



En las siguientes tablas se indican los parámetros de diseño y las principales características técnicas de la planta fotovoltaica:

Tabla 11. Parámetros de diseño de la instalación

Parámetro	Valor de Diseño
Superficie afectada por la instalación	100,22 Ha.
Seguimiento	Este-Oeste
Orientación. Inclinación	0º
Orientación. Acimut	0º
Número de paneles por seguidor	58
Número de seguidores por inversor	118 (3.250kVA) / 216 a 205(6.500kVA)
Número total de seguidores	1.582 (1Vx58 y 2Vx58)
Separación entre filas de mesas a ejes(m)	6 m
Altura máxima de seguidores (m)*	2,644

**Sujeto a modificación en función del avance de la tecnología*

Tabla 12. Características Técnicas

Parámetro	Valor de diseño
Potencia pico	49,929 MWp
Potencia nominal	46,40 MWac
Potencia en punto de conexión	41,66 MWac
Potencia del módulo solar fotovoltaico	540, 545 y 550 Wp
Número de módulos a instalar	91.756
Número de inversores	232
Número de módulos a instalar por inversor (apróx.)	348 (12 strings) 406 (14 strings) 464 (16 strings)
Producción anual de la instalación	101.710 MWh/año
Tensión de evacuación	30 kV

6. Características técnicas de los principales equipos

6.1. Módulos fotovoltaicos

Se instalarán 91.756 módulos del modelo LONGI Hi-MO 5 LR5-72HBD bifacial, de los cuales serán 19.488 módulos de 540 Wp, 68.382 módulos de 545 Wp y 3.886 módulos de 550 Wp de potencia

Previamente se evaluaron otras alternativas de fabricantes de primer nivel, como los módulos JA Solar DeepBlue 3.0 y los Trina Solar Vertex S. Los módulos JA Solar destacan por su alta eficiencia y fiabilidad, con garantía de producto de 12 años y garantía de rendimiento lineal del 84,8% a los 25 años, mientras que los módulos Trina Solar ofrecen una sólida calidad de fabricación, vida útil superior a los 25 años y buena disponibilidad en el mercado europeo, presentando además precios competitivos y tiempos de entrega reducidos. No obstante, los módulos LONGi Hi-MO 5 fueron finalmente seleccionados por su mayor rendimiento bifacial, coeficiente térmico más favorable y mejor comportamiento en condiciones de alta irradiancia y temperatura, características especialmente adecuadas para el emplazamiento del proyecto en la provincia de Badajoz. Asimismo, la reconocida fiabilidad de la marca LONGi, junto con su garantía de producto de 12 años y garantía de rendimiento superior al 85% a los 25 años, aseguraron la máxima eficiencia y durabilidad del sistema fotovoltaico.

Las características eléctricas principales del módulo fotovoltaico se indican en las siguientes tablas, tanto para condiciones STC como TONC:

Tabla 13. Características principales del módulo fotovoltaico (condiciones STC,front)

Datos eléctricos (condiciones STC)			
Potencia máxima, Wp	540	545	550
Tolerancia de potencia nominal (%)	0~+5W	0~+5W	0~+5W
Tensión en el punto Pmáx-VMPP (V)	41,65	41,80	41,95
Corriente en el punto Pmáx-IMPP (A)	12,97	13,04	13,12

Tensión en circuito abierto-VOC (V)	49,50	49,65	49,80
Corriente de cortocircuito-ISC (A)	13,85	13,92	13,99
Eficiencia del módulo ηm (%)	21,1	21,3	21,5

Condiciones STC,front: Irradiancia 1000W/m², temperatura de célula 25ºC.

Tabla 14. Características principales del módulo fotovoltaico (condiciones TONC,front)

Datos eléctricos (condiciones TONC,front)	545Wp	545Wp	550Wp
Potencia máx.-PMAX (Wp)	403,6	407,4	411,1
Tensión en el punto Pmáx-VMPP (V)	38,86	39,00	39,14
Corriente en el punto Pmáx-IMPP (A)	10,39	10,45	10,51
Tensión en circuito abierto-VOC (V)	46,54	46,68	46,82
Corriente de cortocircuito-ISC (A)	11,17	11,23	11,29

Condiciones TONC,front: Irradiancia a 800 W/m², Temperatura ambiente 20 °C, Velocidad del viento 1 m/s.

Las características mecánicas del módulo, así como otras características relevantes se indican en las tablas 13, 14, 15 y 16.

Tabla 15. Características Mecánicas

Características Mecánicas	
Células solares	Monocristalinas
Distribución de las células	144 células (6 x 24)
Dimensiones del módulo	2256 x 1133 x 35 mm
Peso	32,3 kg
Vidrio frontal	Frontal: 2,0 mm, termoendurecido
Vidrio trasero	Trasero: 2,0 mm, termoendurecido.
Marco	Aluminio anodizado
Caja de conexiones	IP 67

Cables	Resistente a los rayos UV, sección de cables 4,0 mm^2, 250 mm negativo, 150 mm positivo o a definir

Tabla 16. Otras características y límites

Límites de temperatura	
Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC) (ºC)	45 ±2
Coeficiente de temperatura de P_{MAX}	-0,34%/K
Coeficiente de temperatura de I_{SC}	0,05%/K
Límites operativos	
Temperatura de operación, ºC	-40 a 85ºC
Tensión máxima del sistema	1500 V DC (IEC)
Carga de nieve	5400 Pa
Carga de viento	2400 Pa
Coeficiente bifacial ($P_{máx\ trasero}/P_{máx\ frontal}$)	70 ±5%

6.2. Estructura soporte seguimiento a un eje

El seguidor a instalar será Gonvarri Solar Steel TS o similar.

Los módulos fotovoltaicos estarán montados sobre una estructura con seguimiento a un eje Este/Oeste, orientada al Norte/Sur.

Esta decisión se fundamenta en la alta radiación solar de la zona (superior a 1.900 kWh/m²·año) y en la capacidad de los seguidores solares para incrementar la captación de energía directa a lo largo del día, especialmente durante las primeras y últimas horas, cuando el ángulo de incidencia del sol es más bajo. De acuerdo con estudios y datos de referencia para el suroeste de España, el uso de trackers a un eje puede aumentar la producción anual entre un 15% y un 25% respecto a una instalación fija. En el caso concreto de Badajoz, se estima una ganancia media del 20%, lo que se traduce en una

producción aproximada de 102 GWh/año frente a los 85 GWh/año de una planta con estructura fija. A pesar de implicar un ligero incremento en el coste de inversión (CAPEX) y en las operaciones de mantenimiento, el mejor aprovechamiento del recurso solar, la mayor rentabilidad energética, la optimización del terreno disponible y la amplia experiencia local de Gonvarri en proyectos similares en Extremadura

La estructura solar, contendrá un total de 58 paneles por alineación, colocados en 1 o 2 filas de manera vertical.

Cada alineación contará, por tanto, con un total de 31.320 Wp, 31.610 Wp o 31.900 Wp instalados según sea su potencia de 540 Wp, 545 Wp o 550 Wp respectivamente. Tendrá unas dimensiones aproximadas de 68,32 m de longitud x 2,539 m de altura (a 55º) x 2,256 m de anchura.

Tabla 17. Parámetros principales del seguidor

Parámetro	
Sistema de seguimiento	Monofila
Rango de rotación	± 55º
Alimentación	Autoalimentado
Algoritmo de seguimiento	Astronómico con Backtracking
Comunicación inalámbrica	Disponible
Resistencia al viento	Según normativa local
Adaptación al terreno: **Pendiente Norte-Sur** **Pendiente Este-Oeste**	 15% Ilimitada
Cimentación	Hincado directo/Pretaladro
Rango de temperatura: **Estándar** **Extendida**	 De -20º a 60º C De -40º a +60º C
Disponibilidad	>99%
Casquillo de rotación	Autolubricado
Modo de limpieza	Face to Face

6.3. Centros de transformación

La instalación estará formada por 8 centros de transformación (CT),Huawei tipo STS, a modo de referencia.

Durante la fase de diseño se evaluaron otras alternativas de fabricantes como Ingeteam Skid MV Power Station y Sungrow MV Station, que, si bien ofrecen configuraciones modulares similares, presentan mayores requerimientos de espacio, rendimientos eléctricos ligeramente inferiores (del orden del 98,2% frente al 98,6% de los Huawei STS) y menor integración con los inversores Huawei seleccionados para el proyecto. Además, los centros Huawei STS destacan por su compacta disposición en contenedor prefabricado, que facilita el transporte, montaje y mantenimiento, y por su compatibilidad directa con la arquitectura de control y comunicaciones de los inversores, reduciendo pérdidas, tiempos de instalación y costes de operación. Por todo ello, la elección de los centros de transformación Huawei STS-3000K-H1 y STS-6000K-H1 se considera la opción más eficiente, segura y económicamente ventajosa para la planta fotovoltaica de 50 MWp proyectada en Badajoz.

La instalación tendrá 1 centro de transformación STS-3000K-H1 con 1 transformador de simple devanado de 3.250 kVA al que llegará la potencia de 15 inversores y 7 centros de transformación STS-6000K-H1 con 1 transformador de doble devanado de 6.500 kVA al que llegará la potencia de 29, 31 o 32 inversores cada uno. (Ver planos PL_006_Unifilar CA).

Inversor

El uso de un inversor es la solución idónea para la inyección directa de energía producida por un generador fotovoltaico en la red eléctrica trifásica convencional.

Los inversores previstos emplean la técnica de seguimiento del punto de máxima potencia de panel (MPPT), que permite obtener la máxima eficiencia posible del generador fotovoltaico en cualquier circunstancia de funcionamiento.

El equipo permite el funcionamiento tanto en modo automático como en modo manual. En modo automático se realiza constantemente el seguimiento del punto de máxima potencia de panel. En modo manual es el usuario quien

determina el punto de trabajo de panel, en el cual el sistema trabajará de forma constante.

Durante la fase de diseño se evaluaron otras alternativas de fabricantes reconocidos, como los Sungrow SG250CX y los Ingeteam INGECON SUN Power 250TL, los cuales presentan prestaciones similares en potencia nominal y eficiencia. No obstante, los inversores Huawei destacan por su eficiencia máxima superior al 99%, su compatibilidad nativa con los centros de transformación Huawei STS, y su capacidad de gestión de strings bifaciales, adaptándose perfectamente a los módulos LONGi Hi-MO 5 LR5-72HBD y a la topología de seguimiento a un eje seleccionada. Asimismo, cuentan con amplio rango de tensión de entrada, soporte técnico global y disponibilidad de repuestos en Europa, lo que garantiza la continuidad de operación y un mantenimiento eficiente a largo plazo.

El inversor propuesto para la instalación es el SUN2000-215KTL-H0, de Huawei, a modo de referencia. En cualquier caso, se instalarán inversores presentes en el mercado y cuyo funcionamiento esté garantizado en plantas de energía similar.

La potencia de los inversores se limitará mediante los equipos de control de la planta de tal forma que en el punto de conexión se entregarán **41,66 MW a la red como máximo.**

Desde los inversores se irá hasta las cajas de baja tensión en los centros de transformación para realizar en las mismas el paralelo y unificar la salida al transformador del centro. Dichos cuadros irán equipados con un interruptor magnetotérmico de capacidad adecuada a la potencia.

En la siguiente tabla se indican los datos técnicos de los inversores a utilizar.

Tabla 18. Características del Inversor

VALORES DE ENTRADA (CC)	
Rango de tensión MPP	500 – 1.500 V
Tensión máxima	1.500 V
Tensión nominal	1.080 V
Corriente máxima por MPPT	30 A
Corriente CC máxima por MPPT	50 A

Nº entradas	hasta 18
MPPT	hasta 9
PROTECCIONES DE ENTRADA	
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas tipo 2
Dispositivo desconexión DC	Si
Protección de fallos	Supervisión de fallos de las cadenas de strings, protección de polaridad inversa de DC y detección de la resistencia de aislamiento de DC
VALORES DE SALIDA (AC)	
Potencia nominal	200 kW
Potencia aparente máx.	215 kVA
Tensión nominal	800 V (3W+PE)
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz
Corriente nominal	144,4 A
Corriente máxima de salida	155,2 A
Coseno Phi	1
Coseno Phi ajustable	±0,8
THD (Distorsión Armónica Total)	<3%
PROTECCIONES DE SALIDA	
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas tipo 2.
Protección AC	Interruptor automático de sobrecorrientes, protección anti-isla y unidad de control de la corriente residual
DATOS GENERALES	
Dimensiones (ancho x alto x fondo)	1,035 x 0,7 x 0,365 m
Humedad relativa	0 - 100%
Temperatura de funcionamiento	-25 ºC a +60 °C

Peso	≤ 86 kg
Grado de protección	IP66
Altitud máxima	4.000 m

7. Sistema Eléctrico de Baja Tensión

7.1. Descripción de la infraestructura eléctrica de la planta solar fotovoltaica

El diseño eléctrico se describe a continuación y se presenta en los planos de referencia.

PL_001_Situacion y emplazamiento
PL_002_Layout general y perfil
PL_003_Layout de transformación
PL_004_Unifilar MT
PL_005_Detalles zanjas MT
PL_006_Unifilar CA
PL_007_Layout string CC
PL_008_Detalles zanjas CC
PL_009_Unifilar CC

Interconexión instalación fotovoltaica- inversor

Cada uno de los 232 inversores que componen la planta recogerá 12 ,14 o 16 strings.

Siendo cada string de 29 módulos de 540, 545 o 550 Wp en serie.

La interconexión entre los grupos de paneles y los inversores se realizará con cable de cobre RZ1-K o ZZ-F(PV1-F) 1,8 kV DC de 1 x 6 mm2 y 1x10 mm2.

7.1.1. Inversor

El inversor de 200 kVA, que ya se ha descrito en el apartado 9.3, recibirá 12, 14 o 16 strings del campo fotovoltaico, según corresponda, tal y como se observa en los planos.

La planta solar irá compuesta por un total de 232 inversores de string; 66 inversores de 12 strings, y 141 inversores con 14 strings y 25 inversores con 16 strings.

7.1.2. Interconexión inversores – centro de transformación

Cada inversor quedará conectado a una CBT que se conectará a un transformador elevador. El enlace entre cada inversor y la CBT se efectuará mediante cable RV-Al 0,6/1kV de 1 x 150, 240, 300 ó 400 mm2, de sección adecuada para la totalidad de potencia y la caída de tensión.

8. Sistema Eléctrico de Media Tensión

El sistema de 30 kV está compuesto por 8 centros de transformación (de los cuales son uno de 3.250 kVA y 7 de 6.500 kVA) y su interconexión hasta el edificio de media tensión, ubicado en la subestación colectora El GUADIANA.

Remitirse al plano PL_006_Unifilar CA para mayor detalle.

8.1. Centros de transformación

Los centros de transformación serán uno con un transformador de simple devanado de 3.250kVA y siete con transformadores de doble devanado de 6.500 kVA.

Cada centro de transformación se compondrá de:

- Cuadros de baja tensión
- Transformador trifásico de llenado integral conectados a los cuadros de baja tensión.

- El bastidor/bancada irá equipado con:

  - Red de tierras interiores.
  - Alumbrado
  - Elementos de seguridad
  - Cuadro de servicios auxiliares.
  - Interconexión transformador de potencia con CBT
  - Cubetas de recogida de aceite con capacidad suficiente para albergar todo el volumen de transformador.
  - UPS de 5 kVA y barras de distribución de tensión 230 V, 50 Hz, segura

8.1.1. **Transformadores**

En cada centro de transformación se instalarán un transformador trifásico en aceite, de llenado integral (ONAN) según la norma UNE 60.076.

Sus características principales serán:

Transformador 3.250kVA:

- Potencia 3.250 kVA
- Impedancia de cortocircuito 7 %
- Normas IEC 60076
- Frecuencia 50 Hz
- Relación de transformación 0,8/30±2x2.5% kV.
- Tensión del secundario 800 V
- Tensiones de ensayo aplicada, 50 Hz, 70 kV (eff)
- Impulso 1,2/50 µs 170kV (pic)
- Grupo de conexión Dy11

Transformador 6.500kVA:

- Potencia 6.500 kVA
- Impedancia de cortocircuito 7 %
- Normas IEC 60076
- Frecuencia 50 Hz
- Relación de transformación 0,8/30±2x2.5% kV.
- Tensión del secundario 800 V

- Tensiones de ensayo aplicada, 50 Hz, 70 kV (eff)
- Impulso 1,2/50 µs 170kV (pic)
- Grupo de conexión Dy11-y11

Dispondrán de una placa de identificación, donde se indique el nombre del fabricante, tipo de transformador, número de serie, potencia y frecuencias nominales, tensiones y peso.

Asimismo, irán dotados con una cubeta de recogida de aceite con capacidad, al menos, del volumen de aceite del transformador.

Estos transformadores serán sometidos como mínimo a los siguientes ensayos, de acuerdo con las normas UNE-EN 60076:

- Medición de la resistencia de los arrollamientos.
- Determinación de la relación de transformación y control de grupo de conexión.
- Determinación tensión cortocircuito.
- Determinación pérdidas en carga.
- Determinación pérdidas y corriente en vacío.
- Ensayo de tensión aplicada.
- Ensayo de tensión inducida.
- Ensayo de onda de choque.
- Medida de nivel de ruido.
- Verificación de sistemas de protección.

8.1.2. **Celdas de media tensión**

Las celdas de protección y maniobra se ubicarán en el mismo bastidor del centro de transformación/inversor. Constarán de dos posiciones de línea y una de protección con interruptor automático.

Las celdas serán con corte y aislamiento en SF6 y cumplirán con la norma IEC 62.271-200.

Las características generales de los equipos de los centros serán:

Servicio	Interior (bajo envolvente)
Tensión de servicio	30 kV
Tensión nominal de aislamiento	36 kV
Embarrado	Simple
Intensidad nominal de embarrado	630 A
Corriente de cortocircuito trifásico simétrica 1 s	20 kA

Estarán construidas a base de chapa de acero de alta calidad, plegada, formando un conjunto mecánicamente resistente frente a los esfuerzos originados por las vibraciones normales de operación y por posibles esfuerzos electrodinámicos.

Estas celdas son de tipo encapsulado metálico, aislamiento en SF6, para instalación interior. Las características constructivas de cada celda son análogas, variando únicamente el aparellaje instalado en cada una de ellas de acuerdo con las necesidades para cada tipo de servicio.

Deberán estar diseñadas para soportar, sin deformación, los efectos de un cortocircuito en el interior de la celda.

Con el fin de impedir maniobras prohibidas, las celdas dispondrán, entre otros sistemas de seguridad, de los correspondientes enclavamientos mecánicos.

Las celdas deberán someterse como mínimo a los siguientes ensayos:

- Operación mecánica sin tensión en el circuito principal.
- Operación mecánica de los elementos móviles y enclavamientos.
- Pruebas de dispositivos auxiliares, hidráulicos, neumáticos y eléctricos.
- Verificación del cableado conforme a los esquemas eléctricos.
- Ensayo a frecuencia industrial del circuito principal.
- Ensayo dieléctrico de circuitos auxiliares y de control
- Ensayo a onda de choque.
- Verificación del grado de protección.

8.2. Red de 30 kV y líneas de evacuación

La conexión entre los centros de trasformación CT-01 a CT-02, se realizará mediante línea subterránea.

Se efectuará mediante cable aislado enterrado y de las siguientes características:

- Denominación RHZ1
- Tipo de conductor Unipolar-Campo Radial
- Nivel de aislamiento 18/30 kV
- Secciones (ver planos): 3x(1x185) mm^2
- Material conductor Aluminio
- Material de aislamiento XLPE
- Pantalla Malla de Cu.
- Cubierta Z1 poliolefina (rojo)
- Normas IEC 60502
- Cubierta de armadura Polietileno
- Longitud: 253 m

La conexión entre los centros de trasformación CT-03 a CT-04, se realizará mediante línea subterránea.

Se efectuará mediante cable aislado enterrado y de las siguientes características:

- Denominación RHZ1
- Tipo de conductor Unipolar-Campo Radial
- Nivel de aislamiento 18/30 kV
- Secciones (ver planos): 3x(1x185) mm^2
- Material conductor Aluminio
- Material de aislamiento XLPE
- Pantalla Malla de Cu.
- Cubierta Z1 poliolefina (rojo)
- Normas IEC 60502
- Cubierta de armadura Polietileno
- Longitud 805 m

La conexión entre los centros de trasformación CT-04 a CT-05, se realizará mediante línea subterránea.

Se efectuará mediante cable aislado enterrado y de las siguientes características:

- Denominación RHZ1
- Tipo de conductor Unipolar-Campo Radial
- Nivel de aislamiento 18/30 kV
- Secciones (ver planos): 3x(1x240) mm^2
- Material conductor Aluminio
- Material de aislamiento XLPE
- Pantalla Malla de Cu.
- Cubierta Z1 poliolefina (rojo)
- Normas IEC 60502
- Cubierta de armadura Polietileno
- Longitud 596 m

La conexión entre los centros de trasformación CT-07 a CT-06, se realizará mediante línea subterránea.

Se efectuará mediante cable aislado enterrado y de las siguientes características:

- Denominación RHZ1
- Tipo de conductor Unipolar-Campo Radial
- Nivel de aislamiento 18/30 kV
- Secciones (ver planos): 3x(1x185) mm^2
- Material conductor Aluminio
- Material de aislamiento XLPE
- Pantalla Malla de Cu.
- Cubierta Z1 poliolefina (rojo)
- Normas IEC 60502
- Cubierta de armadura Polietileno
- Longitud 581 m

La conexión entre los centros de trasformación CT-06 a CT-08, se realizará mediante línea subterránea.

Se efectuará mediante cable aislado enterrado y de las siguientes características:

- Denominación RHZ1
- Tipo de conductor Unipolar-Campo Radial

- Nivel de aislamiento 18/30 kV
- Secciones (ver planos): 3x(1x400) mm^2
- Material conductor Aluminio
- Material de aislamiento XLPE
- Pantalla Malla de Cu.
- Cubierta Z1 poliolefina (rojo)
- Normas IEC 60502
- Cubierta de armadura Polietileno
- Longitud 481 m

Las características de los cables son:

Tabla 19. Características de los cables

TIPO	RHZ1 2OL 18/30 kV 1x185 mm² Al +16 Cu	RHZ1 2OL 18/30 kV 1x240 mm² Al +16 Cu	RHZ1 2OL 18/30 kV 1x400 mm² Al +16 Cu
Tensión Nominal	18/30kV	18/30kV	18/30kV
Polaridad conductor	Unipolar	Unipolar	Unipolar
Material de conductor	Aluminio	Aluminio	Aluminio
Sección del conductor (mm²)	185	240	400
Nº mín. alambres conductor	15	30	15
Forma conductor	Circular compactado	Circular compactado	Circular compactado
Clase / Norma conductor	2 / IEC 60228	2 / IEC 60228	2 / IEC 60228
Diámetro Nominal conductor (mm)	11,2	17,85	23,4
Conductor obturado	SI	SI	SI
Material pantalla sobre conductor			
Espesor capa semiconductora interna (mm)	0,5	0,5	0,5
Material del aislamiento	XLPE	XLPE	XLPE
Espesor nominal aislamiento (mm)	8	8	8
Diámetro Nominal sobre aislamiento (mm)	28,2	34,9	40,8
Material pantalla sobre aislamiento (no metálica)			
Espesor capa semiconductora sobre aislamiento (mm)	0,5	0,5	0,5
Cinta semiconductora obturante bajo pantalla metálica			
Material pantalla sobre aislamiento (parte metálica)			
Sección de la pantalla (mm²)	16	16	16

TIPO	RHZ1 2OL 18/30 kV 1x185 mm² Al +16 Cu	RHZ1 2OL 18/30 kV 1x240 mm² Al +16 Cu	RHZ1 2OL 18/30 kV 1x400 mm² Al +16 Cu
Formación de la pantalla (N x mm)	60x0,583	60x0,583	60x0,583
Cinta obturante bajo pantalla metálica			
Material cubierta			
Espesor nominal cubierta (mm)	3	3	3
Color	Rojo	Rojo	Rojo
Diámetro nominal exterior	37,7	44,2	49,9
Peso aproximado (kg/km)	1180	2005	2492
Radio mínimo de curvatura (mm)	479	665	744
Temperatura (ºC) máx. normal/cc máx. 5 seg.	90/250	90/250	90/250
Resistencia máxima CC del conductor, a 20ºC	0,17	0,125	0,0778
Reactancia estrella, a 50 Hz	0,137	0,116	0,108
Capacidad por fase	0,197	0,227	0,272
Corriente de carga por fase, a Uo, 50 Hz	0,896	1,201	0,896
Intensidad máxima admisible en cortocircuito adiabático (0.1/0.5/1.0 s)	28,4/12,8/9	71,8/32,1/22,7	28,4/12,8/9
Nivel aislamiento impulsos (kV)	170	170	170

8.2.1. **Punto de conexión**

La energía generada por la planta solar fotovoltaica de **50 MWp**, ubicada en la provincia de **Badajoz**, se evacuará a la red eléctrica a través de un **punto de entronque en alta tensión**, de acuerdo con los criterios técnicos y normativos establecidos por **Red Eléctrica de España (REE)** y la **empresa distribuidora** correspondiente.

Tras un estudio preliminar de la red eléctrica de la zona y considerando la potencia total de la instalación, la opción más viable y eficiente para el vertido de la energía es la **Subestación de Sagrajas (400/220 kV)**, perteneciente a la red de transporte de REE. Esta instalación se encuentra estratégicamente situada al norte de Badajoz y dispone de **capacidad de evacuación suficiente para generación renovable**, al formar parte del **eje 400/220 kV San Serván – Sagrajas**, recientemente reforzado para la integración de nueva potencia fotovoltaica en Extremadura. Su conexión ofrece **mayor**

estabilidad de red, **menores pérdidas en la evacuación** y **una infraestructura existente adecuada** para la potencia del parque, evitando la necesidad de construir una subestación de elevación adicional.
Como alternativas técnicas se han considerado las subestaciones de **Maguilla (400 kV)**, **Fuente de Cantos (400 kV)** y **Vaguadas (220 kV)**, todas ellas dentro de la provincia de Badajoz y con presencia en el plan de desarrollo de la red de transporte. No obstante, estas opciones presentan **mayor distancia media al emplazamiento** y, en algunos casos, **limitaciones de capacidad disponibles**, lo que incrementaría los costes de línea de evacuación y los plazos de conexión.

En consecuencia, y atendiendo a criterios de **capacidad, proximidad, disponibilidad y optimización de la infraestructura existente**, se propone como **punto de entronque preferente** la **Subestación de Sagrajas (400/220 kV)**, sin perjuicio de la resolución definitiva que emita **REE** tras la presentación del correspondiente **Estudio de Acceso y Conexión**. Esta elección garantiza una **evacuación segura, técnicamente viable y económicamente óptima** de la energía generada por el parque fotovoltaico, asegurando su plena integración en la red eléctrica nacional.

8.2.2. Líneas de evacuación. Descripción del trazado de la línea subterránea

La evacuación de la Planta fotovoltaica se estructura en tres líneas agrupadas en varios tramos de canalización a describir más adelante.

8.2.2.1. Características de los cables

A continuación, se detallan las características de los cables de las líneas de evacuación:

Tabla 21. Características de los cables de evacuación

TIPO	RHZ1 2OL 18/30 kV 1x400 mm² Al +16 Cu	RHZ1 2OL 18/30 kV 1x500 mm² Al +16 Cu	RHZ1 2OL 18/30 kV 1x630 mm² Al +16 Cu
Tensión Nominal	18/30kV	18/30kV	18/30kV
Polaridad conductor	Unipolar	Unipolar	Unipolar

TIPO	RHZ1 2OL 18/30 kV 1x400 mm² Al +16 Cu	RHZ1 2OL 18/30 kV 1x500 mm² Al +16 Cu	RHZ1 2OL 18/30 kV 1x630 mm² Al +16 Cu
Material de conductor	Aluminio	Aluminio	Aluminio
Sección del conductor (mm²)	400	500	630
Forma conductor	Circular compactado	Circular compactado	Circular compactado
Clase / Norma conductor	2 / IEC 60228	2 / IEC 60228	2 / IEC 60228
Diámetro Nominal conductor (mm)	23,40	27,00	32,00
Conductor obturado	SI	SI	SI
Material pantalla sobre conductor	Capa semiconductora extruida	Capa semiconductora extruida	Capa semiconductora extruida
Espesor capa semiconductora interna (mm)	0,5	0,5	0,5
Material del aislamiento	XLPE	XLPE	XLPE
Espesor nominal aislamiento (mm)	8	8	8
Diámetro Nominal sobre aislamiento (mm)	40,8	44,4	49,4
Material pantalla sobre aislamiento (no metálica)	Capa semiconductora extruida	Capa semiconductora extruida	Capa semiconductora extruida
Espesor capa semiconductora sobre aislamiento (mm)	0,5	0,5	0,5
Cinta semiconductora obturante bajo pantalla metálica	NO	NO	NO
Material pantalla sobre aislamiento (parte metálica)	Hilos de Cobre	Hilos de Cobre	Hilos de Cobre
Sección de la pantalla (mm²)	16	16	16
Formación de la pantalla (N x mm)	60x0,583	60x0,583	60x0,583
Cinta obturante bajo pantalla metálica	SI	SI	SI
Material cubierta	PE media densidad	PE media densidad	PE media densidad

TIPO	RHZ1 2OL 18/30 kV 1x400 mm² Al +16 Cu	RHZ1 2OL 18/30 kV 1x500 mm² Al +16 Cu	RHZ1 2OL 18/30 kV 1x630 mm² Al +16 Cu
Espesor nominal cubierta (mm)	3	3	3
Color	Rojo	Rojo	Rojo
Diámetro nominal exterior	49,9	53,5	58,5
Peso aproximado (kg/km)	24922	2896	3514
Radio mínimo de curvatura (mm)	744	797	864
Temperatura (ºC) máx. normal/cc máx. 5 seg.	90/250	90/250	90/250
Resistencia máxima CA del conductor, a 90ºC	0,102	0,1013	0,0636
Reactancia estrella, a 50 Hz	0,108	0,103	0,10
Capacidad por fase	0,272	0,303	0,343

1. Línea 1: LMT proveniente del CT-03 a la SET elevadora 30/220 kV.
2. Línea 2: LMT proveniente del CT-04 a la SET elevadora 30/220 kV.
3. Línea 3: LMT proveniente del CT-07 a la SET elevadora 30/220 kV.

8.3. Descripción de la línea subterránea

8.3.1. Red interior del parque

La línea interior del parque subterráneas queda definida por las siguientes características:

Tabla 20. Características líneas subterráneas

LINEAS	1	2	3
ORIGEN	SALIDA CT-02	SALIDA CT-01	SALIDA CT-06
FINAL	ENTRADA CT-01	ENTRADA CT-03	ENTRADA CT-05
LONGITUD ZANJA (m)	185,7 m	1784,97 m	372,05 m
LONGITUD DE CABLE (m)	205 m	1885 m	401 m
TIPO DE CANALIZACION	DIRECTAMENTE ENTERRADO	DIRECTAMENTE ENTERRADO	DIRECTAMENTE ENTERRADO
DIAMETRO EXTERIOR DEL TUBO (mm)	-	-	-
NÚMERO DE TERNAS DE CABLES POR TUBO	-	-	-
TIPO DE CONEXIÓN DE LAS PANTALLAS	A TIERRA EN LOS DOS EXTREMOS DE LA LÍNEA	A TIERRA EN LOS DOS EXTREMOS DE LA LÍNEA	A TIERRA EN LOS DOS EXTREMOS DE LA LÍNEA
Nº TERNAS	1	1(+1 compartida)	1(+2 compartida)
CONFIGURACION DE LOS CONDUCTORES	TRESBOLILLO	TRESBOLILLO	TRESBOLILLO
PROFUNDIDAD, MEDIDA AL EJE DE LA TERNA (mm)	790	90	790
TEMPERATURA MAXIMA DEL CONDUCTOR (ºC)	90	90	90
TEMPERATURA DEL SUELO (ºC)	25	25	25
RESISTIVIDAD DEL SUELO (K·m/W)	1,5	1,5	1,5
TEMPERATURA DEL AIRE AMBIENTE (ºC)	40	40	40

LINEAS	4	5
ORIGEN	SALIDA CT-05	SALIDA CT-08
FINAL	ENTRADA CT-04	ENTRADA CT-07
LONGITUD ZANJA (m)	208,57 m	338,67 m
LONGITUD DE CABLE (m)	229 m	366 m
TIPO DE CANALIZACION	DIRECTAMENTE ENTERRADO	DIRECTAMENTE ENTERRADO
DIAMETRO EXTERIOR DEL TUBO (mm)	-	-
NÚMERO DE TERNAS DE CABLES POR TUBO	-	-
TIPO DE CONEXIÓN DE LAS PANTALLAS	A TIERRA EN LOS DOS EXTREMOS DE LA LÍNEA	A TIERRA EN LOS DOS EXTREMOS DE LA LÍNEA
Nº TERNAS	1	1(+1 compartida)
CONFIGURACION DE LOS CONDUCTORES	TRESBOLILLO	TRESBOLILLO
PROFUNDIDAD, MEDIDA AL EJE DE LA TERNA (mm)	790	790
TEMPERATURA MAXIMA DEL CONDUCTOR (ºC)	90	90
TEMPERATURA DEL SUELO (ºC)	25	25
RESISTIVIDAD DEL SUELO (K·m/W)	1,5	1,5
TEMPERATURA DEL AIRE AMBIENTE (ºC)	40	40

8.3.2. Línea de Evacuación

Las líneas de evacuación subterráneas quedan definidas por las siguientes características:

Tabla 20. Características líneas subterráneas

LINEAS	1	2	3
ORIGEN	SALIDA CT 3	SALIDA CT 4	SALIDA CT 6
FINAL	POSICIÓN DE CELDAS DE SET ELEVADORA 30/220 Kv	POSICIÓN DE CELDAS DE SET ELEVADORA 30/220 Kv	POSICIÓN DE CELDAS DE SET ELEVADORA 30/220 Kv
LONGITUD ZANJA (m)	531 m (compart.)	1.524 (Compart.)	1.859 m (Comp.) + 920 (indep.)
LONGITUD DE CABLE (m)	569 m	1611 m	2.909 m
TIPO DE CANALIZACION	DC ENTERRADA BAJO TIERRA + BT HORMIG. BAJO TIERRA	DC ENTERRADA BAJO TIERRA + BT HORMIG BAJO TIERRA	DC ENTERRADA BAJO TIERRA + BT HORMIG BAJO TIERRA
DIAMETRO EXTERIOR DEL TUBO (mm)	200	200	200
NÚMERO DE TERNAS DE CABLES POR TUBO	1	1	1
TIPO DE CONEXIÓN DE LAS PANTALLAS	A TIERRA EN LOS DOS EXTREMOS DE LA LÍNEA	A TIERRA EN LOS DOS EXTREMOS DE LA LÍNEA	A TIERRA EN LOS DOS EXTREMOS DE LA LÍNEA
Nº TERNAS	1	1(+1 compartida)	1(+2 compartida)
CONFIGURACION DE LOS CONDUCTORES	TRESBOLILLO	TRESBOLILLO	TRESBOLILLO
PROFUNDIDAD, MEDIDA AL EJE DE LA TERNA (mm)	900	900	900

LINEAS	1	2	3
SEPARACION ENTRE LOS EJES DE LAS FASES (mm)	250	250	250
TEMPERATURA MAXIMA DEL CONDUCTOR (ºC)	90	90	90
TEMPERATURA DEL SUELO (ºC)	25	25	25
RESISTIVIDAD DEL SUELO (K·m/W)	1,5	1,5	1,5
TEMPERATURA DEL AIRE AMBIENTE (ºC)	40	40	40
LADO CORTO DEL DADO DE SUELO CORREGIDO U HORMIGÓN (mm)	730	730	730
RESISTIVIDAD DEL SUELO CORREGIDO O EL HORMIGÓN (K·m/W)	1	1	1

Los cables se instalarán en canalización bajo tubo hormigonada en zona de cruce de calzadas y recintos exteriores al vallado del parque. El tendido e inspección se facilitará mediante la construcción de puntos de acceso.

Los tubos normalizados, según la Norma UNE-EN 50086, para estas canalizaciones serán de polietileno de alta densidad de color rojo de 6 metros de longitud y 200 mm de diámetro, con una resistencia a la compresión de 450 N y una resistencia al impacto de 40 J. Dichos tubos irán siempre acompañados de un tubo de polietileno de alta densidad de color verde de 125 mm de diámetro para la posible instalación de cables de telecomunicaciones según la Norma UNE-EN 50086-2-4.

Los tubos irán alojados en zanjas cuyas dimensiones y números de tubos que puede albergar son las que se muestran en el plano de canalizaciones de MT, según tramo y número de circuitos. En todo momento la profundidad mínima a la parte superior del tubo más próxima a la superficie del suelo no será menor de 60 cm en el caso de canalización bajo acera, ni de 80 cm bajo calzada.
A juicio del técnico responsable de seguridad de la obra, se procederá al entibado de la zanja con el fin de asegurar su estabilidad.

Los tubos se situarán sobre un lecho de hormigón de 4 cm de espesor, en el caso de canalización de cruce de calzada, o lecho de arena de 4 cm de espesor en el resto de canalizaciones.

En el caso de canalización de cruce de calzada, una vez instalados los tubos que contendrán los cables de potencia y el tubo de 125 mm de diámetro exterior para telecomunicaciones, a 4 cm de la parte superior del tubo asegurando que este quede cubierto con una capa de como mínimo 4 cm de hormigón, se hormigonará el conjunto formando un tablero de hormigón de 400 mm x 400 mm. Una vez formado el encofrado, se rellenará toda la zanja con tierra procedente de la misma excavación, si esta reúne las condiciones exigidas por las normas, reglamentos y ordenanzas municipales correspondientes, o bien con tierra de aportación en caso contrario. Se compactará esta tierra en tongadas de 30 cm, hasta lograr una compactación, como mínimo, al 95% del Proctor (P.M.).

En el resto de canalizaciones, una vez instalados los tubos que contendrán los cables de potencia y el tubo de 125 mm de diámetro exterior para telecomunicaciones, se rellenará toda la zanja con tierra procedente de la misma excavación, si esta reúne las condiciones exigidas por las normas, reglamentos y ordenanzas municipales correspondientes, o bien con tierra de aportación en caso contrario. Se compactará esta tierra en tongadas de 30 cm, hasta lograr una compactación, como mínimo, al 95% del Proctor (P.M.).

Se colocarán también una o dos (para el caso de 9 tubos) cintas de señalización de color amarillo naranja vivo que advierta la existencia de los cables, según la Especificación de Materiales “Cinta de polietileno para señalización subterránea de cables enterrados” según RU 0205. Su distancia mínima a la cara inferior del pavimento será de 10 cm y a la parte superior del tubo de 25 cm.

El trazado se señalizará mediante la instalación de hitos prefabricados de hormigón que se colocarán en todos los cruces y cambios de dirección.

En el Documento II Planos figuran los diferentes tipos de canalizaciones que se utilizan en este proyecto. PL_005 Detalles zanjas MT.

En los puntos de conexión de los distintos tramos de tendido se utilizarán empalmes y terminaciones adecuados a las características de los conductores a unir.

Tanto los empalmes como las terminaciones no deberán disminuir en ningún caso las características eléctricas y mecánicas del cable conectado debiendo cumplir las siguientes condiciones:

- La conductividad de los cables empalmados no puede ser inferior a la de un solo conductor sin empalmes de la misma longitud.
- El aislamiento del empalme o terminación ha de ser tan efectivo como el aislamiento propio de los conductores.
- Los empalmes y terminaciones deben estar protegidos para evitar el deterioro mecánico y la entrada de humedad.
- Los empalmes y terminaciones deben resistir los esfuerzos electrodinámicos en caso de cortocircuito, así como el efecto térmico de la corriente, tanto en régimen normal como en caso de sobrecargas y cortocircuitos.

En el caso de que las terminaciones de línea fuesen enchufables, éstas serán apantalladas y de acuerdo con las Normas UNE-EN 50180 y UNE-EN 50181.

8.3.3. **Puesta a tierra**

En las redes subterráneas de Media Tensión se conectarán a tierra los siguientes elementos:

- Bastidores de los elementos de maniobra y protección
- Apoyos
- Pararrayos autoválvulas
- Pantallas metálicas de los cables

Las pantallas de los cables se conectarán a tierra en los dos extremos de la línea. En el caso de líneas de longitud superior a 10 km, será necesario conectar a tierra las pantallas en un empalme intermedio.
En el caso de canalización a lo largo de galerías visitables, se dispondrá una instalación de puesta a tierra única accesible a lo largo de toda la galería. Se dimensionará para la máxima corriente de defecto (fase-tierra) que se prevea pueda evacuar. El valor de la resistencia global de puesta a tierra de la galería debe ser tal que, durante la evacuación de un defecto, no se supere un cierto valor de tensión de defecto establecido en proyecto.

Además, las tensiones de contacto que puedan aparecer tanto en el interior de la galería como en el exterior (si hay transferencia de potencial debido a tubos u otros elementos metálicos que salgan al exterior), no deben superar los valores admisibles de tensión de contacto aplicada según la ITC-LAT 07.

Los elementos que constituyen el sistema de puesta a tierra son:

- Línea de tierra
- Electrodo de puesta a tierra

8.3.4. **Línea de tierra**

Está constituida por conductores de cobre o su sección equivalente en otro tipo de material. En función de la corriente de defecto y la duración del mismo, las secciones mínimas del conductor a emplear por la línea de tierra, a efectos de no alcanzar su temperatura máxima se deducirá según la expresión siguiente:

$$S \geq \frac{I_d}{\alpha}\sqrt{\frac{t}{\Delta\theta}}$$

En donde:

Id = Corriente de defecto en amperios (Idmax=20 kA)
t = Tiempo de duración de la falta en segundos. (t=0,1 seg)

α (para t≤5 seg) = 12,1 para conductor de cobre; 8 para conductor de aluminio; 4,4 para conductor de acero

Δθ =160°C para conductor aislado, 180°C para conductor desnudo

En la siguiente tabla se indican las secciones mínimas del conductor.

Tabla 23. Secciones mínimas del conductor

Tipo conductor	Material	Duración de la falta (seg)							
		0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	1	2	3
Conductor desnudo	Cu	31	44	54	62	70	99	139	171
	Al	47	67	82	94	105	149	211	258
	Acero	86	121	148	171	192	271	383	469
Conductor aislado	Cu	33	47	57	66	74	105	148	181
	Al	50	71	87	100	112	158	224	274

Se elegirán las secciones normalizadas, de valor igual o inmediatamente superior al calculado. En ningún caso, esta sección será inferior a 50 mm^2 para el cobre o aluminio y 100 mm^2 para el acero.

Los conductores a utilizar cumplirán con las Normas UNE 207015 para cables de cobre desnudo, UNE-EN 50182 para cables de aluminio desnudo, UNE EN 50189 para cables de acero y UNE-EN 60228 para cables aislados.

b) Electrodos de puesta a tierra

Los elementos de difusión vertical estarán constituidos por picas cilíndricas acoplables de 2 metros de longitud de acero-cobre según UNE 21056 y con un recubrimiento de cobre tipo recocido industrial según UNE 20003 con un espesor medio mínimo de 0,3 mm no siendo en ningún punto el espesor efectivo inferior a 0,27 mm.

9. Sistema de medida de energía eléctrica vertida a la red.

La energía eléctrica vertida a la red por la planta fotovoltaica El GUADIANA Ise medirá en la subestación Elevadora El GUADIANA 30/220 kV.

La medida fiscal principal del conjunto de instalaciones renovables que evacúan a través de la subestación Colectora Promotores 400/220 kV, se llevará a cabo en la posición de entrada de línea habilitada en la subestación San Serván 400 kV propiedad de REE. Las actuaciones dentro de esta instalación serán objeto de un proyecto independiente.

También será requerido un módem permitiendo por tanto el acceso en remoto al mismo.

10. Red de puesta a tierra

La red de tierras de la FV El GUADIANA I, ha sido diseñada de acuerdo con los criterios de seguridad establecidos en los estándares de IEEE 80:2013 e IEEE std 2778:2020 e ITC-RAT-13.

El terreno se ha modelado como uno de dos capas, utilizando el Sondeo Eléctrico Vertical con mayor resistividad (RE-5) .

El valor máximo de cortocircuito a tierra se encuentra limitado a 500 A por una reactancia de puesta a tierra en el transformador NAI 1 T1 de la Subestación El GUADIANA Ien el lado de 30 kV.

El tiempo de despeje asumido en este caso es de 1 segundo.

El criterio exigido por la norma ITC-RAT 13 para el cálculo del conductor de tierra establece un tiempo de despeje de la falta igual a 1 segundo, tal como se presenta en este informe, dando como resultado que el conductor de cobre desnudo de sección mínima 35 mm2 para el lado de corriente continua y 50 mm2 en el lado de corriente alterna es adecuado. También se han comprobado la sección mínima del conductor de tierra de acuerdo con lo expuesto en la IEEE 80-2013 resultando en una sección mínima inferior a la empleada.
Los resultados obtenidos para las tensiones de paso y contacto son los siguientes:

Tabla 25. Tensión de contacto

Área	Tensión de Contacto				Validación Criterio de Seguridad
	Tensión Admisible		Criterio de Seguridad	Tensión Máxima	
1	IEEE 80:2013	**120,3 V**	>		La tensión de contacto transferida no supera la admisible, cumpliendo

	ITC-RAT 13	**114,13 V**		**25,253 V**	con lo establecido en IEEE 80:2013 e ITC- RAT 13.
2	IEEE 80:2013	**117,2 V**	>	**5,105 V**	La tensión de contacto transferida no supera la admisible, cumpliendo con lo establecido en IEEE 80:2013 e ITC- RAT 13.
	ITC-RAT 13	**111,299 V**			
3	IEEE 80:2013	**131,8 V**	>	**14,884 V**	La tensión de contacto transferida no supera la admisible, cumpliendo con lo establecido en IEEE 80:2013 e ITC- RAT 13.
	ITC-RAT 13	**124,674**			
4	IEEE 80:2013	**129,9 V**	>	**18,448 V**	La tensión de contacto transferida no supera la admisible, cumpliendo con lo establecido en IEEE 80:2013 e ITC- RAT 13.
	ITC-RAT 13	**122,929**			

Tabla 26. Tensión de paso

Área	**Tensión de Paso**				**Validación Criterio de Seguridad**
	Tensión Admisible		**Criterio de Seguridad**	**Tensión Máxima**	
1	IEEE 80:2013	**143,7 V**	>	**1,377 V**	La tensión de paso transferida no supera la admisible, cumpliendo con lo establecido en IEEE 80:2013 e ITC- RAT 13.
	ITC-RAT 13	**1355,099 V**			
2	IEEE 80:2013	**131,3 V**	>	**0,148 V**	La tensión de paso transferida no supera la admisible, cumpliendo con lo establecido en IEEE 80:2013 e ITC- RAT 13.
	ITC-RAT 13	**1241,991 V**			
3	IEEE 80:2013	**189,9 V**	>	**1,079 V**	La tensión de paso transferida no supera la admisible, cumpliendo con lo establecido en IEEE 80:2013 e ITC- RAT 13.
	ITC-RAT 13	**1776,971**			

4	IEEE 80:2013	**182,21 V**	>	**1,302**	La tensión de paso transferida no supera la admisible, cumpliendo con lo establecido en IEEE 80:2013 e ITC- RAT 13.
	ITC-RAT 13	**1707,156**			

.

De acuerdo con los resultados obtenidos de las tensiones de paso y contacto, el diseño de la malla de tierras se ha validado por la IEEE std.80:2013 y la ITC-RAT-13, concluyendo que la red es segura frente a faltas a tierra.

Se recomienda que las conexiones a la red de puesta a tierra deben realizarse de la siguiente manera:

- Las conexiones entre un conductor de tierra y el electrodo de tierra deben ser mediante soldadura exotérmica o terminales engastados. Si se utiliza un sujetador, no debe dañar los conductores;
- Las conexiones que se utilicen para realizar los electrodos de tierra y sus interconexiones deberán realizarse mediante soldadura exotérmica.

11. Obra Civil

La obra civil que se proyecta, comprende las siguientes infraestructuras:

- Acondicionamiento del terreno
- Accesos y viales interiores
- Estructuras soporte
- Zanjas para cables
- Centros de transformación (cimentación)
- Vallado perimetral
- Cruzamientos con cauces
- Sistema de vigilancia

11.1. Zanjas para cables

El tipo de canalizaciones a realizar para el tendido de las líneas de MT en el interior de la PFV, caracterizadas por una anchura y profundidad, se ajustará a lo recogido por el reglamento eléctrico correspondiente.

Se instalarán enterrados en zanjas los cables de baja tensión, los cables de media tensión y de comunicaciones, los cuales se tenderán desde cada Centro de Transformación al Edificio de control, en la subestación elevadora El GUADIANA 30/220 kV. En su recorrido hacia dicha subestación, la zanja será compartida por las dos líneas de 30 kV correspondientes a los CT07, CT04 y CT03 de la PSFV El GUADIANA I, además de compartir un tramo la canalización CT01 con las redes de evacuación de la Planta Solar Fotovoltaica Los Naipes I (50 MWp) y de la Planta Solar Fotovoltaica Los Naipes II (50 MWp) e Infraestructuras de Evacuación, que se encuentra en trámite actualmente y que evacúa en la misma subestación elevadora El GUADIANA 30/220 KV.

El cableado que sale de las Cajas de string será directamente enterrado y dirigido al Centro de Transformación correspondiente según proyectado. Tras el cosido de centros de transformación, según se observa en los planos, e igualmente bajo tierra, se dirigirá hacia el edificio de control de la subestación elevadora El GUADIANA 30/220 kV mediante una zanja para las líneas eléctricas mediante las cuales evacuará la planta fotovoltaica.

El tipo de instalación será como sigue:

BT (Instalaciones internas de la PFV):

- Bajo tubo desde los strings a los inversores
- Directamente enterrada desde el inversor al Centro de transformación

MT (30kV):

- Directamente enterrada por dentro de la implantación de las PFVs.
- En cruces con viales internos deberá ir hormigonada bajo tubo.
- Bajo tubo hormigonada fuera del recinto vallado.

Las diferentes dimensiones, secciones y tipos de zanja de la obra, se pueden observar en el plano PL_005_Detalles zanjas MT, y PL_09_Detalles zanjas CC.

Se realizará una apertura y posterior relleno de zanjas para la inserción de la red de tierras.

11.2. Centros de Transformación (cimentación)

Los ocho centros de transformación previstos en la planta solar fotovoltaica son de tipo intemperie y están premontados sobre un bastidor metálico que se posicionará sobre una cimentación adecuada, según las recomendaciones del fabricante. Dicho bastidor mediante una cubeta preinstalada o en la cimentación del centro de transformación, dispondrán de un depósito de recogida de aceite con capacidad suficiente, al menos, para poder albergar todo el volumen de aceite del transformador.

11.3. Vallado perimetral

Se procederá al vallado que cerrará los 6 recintos que componen la Planta Solar Fotovoltaica El GUADIANA I.

El vallado cumplirá en todo momento con el DECRETO 226/2013, de 3 de diciembre, por el que se regulan las condiciones para la instalación, modificación y reposición de cerramientos cinegéticos y no cinegéticos en la comunidad autónoma de Extremadura, para vallados cinegéticos de protección.

A modo enunciativo y no limitativo, tendrá las siguientes características:

- No constituirá obstáculo para el paso de las aguas cuando atraviesen un cauce público en los términos previstos en la legislación sobre aguas.
- Deberá permitir el tránsito de personas por los terrenos pertenecientes al dominio público hidráulico.
- Presentará un acabado que permita su integración visual, pintándose de colores ocres o verdes.
- La malla tendrá una luz mínima efectiva de 15x30 cm. en la parte inferior e inmediata al suelo.
- La altura máxima del cerramiento será de dos metros.
- El cerramiento impedirá la entrada y salida de especies cinegéticas.
- Carecerá de elementos cortantes o punzantes.
- El cerramiento carecerá de dispositivos o trampas que permitan la entrada de piezas de caza e impidan o dificulten su salida.

- En general, no se podrá instalar malla electrosoldada.
- El vallado estará señalizado con placas de color blanco y acabado mate de 25x25 cm, instaladas cada tres vanos en la parte superior del cerramiento. Estas placas no deberán tener ángulos cortantes.

Las zapatas de los postes serán de hormigón HM-20 y tendrán una planta de Ø 300 mm, con una profundidad de 500 mm.

11.4. Cruzamiento con cauces.

Debido a la necesidad de atravesar el arroyo Hediondo para la evacuación de la energía procedente de los CT01 y CT02 hacia la SET de El GUADIANA , será necesario realizar una Perforación horizontal dirigida para la canalización del cableado eléctrico bajo dicho arroyo. Dispondrá de una profundidad en los márgenes del arroyo de 800 mm y anchura de 10000 mm. En ellas se alojarán tubos DN 200 mm, de PEAD exp, reforzado y 8 (dos) tubos DN 90 mm de PEHD exp, reforzado, según la tabla siguiente del final del apartado . Éstos serán canalizados mediante perforación a 1500 mm de profundidad bajo el nivel del arroyo.

Punto		nº tubos DN 200
X	Y	
CT01	CT02	8

Para proteger la excavación de la canalización de la invasión del agua y para asegurar a su vez que el caudal del arroyo siga corriendo se hará necesaria realizar una ataguía para trabajar sobre la sección del río. La ataguía para desviar el cauce, será de tierra y será retirada una vez finalicen los trabajos.

La ataguía será resistente al empuje del agua e impermeable a su filtración. Se debe realizar sobre terrenos impermeables. En el caso de hallarse ante terrenos permeables será preciso un dragado previo hasta alcanzar el terreno impermeable, cuando lo haya, y construir entonces la ataguía sobre ella. Las tierras para el núcleo central y la parte exterior deben ser bastante arcillosas, para obtener con ellas la impermeabilidad indispensable.

11.5. Sistema de Supervisión

El sistema de control será una solución PLC y Scada. Basado en productos abiertos del mercado y estará comunicado con el Centro de Control de Renovables (CCR) para una monitorización y operación remota.

Estará diseñado para realizar las siguientes funciones desde la sala de control local o desde el Centro de Control de Renovables (CCR).

- Supervisión de la planta a los inversores
- Control de la planta
  - Arranque y parada de la planta.
  - Operación normal. Regulación de potencia activa y reactiva.
- Monitorización de los parámetros del proceso
- Registro de los datos históricos.
- Notificación de alarmas

El sistema de control estará compuesto por los siguientes equipos principales:

- Puesto de Scada local datos ara la supervisión, gestión, almacenamiento y explotación de datos
- Red de PLC´s. para adquisición de información de campo
- Enlaces de comunicaciones con los inversores y contadores
- Medidas de corriente de cada uno de los ramales de entrada a los inversores.
- Entradas y Salidas cableadas de señales procedentes de las Celdas de MT, Transformadores y protecciones.
- Adquisición de las señales procedentes de las torres meteorológicas.
- Redes de comunicaciones
- Enlace de comunicaciones con el Centro de Control de Renovables (CCR) que permitirá:
  - Supervisión remota del parque
  - Gestión, almacenamiento y explotación de datos
  - Comunicación con REE

12. Referencias

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2014, 10 de junio). *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*. Boletín Oficial del Estado, nº 140. https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2014-6123

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020, 24 de junio). *Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica*. Boletín Oficial del Estado, nº 175. https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2020-6621

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2019, 6 de abril). *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regula el autoconsumo de energía eléctrica*. Boletín Oficial del Estado, nº 83. https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-5089

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2023). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030 (PNIEC)*. https://energia.gob.es/plan-nacional-integrado-de-energia-y-clima

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (2024). *Programa de incentivos para proyectos innovadores de energías renovables y almacenamiento*. https://sede.idae.gob.es

Red Eléctrica de España (REE). (2023). *Planificación de la red de transporte de energía eléctrica 2021-2026*. https://www.ree.es/es/actividades/planificacion-de-la-red

World Bank Group. (2023). *Global Solar Atlas: Irradiance and photovoltaic potential data for Spain*. https://globalsolaratlas.info

Solargis. (2024). *Solar resource and PV performance data maps*. https://solargis.com/maps-and-gis-data

Joint Research Centre (JRC) – European Commission. (2024). *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en

Huawei Technologies Co. Ltd. (2023). *Manual técnico del inversor Huawei SUN2000-215KTL-H0 (versión europea)*.
https://solar.huawei.com/eu

Huawei FusionSolar. (2024). *Ficha técnica de los centros de transformación Huawei STS-6000K-H1 y STS-3000K-H1*.
https://solar.huawei.com/eu/download

Junta de Extremadura. (2021). *Plan de Fomento de Energías Renovables en Extremadura 2021-2030*. Consejería para la Transición Ecológica.
https://energiaextremadura.gobex.es

Fieldfisher España. (2023, junio). *Actualización del PNIEC 2023-2030: Oportunidades de inversión y nuevos objetivos de renovables*.

https://www.fieldfisher.com/es-es/locations/espana/actualidad/actualizacion-del-plan-nacional-integrado-de-energia-y-clima-2023-2030
Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (2023, julio). *El Gobierno aprueba un Real Decreto-ley con medidas para impulsar las energías renovables*.

https://www.idae.es/noticias/el-gobierno-aprueba-un-real-decreto-ley-con-medidas-para-impulsar-las-energias-renovables

Pedro López-Ferrer Fernández
Carlos Hidalgo Martinez
Oscar Martinez Rocamora

INFORME DE RECURSO SOLAR

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA
PFV GUADIANA

Versión 7.4.0

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: PSFV El Guadiana

Variante: Nueva variante de simulación

Sistema de rastreo, con retroceso

Potencia del sistema: 50.01 MWp

Cortegana - España

Autor(a)

Pedro López-Ferrer

PVsyst V7.4.0
VC0, Fecha de simulación:
22/08/25 10:06
con v7.4.0

Resumen del proyecto

Sitio geográfico
Cortegana
España

Situación

Latitud	38.78 °N
Longitud	-6.61 °W
Altitud	247 m
Zona horaria	UTC+1

Configuración del proyecto

Albedo	0.20

Datos meteo
Cortegana
PVGIS api TMY

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red

Sistema de rastreo, con retroceso

Orientación campo FV
Orientación
Plano de rastreo, eje inclinado

Inclin.media del eje	-0.7 °
Azimut del eje medio	0 °

Algoritmo de rastreo
Cálculo astronómico
Retroceso activado

Sombreados cercanos
Según las cadenas

Efecto eléctrico	100 %
Sombreado difuso	Automático

Información del sistema
Generador FV

Núm. de módulos	91756 unidades
Pnom total	50.01 MWp

Inversores

Núm. de unidades	232 unidades
Pnom total	46.40 MWca
Límite de potencia de red	41.66 MWca
Proporción de red lim. Pnom	1.200

Necesidades del usuario
Carga ilimitada (red)

Resumen de resultados

Energía producida	98051937 kWh/año	Producción específica	1961 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	82.50 %
Energía aparente	100157797 kVAh/año				

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados 2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema. 3
Definición del horizonte 6
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados 7
Resultados principales 8
Diagrama de pérdida 9
Gráficos predefinidos 10
Evaluación P50 - P90 11
Diagrama unifilar 12

Parámetros generales

Sistema conectado a la red

Sistema de rastreo, con retroceso

Orientación campo FV

Orientación
Plano de rastreo, eje inclinado
Inclin.media del eje -0.7 °
Azimut del eje medio 0 °

Algoritmo de rastreo
Cálculo astronómico
Retroceso activado

Conjunto de retroceso
Núm. de rastreadores 1582 unidades
Conjuntos idénticos

Tamaños
Espaciado de rastreador 6.00 m
Ancho de colector 2.26 m
Proporc. cob. suelo (GCR) 37.6 %
Phi mín/máx. -/+ 60.0 °

Estrategia de retroceso
Límites de phi para BT -/+ 79.9 °
Paso de retroceso 5.96 m
Ancho de retroceso 2.26 m

Modelos usados
Transposición Perez
Difuso Importado
Circunsolar separado

Horizonte
Altura promedio 1.1 °

Sombreados cercanos
Según las cadenas
Efecto eléctrico 100 %
Sombreado difuso Automático

Necesidades del usuario
Carga ilimitada (red)

Sistema bifacial
Modelo Cálculo 2D
rastreadores ilimitados

Geometría del modelo bifacial

Espaciado de rastreador	6.00 m
Ancho de rastreador	2.26 m
GCR	37.6 %
Altura del eje sobre el suelo	2.10 m

Definiciones del modelo bifacial

Albedo de tierra	0.20
Factor de bifacialidad	70 %
Fact. sombreado trasero	5.0 %
Fact. desajuste trasero	10.0 %
Fracción transparente de cobertizo	0.0 %

Punto de inyección de red

Limitación de potencia de red
Potencia activa 41.66 MWca
Proporción Pnom 1.200

Factor de potencia
Cos(phi) (rezagado) 0.980

Características del generador FV

Módulo FV
Fabricante Longi Solar
Modelo LR5-72HBD-545M
(Definición de parámetros personalizados)
Unidad Nom. Potencia 545 Wp
Número de módulos FV 91756 unidades
Nominal (STC) 50.01 MWp
Módulos 3164 Cadenas x 29 En series

En cond. de funcionam. (50°C)
Pmpp 45.80 MWp
U mpp 1101 V
I mpp 41608 A

Inversor
Fabricante Huawei Technologies
Modelo SUN2000-215KTL-H0
(Definición de parámetros personalizados)
Unidad Nom. Potencia 200 kWca
Número de inversores 232 unidades
Potencia total 46400 kWca
Voltaje de funcionamiento 500-1500 V
Potencia máx. (=>33°C) 215 kWca
Proporción Pnom (CC:CA) 1.08
Reparto de potencia en este inversor

Características del generador FV

Potencia FV total

Nominal (STC)	50007 kWp
Total	91756 módulos
Área del módulo	237029 m²
Área celular	218144 m²

Potencia total del inversor

Potencia total	46400 kWca
Potencia máx.	49880 kWca
Número de inversores	232 unidades
Proporción Pnom	1.08

Límite PNom del inversor definido como potencia aparente

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto
Frac. de pérdida 2.0 %

Factor de pérdida térmica
Temperatura módulo según irradiancia
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s

Pérdidas de cableado CC
Res. conjunto global 0.14 mΩ
Frac. de pérdida 0.5 % en STC

LID - Degradación Inducida por Luz
Frac. de pérdida 1.5 %

Pérdida de calidad módulo
Frac. de pérdida -0.8 %

Pérdidas de desajuste de módulo
Frac. de pérdida 2.0 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas
Frac. de pérdida 0.2 %

Factor de pérdida IAM
Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

0°	40°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.990	0.990	0.960	0.940	0.880	0.740	0.000

Pérdidas del sistema.

Pérdidas auxiliares
Proporcional a la potencia 3.0 W/kW
0.0 kW del umbral de potencia

Pérdidas de cableado CA

Línea de salida del inv. hasta transfo MV
Voltaje inversor 800 Vca tri
Frac. de pérdida 1.21 % en STC

Inversor: SUN2000-215KTL-H0
Sección cables (232 Inv.) Alu 232 x 3 x 240 mm²
Longitud media de los cables 268 m

Línea MV hasta inyección
Voltaje MV 30 kV
Cables Alu 3 x 700 mm²
Longitud 1950 m
Frac. de pérdida 0.50 % en STC

Pérdidas de CA en transformadores

Pérdidas de CA en transformadores

Transfo MV

Voltaje medio	30 kV
Parámetros del transformador	
Potencia nominal en STC	49.10 MVA
Iron Loss (Conexión 24/24)	49.10 kVA
Fracción de pérdida de hierro	0.10 % en STC
Pérdida de cobre	491.00 kVA
Fracción de pérdida de cobre	1.00 % en STC
Resistencia equivalente de bobinas	3 x 0.13 mΩ

Definición del horizonte

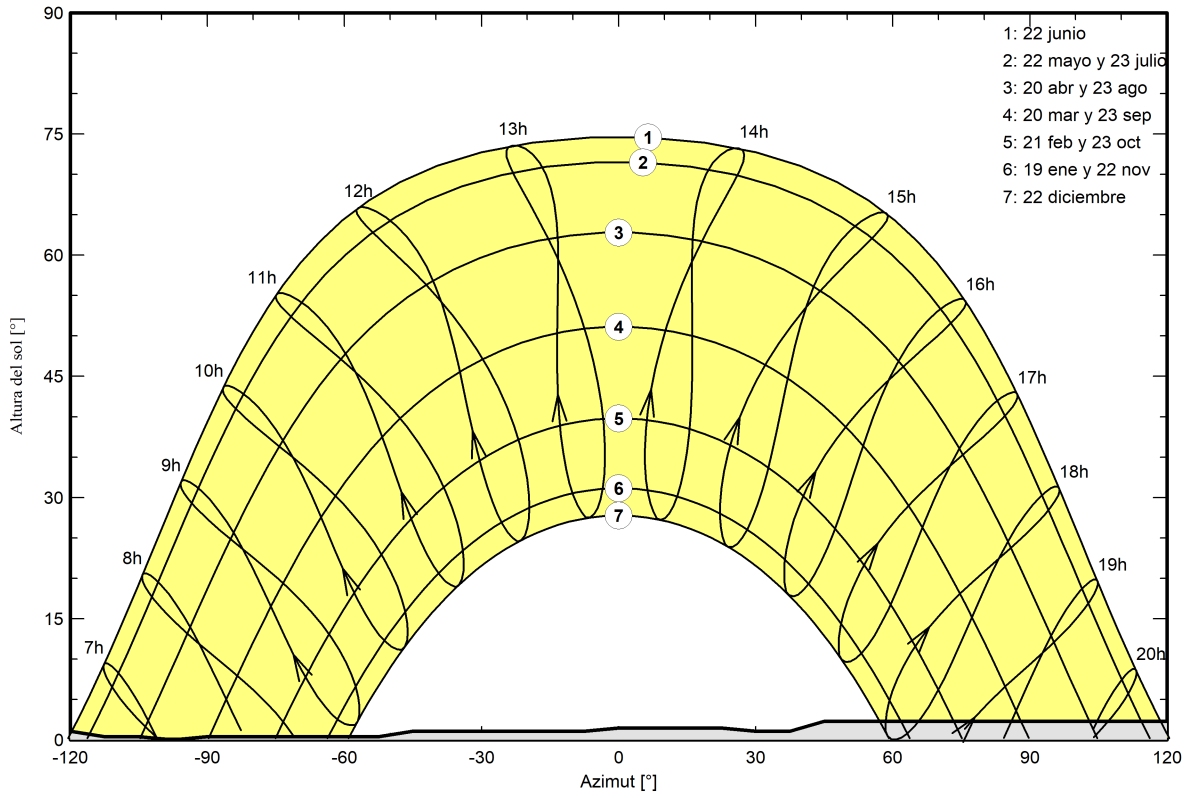
Horizon from PVGIS website API, Lat=38°46'47", Long=-6°36'37", Alt=247m

Altura promedio	1.1 °	Factor Albedo	0.89
Factor difuso	0.97	Fracción de albedo	100 %

Perfil del horizonte

Azimut [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-128	-120	-113	-105	-98	-90	-53
Altura [°]	0.4	0.4	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	1.1	0.4	0.4	0.0	0.4	0.4
Azimut [°]	-45	-8	0	23	30	38	45	135	143	158	165	173	180
Altura [°]	1.1	1.1	1.5	1.5	1.1	1.1	2.3	2.3	1.5	1.5	0.0	0.4	0.4

Recorridos solares (diagrama de altura / azimut)



Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

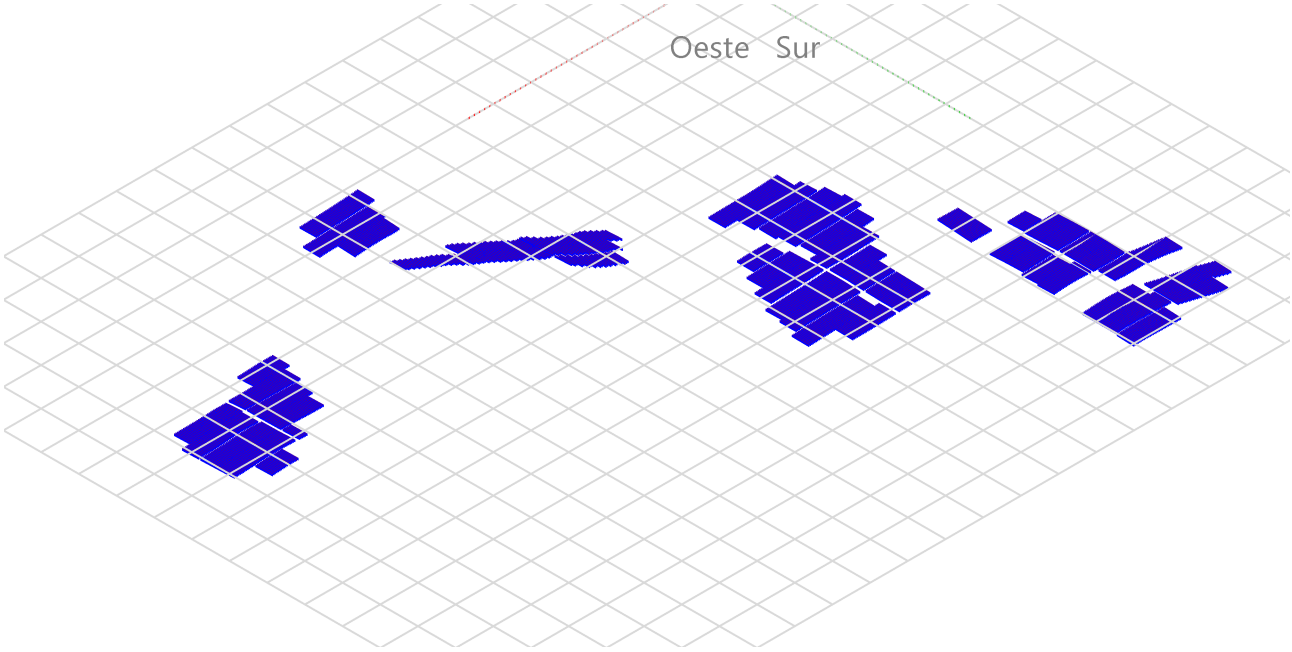
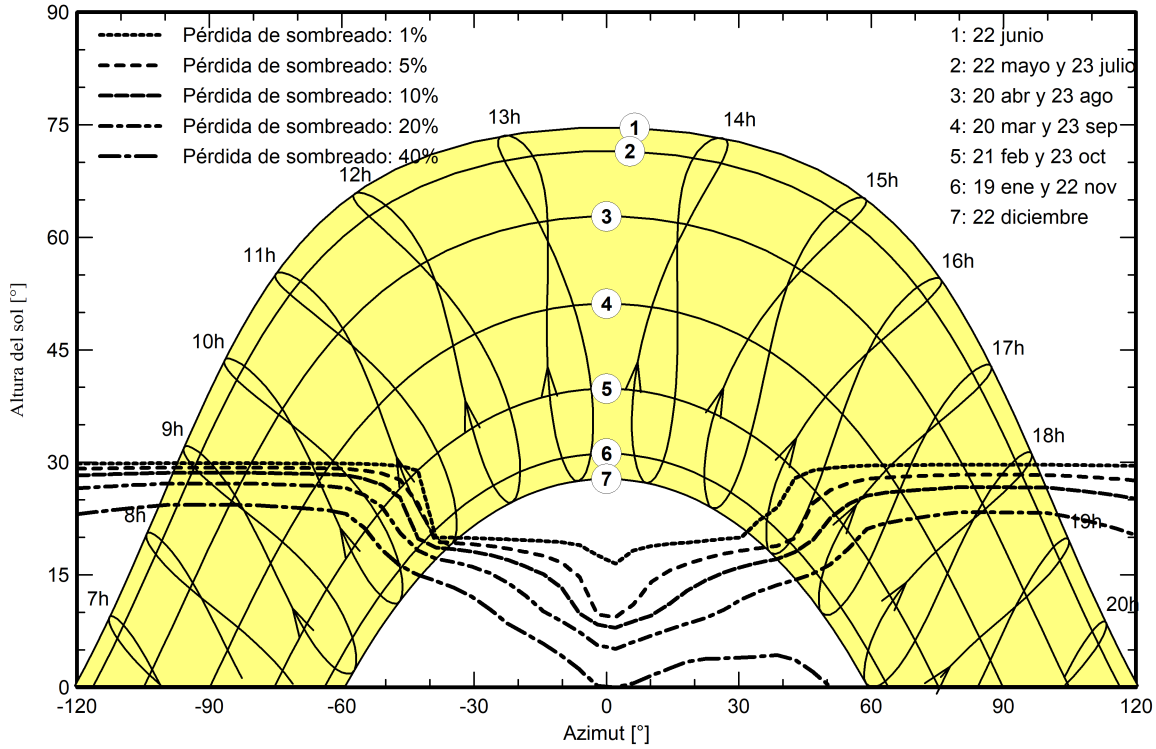


Diagrama de iso-sombreados

Orientación #1

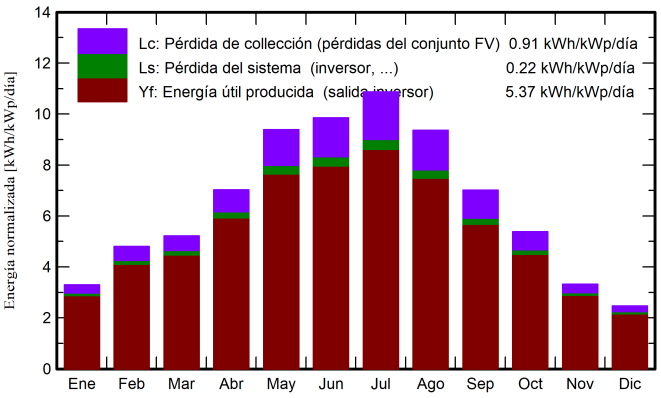


Resultados principales

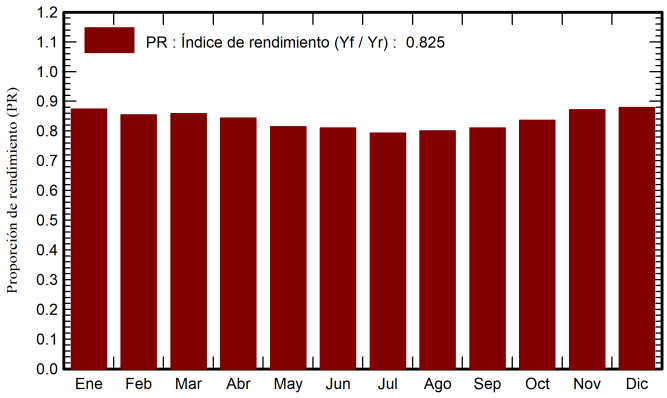
Producción del sistema

Energía producida	98051937 kWh/año	Producción específica	1961 kWh/kWp/año
Energía aparente	100157797 kVAh/año	Proporción rend. PR	82.50 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



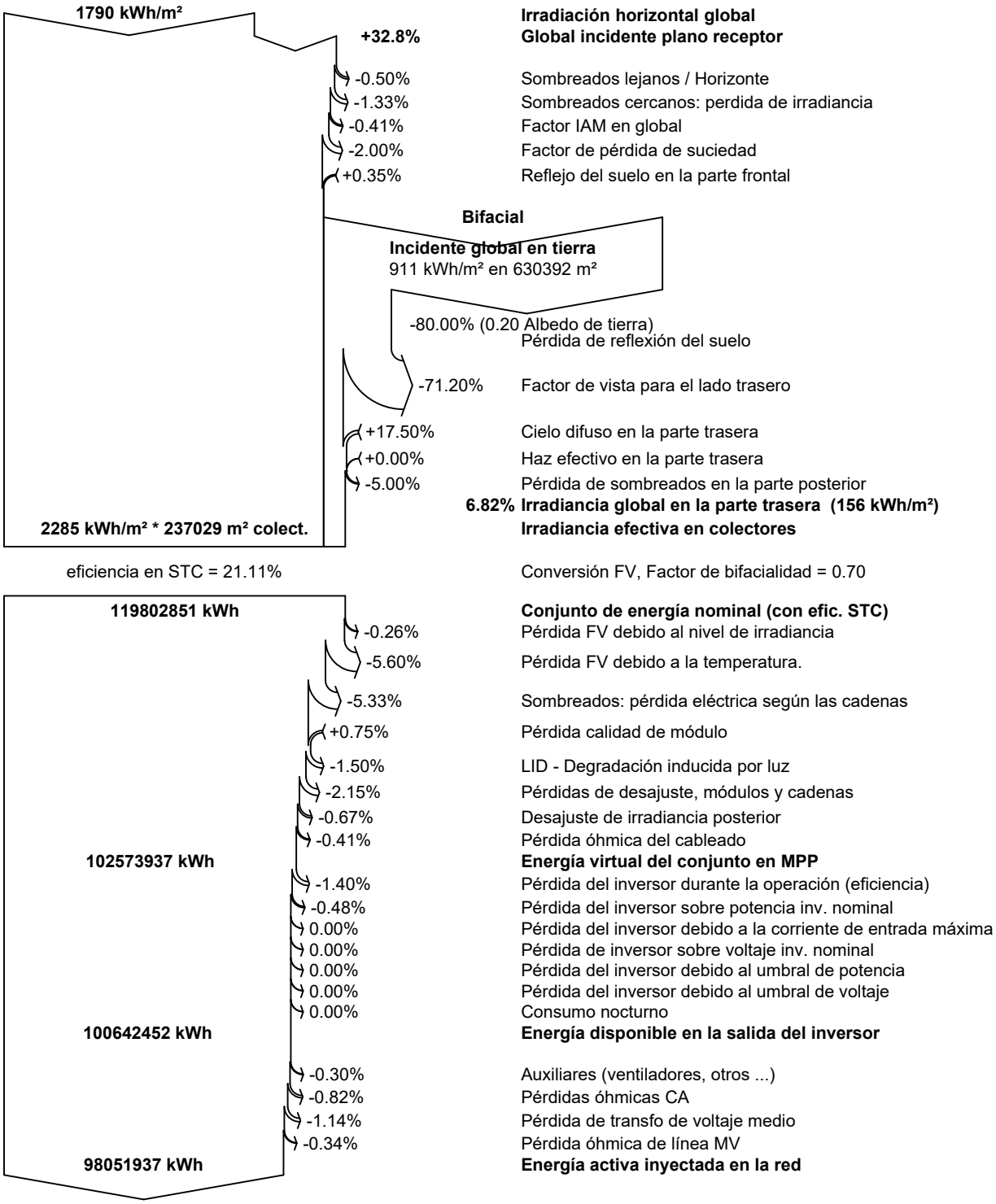
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR proporción
Enero	75.5	30.29	8.92	102.2	96.9	4629106	4466684	0.874
Febrero	97.4	32.77	8.21	134.7	128.1	5972775	5756438	0.855
Marzo	124.6	55.02	11.24	161.7	155.2	7208671	6936096	0.858
Abril	161.5	65.71	13.88	210.9	202.7	9266838	8895576	0.843
Mayo	222.2	65.63	20.78	291.2	281.6	12390563	11862250	0.815
Junio	228.0	67.52	25.71	295.5	285.9	12498717	11963196	0.810
Julio	250.9	55.58	28.31	337.2	326.0	13968123	13359220	0.792
Agosto	216.0	54.36	28.53	290.3	280.4	12122814	11617380	0.800
Septiembre	156.1	48.64	23.32	210.4	202.6	8877185	8526177	0.810
Octubre	124.4	42.49	16.40	166.9	159.6	7243295	6974182	0.836
Noviembre	75.3	32.95	11.95	99.5	94.6	4494516	4336154	0.872
Diciembre	57.9	27.54	9.80	76.4	71.9	3485671	3358583	0.879
Año	1789.8	578.51	17.31	2376.8	2285.5	102158275	98051937	0.825

Leyendas

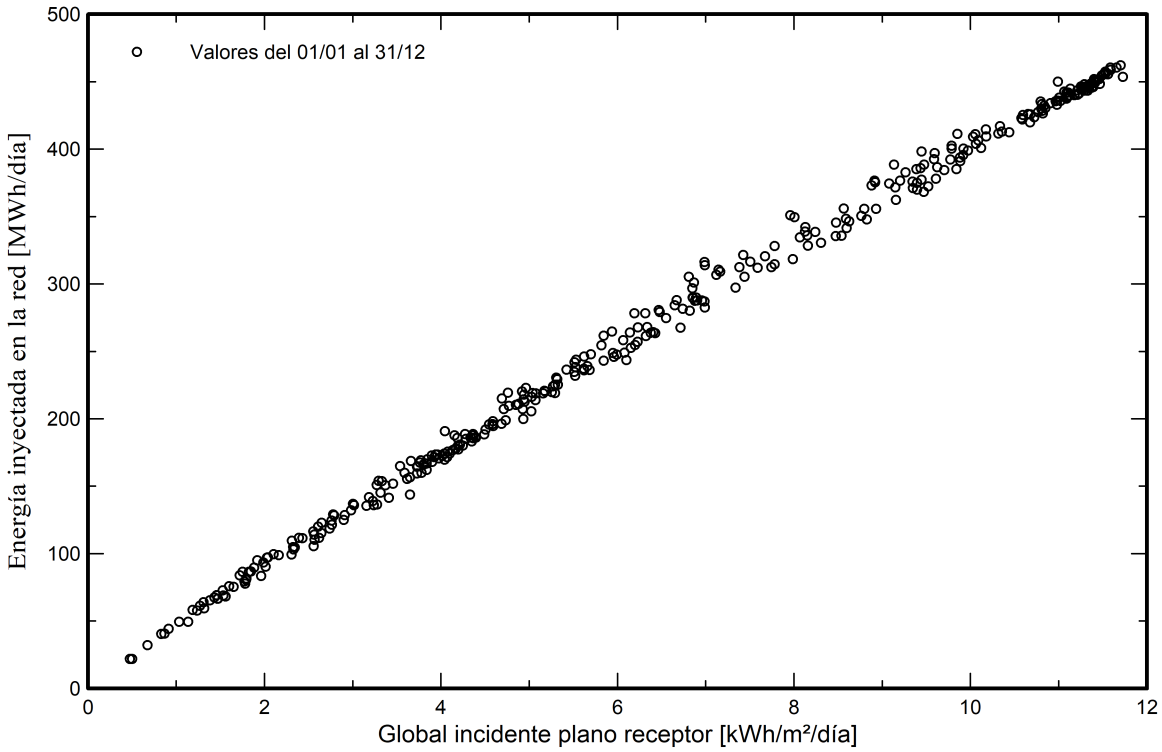
GlobHor	Irradiación horizontal global
DiffHor	Irradiación difusa horizontal
T_Amb	Temperatura ambiente
GlobInc	Global incidente plano receptor
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
E_Grid	Energía inyectada en la red
PR	Proporción de rendimiento

Diagrama de pérdida

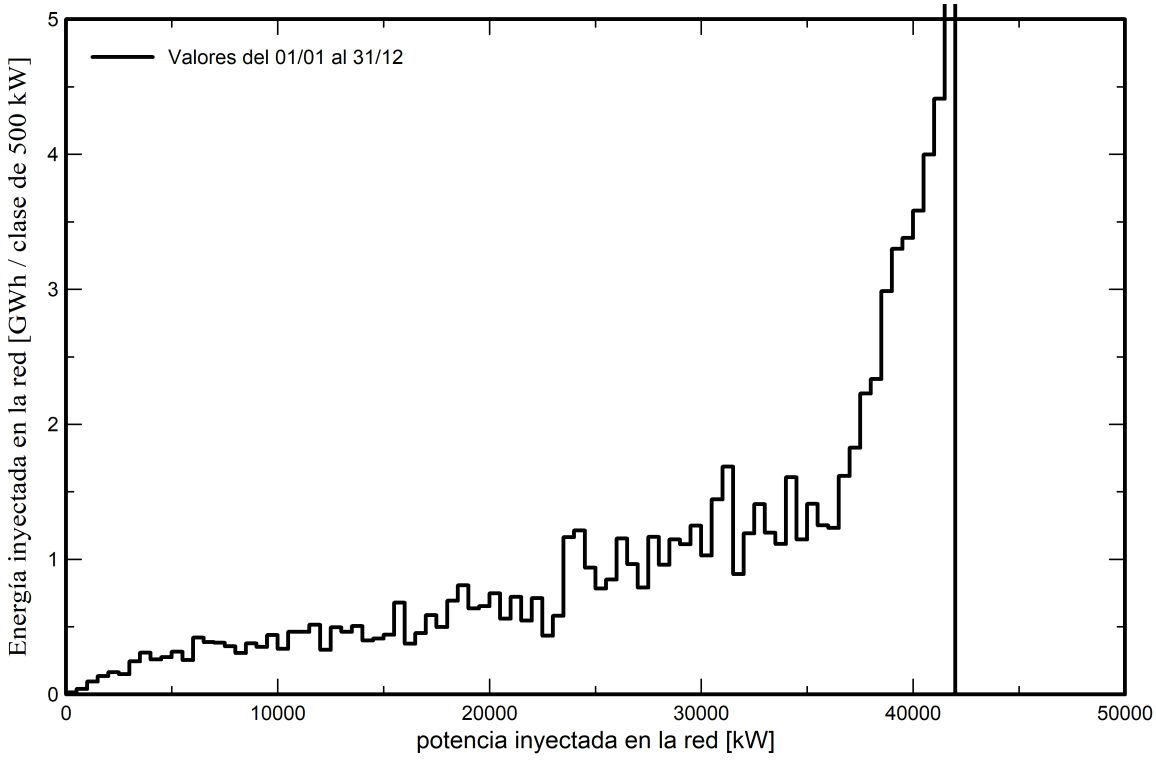


Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



Evaluación P50 - P90

Datos meteo

Fuente	PVGIS api TMY
Tipo	TMY, multianual
Variabilidad año a año(Varianza)	2.5 %

Desviación especificada

Cambio climático	0.0 %

Variabilidad global (meteo y sistema)

Variabilidad (Suma cuadrática)	3.1 %

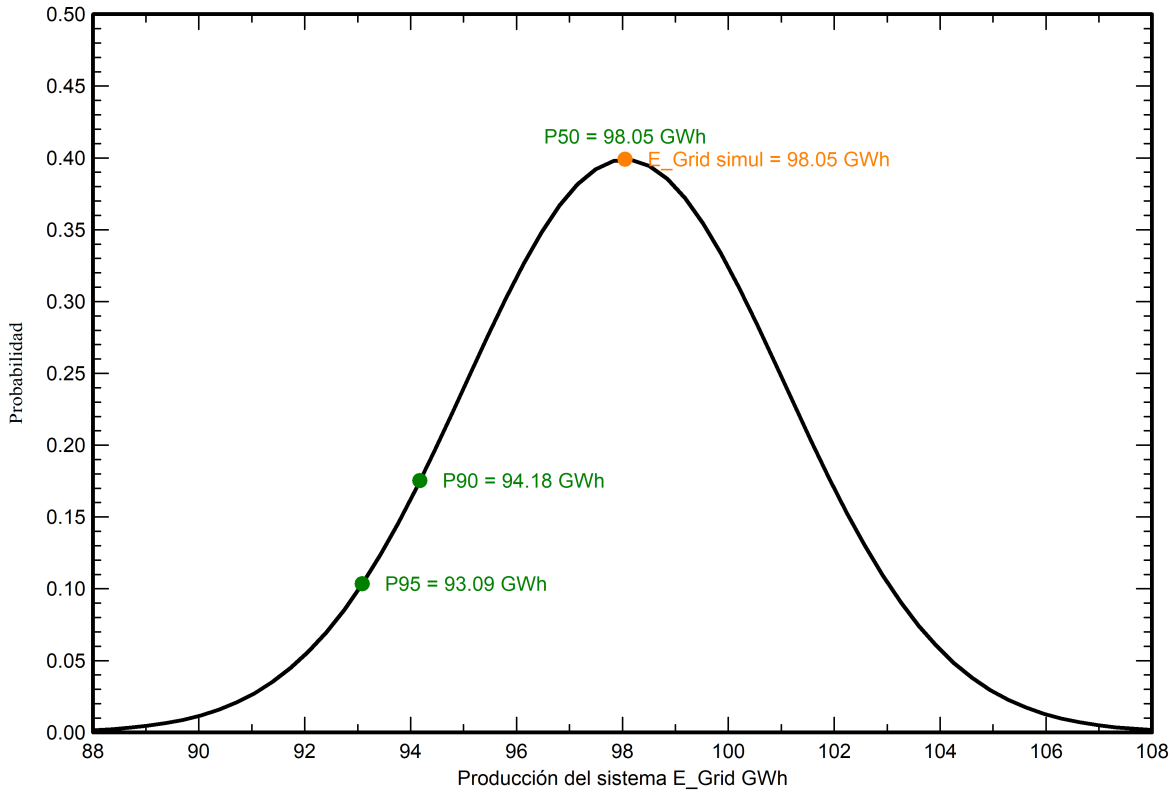
Incertidumbres sobre la simulación y los parámetros

Modelado/parámetros del módulo FV	1.0 %
Incertidumbre eficiencia inversor	0.5 %
Incertidumbres de suciedad y desajuste	1.0 %
Incertidumbre de degradación	1.0 %

Probabilidad de producción anual

Variabilidad	3.02 GWh
P50	98.05 GWh
P90	94.18 GWh
P95	93.09 GWh

Distribución de probabilidad



Pedro López-Ferrer Fernández
Carlos Hidalgo Martinez
Oscar Martinez Rocamora

MEMORIA DEL CÁLCULO DE CABLES

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA
PFV GUADIANA

ÍNDICE

1 CÁLCULO DE CABLES EN BAJA TENSIÓN 3
1.1 Características de los módulos fotovoltaicos 3
1.2 Condiciones de la instalación 3
1.3 Características del cable 5
1.4 Intensidad máxima admisible 6
1.4.1 Intensidad máxima admisible de cables desde módulos fotovoltaicos hasta inversores de string 6
1.4.2 Intensidad máxima admisible de cables desde inversores de *strings* hasta centros de transformación 11
1.4.2.2 *k* 12
1.5 PROTECCIÓN DE LOS CIRCUITOS 15
1.5.1 Protección de los circuitos de entrada a inversores de *strings* 15
1.5.2 Protección de los circuitos de entrada a centros de transformación 15
1.6 CAÍDA DE TENSIÓN 16
1.6.1 Caída de tensión en corriente continua 16
1.6.2 Caída de tensión en corriente alterna 17
1.7 CÁLCULOS DE CAÍDA TENSIÓN 18
1.7.1 Cálculos de caída de tensión desde módulos fotovoltaicos hasta inversores de *strings* 19
1.7.2 Cálculos de caída de tensión desde inversores de *strings* hasta centros de transformación 20
1.8 CÁLCULOS DE PÉRDIDA DE POTENCIA 33
1.8.1 Cálculos de pérdida de potencia desde módulos fotovoltaicos hasta inversores de *strings* 33
1.8.2 Cálculos de pérdida de potencia desde inversores de *strings* hasta centros de transformación 34
2 CÁLCULOS DE CABLES EN MEDIA TENSIÓN 52
2.1 OBJETO Y ALCANCE 52
2.2 NORMATIVA Y GUÍAS TÉCNICAS 52

2.3 CRITERIOS Y CONDICIONES GENERALES DE DISEÑO 52
2.4 CARACTERÍSTICAS DEL CABLE 53
2.4.1 Constitución del cable 54
2.5 CÁLCULO DE LA INTENSIDAD DE LOS CIRCUITOS 54
2.6 INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE 55
2.7 INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO 58
2.8 CAÍDA DE TENSIÓN Y PÉRDIDA DE POTENCIA 59
3 CAÍDA DE TENSIÓN Y PÉRDIDAS DE POTENCIA TOTALES DEL PROYECTO 59

1 CÁLCULO DE CABLES EN BAJA TENSIÓN

Este apartado del presente documento tiene por objeto verificar que la disposición de los cables de corriente continua hasta los inversores de *strings* es adecuada para las condiciones de funcionamiento a las que estarán sometidos en la PSFV El GUADIANA I, situada en el municipio de Badajoz, provincia de Badajoz, Comunidad Autónoma de Extremadura.

Los cálculos se realizarán de acuerdo con las normas UNE-HD 60364-5-52 y UNE-HD 60364-7-712 y se seguirán las indicaciones de las ITCs del REBT.

También se indican los cálculos necesarios con relación a las pérdidas, verificando que en corriente continua no se supere el 0,50% de caída de tensión media (por inversor y planta) y el 0,50% de caída de tensión máxima (por circuito). Asimismo, en corriente alterna se establecen análogos criterios para la caída de tensión y, adicionalmente, se marca un límite de 1,5% para la pérdida de potencia máxima por circuito y de 1,25% para la pérdida de potencia media (por centro de transformación y planta).

1.1 Características de los módulos fotovoltaicos

Las características de los módulos fotovoltaicos bifaciales Longi de 540,00 W_p ,545,00 W_p y 550,00 W_p de la instalación se muestran en la siguiente imagen:

Electrical Characteristics STC : AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s Test uncertainty for Pmax: ±3%

Module Type	LR5-72HBD-530M		LR5-72HBD-535M		LR5-72HBD-540M		LR5-72HBD-545M		LR5-72HBD-550M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	530	396.2	535	399.9	540	403.6	545	407.4	550	411.1
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.20	46.26	49.35	46.40	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82
Short Circuit Current (Isc/A)	13.71	11.07	13.78	11.12	13.85	11.17	13.92	11.23	13.99	11.29
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.35	38.58	41.50	38.72	41.65	38.86	41.80	39.00	41.95	39.14
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.82	10.27	12.90	10.33	12.97	10.39	13.04	10.45	13.12	10.51
Module Efficiency(%)	20.7		20.9		21.1		21.3		21.5	

1.2 Condiciones de la instalación

Las hipótesis realizadas para el cálculo de la capacidad de corriente son las siguientes:

Tabla 1. Condiciones de la instalación del cable desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor de strings

Temperatura de suelo	25,00°C
Resistividad térmica del terreno	0,80 K·m/W
Método de instalación	Enterrado bajo tubo
Profundidad máxima	0,80 m
$I_{sc}^{540{,}00\ W_p}$ *string*	13,85 A
$I_{sc}^{545{,}00\ W_p}$ *string*	13,92 A
$I_{sc}^{550{,}00\ W_p}$ *string*	13,99 A
$I_{mp}^{540{,}00\ W_p}$ *string*	12,97 A
$I_{mp}^{545{,}00\ W_p}$ *string*	13,04 A
$I_{mp}^{550{,}00\ W_p}$ *string*	13,12 A
$U_{mp}^{540{,}00\ W_p}$ módulo	41,65 V
$U_{mp}^{545{,}00\ W_p}$ módulo	41,80 V
$U_{mp}^{550{,}00\ W_p}$ módulo	41,95 V
Strings conectados en el inversor de *strings*	Máximo 16

Tabla 2.Condiciones de la instalación del cable desde el inversor de strings hasta el centro de transformación

Inversores conectados en cada centro de transformación	Máximo 16 lado “A” y 16 lado “B”
Temperatura de suelo	25,00°C
Resistividad térmica del terreno	0,80 K·m/W

Número de circuitos por zanja	Máximo 8
Separación entre circuitos	20,00 cm
Profundidad	0,80 m
Método de instalación	Directamente enterrado

En cuanto al método de instalación, se ha realizado una agrupación de 29 módulos por *string* y para posteriormente continuar con un único circuito de sección superior. De esta forma las partes terminales de 4,00 mm^2 de cada *tracker* se encuentran en posición que permite su conexión directa a un circuito de 6,00 mm^2 o 10,00 mm^2.

1.3 Características del cable

La energía eléctrica generada por los módulos fotovoltaicos será conducida hasta los inversores de *strings* mediante cables solares H1Z2Z2-K 1 x 6/10 mm^2 con conductor de cobre de alta resistencia a la luz ultravioleta.

Los cables de corriente continua, de 6,00 mm^2 y 10,00 mm^2 desde el final de los módulos a los inversores de *strings* tienen las siguientes características:

Tabla 3. Características del cable desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor de strings

Sección	Resistencia eléctrica a 20°C (Ohm/km)	Espesor de aislamiento (mm)	Espesor de cubierta (mm)	Diámetro exterior máximo (mm)	Peso (kg/m)
1x4	5,09	0,7	0,8	6,6	0,058
1x6	3,39	0,7	0,8	7,4	0,079
1x10	1,95	0,7	0,8	8,8	0,128
1x16	1,24	0,7	0,9	10,1	0,184
1x25	0,795	0,9	1,0	12,5	0,276
1x35	0,565	0,9	1,1	14,0	0,368

Por otro lado, el cable de corriente alterna que conecta los inversores con los centros de transformación será de 150,00 mm^2, 185,00 mm^2, 240,00 mm^2, 300,00 mm^2 o 400,00 mm^2 de aluminio con aislante XLPE y las siguientes características eléctricas.

Tabla 4. Características del cable desde el inversor de strings hasta el centro de transformación

Sección nominal del conductor	Resistencia electrica maxima del conductor		Capacidad aproximada	Reactancia a 50 Hz	Intensidad maxima admissible		Caida de tensión	
	a 20 ° c.c.	a 90 ° c.a.	C		Enterrado [1]	Al aire [2]	cos φ =0,8	cos φ =1,0
mm²	Ω/km	Ω/km	μF/km	Ω/km	A		V/A.km	
25	1,200	1,539	0,47	0,10	177	136	2,24	2,67
35	0,868	1,113	0,54	0,10	136	130	1,64	1,93
50	0,641	0,822	0,57	0,09	162	161	1,24	1,42
70	0,443	0,568	0,63	0,09	199	204	0,88	0,98
95	0,320	0,410	0,72	0,09	238	252	0,66	0,71
120	0,253	0,324	0,74	0,09	272	295	0,54	0,56
150	0,206	0,265	0,72	0,08	305	339	0,45	0,46
185	0,164	0,210	0,70	0,08	347	395	0,38	0,36
240	0,125	0,160	0,76	0,08	404	472	0,31	0,28
300	0,100	0,128	0,81	0,08	457	547	0,26	0,22
400	0,0778	0,100	0,82	0,08	525	643	0,22	0,17
500	0,0605	0,078	0,86	0,08	601	754	0,19	0,13
630	0,0469	0,060	0,90	0,08	687	882	0,16	0,10

(1) Profundidad de instalación 0,7 m; resistividad térmica del suelo 1,0 K.m.W^{-1}; temperatura del suelo 20 °C
(2) Cables al aire, protegidos de la luz solar directa y apoyados en consuelas; temperatura ambiente 30 °C

1.4 Intensidad máxima admisible

1.4.1 Intensidad máxima admisible de cables desde módulos fotovoltaicos hasta inversores de string

La intensidad máxima que soporta un cable enterrado en el suelo se calcula mediante la fórmula:

$$I_z = I_r \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4$$

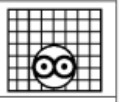
Donde:

- I_r es la capacidad de carga de corriente de un conductor único para su instalación en el suelo a una temperatura de referencia de 20,00°C;
- k_1 es el factor de corrección si la temperatura del suelo es distinta de 20,00°C;
- k_2 es el factor de corrección por agrupación de cables;
- k_3 es el factor de corrección si la resistividad térmica del suelo es diferente del valor de referencia (1,5 K·m/W).
- k_4 es el factor de corrección para instalaciones a profundidades diferentes de 0,7m.

1.4.1.1 I_r

Para este valor se consulta la tabla B.52.3 de la Norma UNE HD 60364-5-52 cables aislados con XLPE, dos conductores cargados, cobre y cables directamente enterrado (tomamos

como referencia para el cálculo una sección de 6,00 mm^2, ya que resulta el caso más desfavorable).

Sección nominal del conductor mm^2	Método de instalación de la tabla B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D	D1
							
1	2	3	4	5	6	7	8
Cobre							
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

$$I_r = 58{,}00\ A$$

1.4.1.2 K_1

Este coeficiente se obtiene de la tabla B.52.14 de la Norma UNE HD 60364-5-52, considerando que la temperatura del suelo son 25,00°C.

Temperatura del terreno °C	Aislamiento	
	PVC	XLPE y 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

$$k_1 = 0{,}96$$

1.4.1.3 K_2

Este coeficiente se obtiene de la tabla B.52.19 de la Norma UNE HD 60364-5-52, considerando que la agrupación más desfavorable son 8 circuitos en contacto.

Número de circuitos	Distancia entre cables [a]				
	Nula (cables en contacto)	Un diámetro de cable	0,125 m	0,25 m	0,5 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80
7	0,45	0,51	0,59	0,67	0,76
8	0,43	0,48	0,57	0,65	0,75
9	0,41	0,46	0,55	0,63	0,74
12	0,36	0,42	0,51	0,59	0,71
16	0,32	0,38	0,47	0,56	0,68
20	0,29	0,35	0,44	0,53	0,66

a Cables multipolares

a Cables unipolares

$$k_2 = 0{,}43$$

1.4.1.4 K_3

Este coeficiente se obtiene de la tabla B.52.16 de la Norma UNE HD 60364-5-52, considerando una resistividad térmica del suelo de 0.8 K·m/W. Debido a esto, se considera el caso más desfavorable de una resistividad térmica de 1 K·m/W

Resistividad térmica K·m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
Factor de corrección para cables en conductos enterrados	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
Factor de corrección para cables enterrados directamente	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90

$$k_3 = 1{,}5$$

1.4.1.5 K_4

Este coeficiente se obtiene de la tabla 9 del reglamento electrotécnico de baja tensión.

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

$$k_4 = 1{,}01$$

Por lo que la capacidad máxima de corriente admisible por el cable (I_z) es:

$$I_z = I_r \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 = 58{,}00 \cdot 0{,}96 \cdot 0{,}43 \cdot 1{,}50 \cdot 1{,}01 = 36{,}27\ A$$

Para que el cable esté bien dimensionado considerando el criterio de corriente máxima admisible, la corriente máxima que puede circular por el conductor (I_{max}) debe ser inferior a la corriente máxima admisible que soporta el cable.

La corriente máxima que circula por el cable será igual a la corriente de cortocircuito del módulo. Esta corriente se mayora con un coeficiente del 1,25% (ITC BT-40).

Además en las características del módulo fotovoltaico se especifica una tolerancia de potencia entre 0,00 y +5,00 W, (valor del 0,93% de la potencia para un módulo de 540,00 W_p y del 0,92% de la potencia para un módulo de 545,00 W_p, que se encuentra dentro del intervalo del ±3,00%), por lo que, aunque se mayore la corriente un 25,00% para cubrir tolerancias y efectos de reflejos o picos de radiación, se estima la I_{sc} para un módulo con 550,00 W_p (caso más desfavorable), despreciando el efecto LID de pérdida de potencia por degradación inducida por la luz en los módulos y considerando que ninguno de los 29 módulos de cada *string* poseen la I_{sc} estimada para un módulo con 550,00 W_p, por estar todos en el valor máximo de la tolerancia de potencia.

Partiendo de los siguientes datos:

$$I_{sc}^{550{,}00\ W_p} = 13{,}99\ A$$

$$I_{sc}^{módulo} = I_{sc}^{550{,}00\ W_p} = 13{,}99\ A$$

$$I_{max} = I_{sc}^{módulo} \cdot 1{,}25 = 13{,}99 \cdot 1{,}25 = 17{,}49\ A$$

Como I_z es mucho mayor que I_{max}, se puede afirmar que la sección del cable cumple siguiendo este criterio.

1.4.2 Intensidad máxima admisible de cables desde inversores de *strings* hasta centros de transformación

La intensidad máxima que soporta un cable enterrado en el suelo se calcula mediante la fórmula:

$$I_z = I_r \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3$$

Donde:

- I_r es la capacidad de carga de corriente del conductor único para su instalación en el suelo a una temperatura de referencia de 20,00°C;
- k_1 es el factor de corrección si la temperatura del suelo es distinta de 20,00°C;
- k_2 es el factor de corrección por agrupación de cables;
- k_3 es el factor de corrección si la resistividad térmica del suelo es diferente del valor de referencia (1,5 K·m/W).

1.4.2.1 *I_r*

Para este valor se consulta la tabla B.52.3 de la Norma UNE HD 60364-5-52 cables aislados con XLPE, dos conductores cargados, aluminio y cables enterrados (se toma como referencia para el cálculo una sección de 150,00 mm^2, ya que resulta el caso más desfavorable).

Tabla B.52.5 – Corrientes admisibles, en amperios, para los métodos de la tabla B.52.1 – Cables aislados con XLPE/EPR, tres conductores cargados, cobre o aluminio – Temperatura del conductor: 90 °C, temperatura ambiente 30 °C en el aire, 20 °C en el terreno

Sección nominal del conductor mm²	Método de instalación de la tabla B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D	D2
1	2	3	4	5	6	7	8
Aluminio							
2,5	19	18	22	21	24	22	
4	25	24	29	28	32	28	
6	32	31	38	35	41	35	
10	44	41	52	48	57	46	
16	58	55	71	64	76	59	64
25	76	71	93	84	90	75	82
35	94	87	116	103	112	90	98
50	113	104	140	124	136	106	117
70	142	131	179	156	174	130	144
95	171	157	217	188	211	154	172
120	197	180	251	216	245	174	197
150	226	206	267	240	283	197	220
185	256	233	300	272	323	220	250
240	300	273	351	318	382	253	290
300	344	313	402	364	440	286	326

NOTA En las columnas 3, 5, 6 ,7 y 8, se supone que los conductores son circulares para un tamaño de hasta 16 mm² inclusive. Los valores indicados para mayores tamaños se refieren a conductores perfilados y pueden ser aplicados con seguridad a los conductores circulares.

$$I_r = 220{,}00\ A$$

1.4.2.2 k_1

Este coeficiente se obtiene de la tabla B.52.14 de la Norma UNE HD 60364-5-52, considerando que la temperatura del suelo son 25,00°C.

Temperatura del terreno °C	Aislamiento	
	PVC	XLPE y 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

$$k_1 = 0{,}96$$

1.4.2.3 k_2

Este coeficiente se obtiene de la tabla B.52.18 de la Norma UNE HD 60364-5-52, considerando que la agrupación más desfavorable son 8 circuitos a una separación de 0,2 m. Al no estar contemplado en la tabla se selecciona el más restrictivo de 0,125m

Número de circuitos	Distancia entre cables [a]				
	Nula (cables en contacto)	Un diámetro de cable	0,125 m	0,25 m	0,5 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80
7	0,45	0,51	0,59	0,67	0,76
8	0,43	0,48	0,57	0,65	0,75
9	0,41	0,46	0,55	0,63	0,74
12	0,36	0,42	0,51	0,59	0,71
16	0,32	0,38	0,47	0,56	0,68
20	0,29	0,35	0,44	0,53	0,66

[a] Cables multipolares

[a] Cables unipolares

$$k_2 = 0{,}57$$

1.4.2.4 k_3

Este coeficiente se obtiene de la tabla B.52.16 de la Norma UNE HD 60364-5-52, considerando una resistividad térmica del suelo de 0,80 K·m/W. Al no encontrarse contemplado en la tabla se selecciona el más restrictivo de 1 K·m/W.

Resistividad térmica K·m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
Factor de corrección para cables en conductos enterrados	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
Factor de corrección para cables enterrados directamente	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90

$$k_3 = 1{,}5$$

1.4.2.5 K_4

Este coeficiente se obtiene de la tabla 9 del reglamento electrotécnico de baja tensión.

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

$$k_4 = 0{,}99$$

Por lo que la capacidad máxima de corriente admisible por el cable (I_z) es:

$$I_z = I_r \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 = 220{,}00 \cdot 0{,}96 \cdot 0{,}57 \cdot 1{,}5 \cdot 0{,}99 = 178{,}76\ A$$

Para que el cable esté bien dimensionado considerando el criterio de corriente máxima admisible, la corriente máxima que puede circular por el conductor (I_{max}) debe ser inferior a la corriente máxima admisible que soporta el cable.

La corriente máxima que circula por el cable será igual a la corriente de cortocircuito máxima del inversor de *strings*, para nuestro caso sería 155,20 A.

1.5 PROTECCIÓN DE LOS CIRCUITOS

1.5.1 Protección de los circuitos de entrada a inversores de *strings*

Las protecciones en la parte de continua se realizan mediante firmware.

Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes

1.5.2 Protección de los circuitos de entrada a centros de transformación

La Norma IEC 60364-4-43 establece que:

$$I_n < I_{protección} < I_{máx}^{admisible\ corregida}$$

$$I_2 \leq 1{,}45 \cdot I_z$$

Donde, según la IEC 60947-2: $I_2 = 1{,}30 \cdot I_z$

Por lo tanto, sustituimos valores para el caso de intensidad máxima de salida de inversores de *strings* y de intensidad máxima admisible corregida mínima:

$$155{,}20\ A < I_{protección} < 250\ A$$

$$1{,}30 \cdot 155{,}20\ A = 201{,}76\ A \leq 1{,}45 \cdot 250\ A = 362{,}5\ A$$

Con lo que le interruptor de intensidad nominal 200,00 A actúa como una protección eficaz.

1.6 CAÍDA DE TENSIÓN

1.6.1 Caída de tensión en corriente continua

Las ecuaciones de cálculo son:

$$\Delta U = 2 \cdot R \cdot I$$

$$\Delta U[\%] = 100 \cdot \Delta U / U$$

Donde:

- ΔU es la caída de tensión expresada en [V] para el tramo considerado;
- R es la resistencia del cable expresada en [Ω] para la longitud del tramo;
- I es la intensidad de corriente de diseño expresada en [A].

Para la obtención de la resistencia, partimos del valor de conductividad a 90,00°C según los valores de la siguiente tabla:

Tabla 5: Conductividades para el Cu y el Al a distintas temperaturas

Material	σ_{20}	σ_{70}	σ_{90}
Cobre	56	48	44
Aluminio	35	30	28
Temperatura	20ºC	70ºC	90ºC

De forma que:

$$R = L/(S \cdot \sigma)$$

Donde:

- L es la longitud del tramo considerado expresado en [m];
- S es la sección del conductor expresado en [mm^2];
- σ es la conductividad a temperatura de servicio expresada en [m/W·mm^2].

1.6.2 Caída de tensión en corriente alterna

Las ecuaciones de cálculo son:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot \rho / S$$

$$\Delta U[\%] = 100 \cdot \Delta U / U$$

Donde:

- ΔU es la caída de tensión expresada en [V] para el tramo considerado;
- ρ es la resistividad a temperatura de servicio expresada [Ω. mm^2/m];
- I es la intensidad de corriente de diseño expresada en amperios [A];
- L es la longitud del tramo expresada en [m];
- S es la sección de conductor en [mm^2].

Para la obtención de la resistividad partimos del valor de resistividad a 90,00°C según los valores de la siguiente tabla:

Tabla 6: Resistividades para el Cu y el Al a distintas temperaturas

Material	ρ_{20}	ρ_{70}	ρ_{90}	α
Cobre	0,018	0,021	0,023	0,00392
Aluminio	0,029	0,033	0,036	0,00403
Temperatura	20°C	70°C	90°C	-

De forma que:

$$\rho_\theta = \rho_{20} [1 + \alpha (\theta - 20)]$$

Donde:

- ρ_θ es la resistividad del cable a temperatura de servicio expresada en [Ω mm^2/m];
- ρ_{20} es la resistividad del cable a temperatura de 20,00°C expresada en [Ω. mm^2/m];
- α es el coeficiente de temperatura del material del cable expresado en [°C^{-1}]
- θ es la temperatura de servicio del cable [°C].

1.7 CÁLCULOS DE CAÍDA TENSIÓN

Para los cálculos de caída de tensión se han utilizado los siguientes datos:

- Temperatura de operación = 50°C
- Factor de potencia = 1
- Potencia nominal de la planta 46,4 MW

Las caídas de tensión en los cables de *string* a inversor se muestran en los siguientes subapartados.

1.7.1 Cálculos de caída de tensión desde módulos fotovoltaicos hasta inversores de *strings*

El bloque tipo de 14 strings con 29 módulos de 545,00 W_p cada uno es el mayor bloque, con una potencia máxima en agrupación de *strings* de 221,27 kW_p, resultando ser este el bloque más representativo para todo el proyecto.

Inversor	*String*	Longitud total [m]	U_{mp} [V]	I_{mp} [A]	Sección cable por caída de tensión [mm^2]	Caída de tensión del tramo [V]	Caída de tensión del tramo [%]
CT01-INVB-05	CT01-INVB-05-S01	24,77	1212,20	14,34	6	3,54	0,29%
CT01-INVB-05	CT01-INVB-05-S02	60,30	1212,20	14,34	10	3,56	0,29%
CT01-INVB-05	CT01-INVB-05-S03	18,49	1212,20	14,34	6	2,59	0,21%
CT01-INVB-05	CT01-INVB-05-S04	54,01	1212,20	14,34	10	5,66	0,47%
CT01-INVB-05	CT01-INVB-05-S05	12,19	1212,20	14,34	6	1,93	0,16%
CT01-INVB-05	CT01-INVB-05-S06	47,71	1212,20	14,34	6	5,00	0,41%
CT01-INVB-05	CT01-INVB-05-S07	4,06	1212,20	14,34	6	1,27	0,10%
CT01-INVB-05	CT01-INVB-05-S08	39,57	1212,20	14,34	6	4,16	0,34%
CT01-INVB-05	CT01-INVB-05-S09	11,79	1212,20	14,34	6	0,43	0,03%
CT01-INVB-05	CT01-INVB-05-S10	47,29	1212,20	14,34	6	5,05	0,42%

CT01-INVB-05	CT01-INVB-05-S11	18,07	1212,20	14,34	6	1,32	0,11%
CT01-INVB-05	CT01-INVB-05-S12	53,58	1212,20	14,34	10	5,71	0,47%
CT01-INVB-05	CT01-INVB-05-S13	24,36	1212,20	14,34	6	1,98	0,16%
CT01-INVB-05	CT01-INVB-05-S14	59,88	1212,20	14,34	10	3,58	0,29%

La caída de tensión media de la agrupación de *strings* es de 3, V, lo que supone el 0,47%.

1.7.2 Cálculos de caída de tensión desde inversores de *strings* hasta centros de transformación

Estudiamos la caída de tensión en todos aquellos circuitos de salida de los inversores de *strings* hasta la entrada de los centros de transformación:

1.7.2.1 *CT01*

Inversor	N.º de *strings* [uds.]	Longitud total [m]	Sección [mm²]	Caída de tensión del tramo [V]	Caída de tensión del tramo [%]
CT01-INVA-01	14	311,80	300	8,329	1,041%
CT01-INVA-02	14	267,79	300	7,153	0,894%
CT01-INVA-03	14	223,68	240	7,557	0,945%
CT01-INVA-04	14	179,65	185	8,119	1,015%
CT01-INVA-05	14	135,62	150	7,865	0,983%
CT01-INVA-06	12	282,62	300	7,570	0,946%

CT01-INVA-07	12	244,73	240	8,297	1,037%
CT01-INVA-08	14	206,87	240	7,014	0,877%
CT01-INVA-09	14	162,86	185	7,393	0,924%
CT01-INVA-10	14	118,70	150	6,924	0,866%
CT01-INVA-11	14	74,52	150	4,347	0,543%
CT01-INVA-12	14	284,18	300	7,591	0,949%
CT01-INVA-13	14	240,13	240	8,113	1,014%
CT01-INVA-14	14	196,04	185	8,859	1,107%
CT01-INVA-15	14	151,96	150	8,813	1,102%
CT01-INVA-16	14	107,87	150	6,256	0,782%
CT01-INVB-01	12	273,11	300	7,251	0,906%
CT01-INVB-02	12	317,13	300	8,420	1,053%
CT01-INVB-03	12	348,62	400	7,138	0,892%
CT01-INVB-04	12	386,39	400	7,911	0,989%
CT01-INVB-05	14	67,83	150	3,957	0,495%
CT01-INVB-06	12	105,54	150	6,157	0,770%

CT01-INVB-07	12	143,32	150	8,360	1,045%
CT01-INVB-08	12	181,03	185	8,219	1,027%
CT01-INVB-09	12	218,81	240	7,418	0,927%
CT01-INVB-10	12	256,57	300	6,872	0,859%
CT01-INVB-11	14	65,30	150	3,787	0,473%
CT01-INVB-12	14	109,37	150	6,343	0,793%
CT01-INVB-13	14	153,44	150	8,899	1,112%
CT01-INVB-14	12	191,14	185	8,638	1,080%
CT01-INVB-15	12	228,92	240	7,734	0,967%

La caída de tensión media de los inversores de *strings* hasta el centro de transformación CT01 es de 7,332 V, lo que supone el 0,917%.

1.7.2.2 *CT02*

Inversor	N.º de *strings* [uds.]	Longitud total [m]	Sección [mm²]	Caída de tensión del tramo [V]	Caída de tensión del tramo [%]
CT02-INVA-01	12	192,08	185	8,720	1,090%
CT02-INVA-02	16	128,84	240	4,560	0,570%
CT02-INVA-03	14	179,27	240	6,345	0,793%
CT02-INVA-04	14	223,47	240	7,910	0,989%
CT02-INVA-05	14	267,60	300	7,414	0,927%

CT02-INVA-06	12	271,26	300	7,266	0,908%
CT02-INVA-07	14	233,38	240	7,912	0,989%
CT02-INVA-08	14	189,26	185	8,592	1,074%
CT02-INVA-09	14	145,20	150	8,470	1,059%
CT02-INVA-10	14	101,01	150	5,892	0,737%
CT02-INVA-11	14	56,89	150	3,319	0,415%
CT02-INVA-12	12	45,81	240	1,621	0,203%
CT02-INVA-13	12	190,55	185	8,458	1,057%
CT02-INVA-14	12	152,77	150	8,660	1,083%
CT02-INVA-15	12	114,97	150	6,517	0,815%

La caída de tensión media de los inversores de *strings* hasta el centro de transformación CT02 es de 6,777 V, lo que supone el 0,847%.

1.7.2.3 *CT03*

Inversor	N.º de *strings* [uds.]	Longitud total [m]	Sección [mm^2]	Caída de tensión del tramo [V]	Caída de tensión del tramo [%]
CT03-INVB-01	12	352,31	400	7,247	0,906%
CT03-INVB-02	12	314,51	300	8,401	1,050%
CT03-INVB-03	12	276,75	300	7,392	0,924%
CT03-INVB-04	14	297,87	300	7,909	0,989%
CT03-INVB-05	14	253,77	240	8,510	1,064%
CT03-INVB-06	14	222,47	240	7,460	0,933%
CT03-INVB-07	14	411,29	400	8,461	1,058%
CT03-INVB-08	14	371,13	400	7,692	0,961%
CT03-INVB-09	14	327,03	400	6,778	0,847%

CT03-INVB-10	14	282,93	300	7,629	0,954%
CT03-INVB-11	16	232,52	240	7,950	0,994%
CT03-INVB-12	16	237,02	240	7,948	0,994%
CT03-INVB-13	12	119,21	150	7,051	0,881%
CT03-INVB-14	12	81,54	150	4,823	0,603%
CT03-INVB-15	12	61,33	150	3,557	0,445%
CT03-INVA-01	12	194,83	185	8,943	1,118%
CT03-INVA-02	12	157,00	150	9,286	1,161%
CT03-INVA-03	14	190,03	240	6,846	0,856%
CT03-INVA-04	14	253,40	240	9,128	1,141%
CT03-INVA-05	14	305,59	300	8,587	1,073%
CT03-INVA-06	14	368,46	400	7,808	0,976%
CT03-INVA-07	14	313,82	300	8,818	1,102%
CT03-INVA-08	14	252,68	240	9,102	1,138%
CT03-INVA-09	14	203,33	240	7,325	0,916%
CT03-INVA-10	12	271,32	300	7,623	0,953%
CT03-INVA-11	16	330,53	400	7,004	0,875%
CT03-INVA-12	14	396,68	400	8,406	1,051%
CT03-INVA-13	14	448,83	400	9,511	1,189%
CT03-INVA-14	12	498,84	400	10,570	1,321%

La caída de tensión media de los inversores de *strings* hasta el centro de transformación CT03 es de 7,854 V, lo que supone el 0,9817%.

1.7.2.4 *CT04*

Inversor	N.º de strings [uds.]	Longitud total [m]	Sección [mm²]	Caída de tensión del tramo [V]	Caída de tensión del tramo [%]
CT04-INVB-01	12	658,31	400	13,796	1,724%
CT04-INVB-02	12	599,36	400	12,560	1,570%
CT04-INVB-03	14	552,31	400	11,574	1,447%
CT04-INVB-04	14	502,87	400	10,538	1,317%
CT04-INVB-05	14	446,60	400	9,359	1,170%
CT04-INVB-06	12	651,13	400	13,745	1,718%
CT04-INVB-07	14	591,05	400	12,476	1,560%
CT04-INVB-08	14	532,69	400	11,245	1,406%
CT04-INVB-09	14	487,09	400	10,282	1,285%
CT04-INVB-10	14	650,41	400	13,729	1,716%
CT04-INVB-11	14	578,75	400	12,217	1,527%
CT04-INVB-12	16	517,55	400	10,925	1,366%
CT04-INVB-13	16	110,78	150	6,462	0,808%
CT04-INVB-14	16	161,18	185	7,317	0,915%
CT04-INVB-15	14	211,55	240	7,172	0,897%
CT04-INVA-01	14	149,60	150	8,787	1,098%
CT04-INVA-02	14	193,71	185	8,843	1,105%
CT04-INVA-03	14	237,83	240	8,097	1,012%
CT04-INVA-04	14	281,92	300	7,577	0,947%
CT04-INVA-05	12	319,69	400	6,608	0,826%
CT04-INVA-06	12	357,49	400	7,389	0,924%

CT04-INVA-07	12	395,31	400	8,171	1,021%
CT04-INVA-08	14	93,49	150	5,454	0,682%
CT04-INVA-09	14	137,59	150	8,026	1,003%
CT04-INVA-10	14	181,72	185	8,250	1,031%
CT04-INVA-11	14	225,85	240	7,657	0,957%
CT04-INVA-12	14	269,94	300	7,230	0,904%
CT04-INVA-13	14	313,91	300	8,408	1,051%
CT04-INVA-14	14	255,38	300	6,840	0,855%
CT04-INVA-15	14	299,50	300	8,022	1,003%
CT04-INVA-16	14	343,69	400	7,086	0,886%

La caída de tensión media de los inversores de *strings* hasta el centro de transformación CT04 es de 9,221 V, lo que supone el 1,15%.

1.7.2.5 *CT05*

Inversor	N.º de strings [uds.]	Longitud total [m]	Sección [mm^2]	Caída de tensión del tramo [V]	Caída de tensión del tramo [%]
CT05-INVB-01	14	152,71	150	9,547	1,193%
CT05-INVB-02	12	108,61	150	10,720	1,340%
CT05-INVB-03	14	70,81	150	9,485	1,186%
CT05-INVB-04	14	193,74	185	9,820	1,228%
CT05-INVB-05	14	149,62	150	9,354	1,169%
CT05-INVB-06	14	105,52	150	10,416	1,302%
CT05-INVB-07	16	55,13	150	10,340	1,292%
CT05-INVB-08	14	389,57	400	9,210	1,151%

CT05-INVB-09	14	345,58	400	10,893	1,362%
CT05-INVB-10	14	301,50	300	9,504	1,188%
CT05-INVB-11	14	257,40	300	10,142	1,268%
CT05-INVB-12	14	213,30	240	10,903	1,363%
CT05-INVB-13	14	401,60	400	9,373	1,172%
CT05-INVB-14	12	436,13	400	10,311	1,289%
CT05-INVB-15	12	398,13	400	9,412	1,177%
CT05-INVB-16	14	360,24	400	8,516	1,065%
CT05-INVA-01	16	86,95	240	8,572	1,072%
CT05-INVA-02	16	137,35	240	10,720	1,340%
CT05-INVA-03	14	187,72	240	9,503	1,188%
CT05-INVA-04	14	231,81	240	9,046	1,131%
CT05-INVA-05	14	276,51	300	10,791	1,349%
CT05-INVA-06	14	319,97	400	9,989	1,249%
CT05-INVA-07	14	103,33	240	10,187	1,273%
CT05-INVA-08	14	147,43	240	9,205	1,151%
CT05-INVA-09	12	185,21	240	9,377	1,172%
CT05-INVA-10	12	223,00	240	8,703	1,088%
CT05-INVA-11	12	260,81	300	10,178	1,272%
CT05-INVA-12	12	298,63	300	9,323	1,165%
CT05-INVA-13	16	225,23	240	8,761	1,095%
CT05-INVA-14	14	275,60	300	10,720	1,340%
CT05-INVA-15	14	319,71	400	9,948	1,244%

La caída de tensión media de los inversores de *strings* hasta el centro de transformación CT05 es de 9,815 V, lo que supone el 1,227%.

1.7.2.6 *CT06*

Inversor	N.º de strings [uds.]	Longitud total [m]	Sección [mm²]	Caída de tensión del tramo [V]	Caída de tensión del tramo [%]
CT06-INVB-01	14	323,14	400	10,016	1,252%
CT06-INVB-02	14	279,00	300	10,810	1,351%
CT06-INVB-03	16	228,61	240	8,857	1,107%
CT06-INVB-04	14	298,55	300	9,253	1,157%
CT06-INVB-05	14	254,33	240	9,854	1,232%
CT06-INVB-06	14	210,34	240	10,572	1,321%
CT06-INVB-07	14	166,24	185	10,305	1,288%
CT06-INVB-08	14	122,14	150	9,464	1,183%
CT06-INVB-09	16	71,75	150	9,531	1,191%
CT06-INVB-10	14	324,55	400	10,059	1,257%
CT06-INVB-11	14	280,36	300	10,862	1,358%
CT06-INVB-12	14	236,27	240	9,154	1,144%
CT06-INVB-13	14	192,06	185	9,653	1,207%
CT06-INVB-14	16	141,65	150	10,976	1,372%
CT06-INVB-15	16	91,25	150	8,931	1,116%
CT06-INVB-16	16	139,96	150	10,937	1,367%
CT06-INVA-01	14	237,59	240	9,212	1,152%
CT06-INVA-02	14	281,70	300	10,922	1,365%
CT06-INVA-03	14	325,78	400	10,105	1,263%
CT06-INVA-04	12	363,69	400	8,461	1,058%
CT06-INVA-05	14	95,88	240	9,453	1,182%

CT06-INVA-06	14	139,97	240	10,924	1,366%
CT06-INVA-07	14	184,07	240	9,319	1,165%
CT06-INVA-08	14	93,31	240	9,199	1,150%
CT06-INVA-09	14	137,09	240	10,700	1,337%
CT06-INVA-10	14	181,17	240	9,172	1,147%
CT06-INVA-11	14	278,62	300	10,886	1,361%
CT06-INVA-12	14	234,52	240	9,163	1,145%
CT06-INVA-13	14	190,41	185	9,652	1,206%
CT06-INVA-14	14	151,53	150	9,473	1,184%
CT06-INVA-15	14	196,05	185	9,938	1,242%
CT06-INVA-16	14	240,18	240	9,384	1,173%

La caída de tensión media de los inversores de *strings* hasta el centro de transformación CT06 es de 9,85 V, lo que supone el 1,231%.

1.7.2.7 *CT07*

Inversor	N.º de strings [uds.]	Longitud total [m]	Sección [mm2]	Caída de tensión del tramo [V]	Caída de tensión del tramo [%]
CT07-INVA-01	14	464,19	400	11,018	1,377%
CT07-INVA-02	14	420,08	400	9,971	1,246%
CT07-INVA-03	14	319,55	400	10,113	1,264%
CT07-INVA-04	14	275,42	300	10,896	1,362%
CT07-INVA-05	14	268,03	300	10,473	1,309%
CT07-INVA-06	14	223,91	240	8,749	1,094%
CT07-INVA-07	14	179,83	185	9,115	1,139%
CT07-INVA-08	12	193,95	240	9,683	1,210%

CT07-INVA-09	12	231,75	240	8,919	1,115%
CT07-INVA-10	14	122,72	150	9,509	1,189%
CT07-INVA-11	14	78,63	150	10,444	1,306%
CT07-INVA-12	14	34,54	150	9,176	1,147%
CT07-INVA-13	14	133,55	150	10,348	1,294%
CT07-INVA-14	14	89,52	150	8,762	1,095%
CT07-INVA-15	14	45,36	150	8,435	1,054%
CT07-INVB-01	14	194,19	240	9,695	1,212%
CT07-INVB-02	14	238,32	240	9,172	1,146%
CT07-INVB-03	14	282,44	300	10,870	1,359%
CT07-INVB-04	14	48,75	240	9,005	1,126%
CT07-INVB-05	14	92,79	240	9,022	1,128%
CT07-INVB-06	14	136,88	240	10,536	1,317%
CT07-INVB-07	14	45,42	185	8,557	1,070%
CT07-INVB-08	14	89,55	185	8,880	1,110%
CT07-INVB-09	14	133,66	185	10,493	1,312%
CT07-INVB-10	12	291,13	300	9,214	1,152%
CT07-INVB-11	12	253,31	240	10,021	1,253%
CT07-INVB-12	12	214,88	240	11,028	1,379%
CT07-INVB-13	14	177,03	240	9,086	1,136%
CT07-INVB-14	14	184,90	240	9,490	1,186%
CT07-INVB-15	14	228,98	240	9,059	1,132%
CT07-INVB-16	14	273,08	300	10,803	1,350%

La caída de tensión media de los inversores de *strings* hasta el centro de transformación CT07 es de 9,695 V, lo que supone el 1,212%.

1.7.2.8 *CT08*

Inversor	N.º de strings [uds.]	Longitud total [m]	Sección [mm2]	Caída de tensión del tramo [V]	Caída de tensión del tramo [%]
CT08-INVA-01	14	138,09	240	10,778	1,347%
CT08-INVA-02	14	94,21	240	9,289	1,161%
CT08-INVA-03	14	138,29	240	10,794	1,349%
CT08-INVA-04	14	183,72	240	9,301	1,163%
CT08-INVA-05	14	228,00	240	8,898	1,112%
CT08-INVA-06	12	266,67	300	10,407	1,301%
CT08-INVA-07	16	52,06	240	9,720	1,215%
CT08-INVA-08	16	104,37	240	10,256	1,282%
CT08-INVA-09	14	156,67	240	9,751	1,219%
CT08-INVA-10	14	202,50	240	10,218	1,277%
CT08-INVA-11	14	252,13	240	9,807	1,226%
CT08-INVA-12	14	167,59	185	10,480	1,310%
CT08-INVA-13	14	211,62	240	10,730	1,341%
CT08-INVA-14	14	259,19	300	10,130	1,266%
CT08-INVA-15	12	298,43	300	9,331	1,166%
CT08-INVB-01	12	244,34	240	9,400	1,175%
CT08-INVB-02	12	206,54	240	10,308	1,289%
CT08-INVB-03	14	168,75	185	10,388	1,298%
CT08-INVB-04	14	124,65	150	9,591	1,199%
CT08-INVB-05	16	74,24	150	9,793	1,224%
CT08-INVB-06	12	335,90	400	10,411	1,301%

CT08-INVB-07	12	298,11	300	9,240	1,155%
CT08-INVB-08	12	260,31	300	10,085	1,261%
CT08-INVB-09	11	222,51	240	8,621	1,078%
CT08-INVB-10	12	184,70	185	9,284	1,160%
CT08-INVB-11	14	146,80	150	9,100	1,137%
CT08-INVB-12	12	344,94	400	10,616	1,327%
CT08-INVB-13	12	307,18	300	9,454	1,182%
CT08-INVB-14	12	269,41	300	10,365	1,296%
CT08-INVB-15	14	231,58	240	8,909	1,114%
CT08-INVB-16	14	187,45	185	9,356	1,169%

La caída de tensión media de los inversores de *strings* hasta el centro de transformación CT08 es de 9,833 V, lo que supone el 1,229%.

1.8 CÁLCULOS DE PÉRDIDA DE POTENCIA

1.8.1 Cálculos de pérdida de potencia desde módulos fotovoltaicos hasta inversores de *strings*

Con las caídas de tensión calculadas y considerando las intensidades de máxima potencia de los módulos en condiciones estándar:

$$I_{mp}^{550{,}00\ W_p} = 13{,}12\ A$$

$$I_{mp}^{545{,}00\ W_p} = 13{,}04\ A$$

$$I_{mp}^{540{,}00\ W_p} = 12.97\ A$$

Estudiamos el caso del inversor de *strings* con mayor potencia instalada:

- 8 estructuras de soporte seguidoras con 2 *strings* cada una;
- *Strings* con 29 módulos de 540,00 W_p;
- $I_{mp}^{módulo} = 12{,}97\ A.$

String	*Conteo strings por inversor*	Longitud total [m]	I_{mp} [A]	Caída de tensión del tramo [V]	Pérdidas [W]
CT03-INVA-11-S01	1	67,87	14,27	3,96	56,50
CT03-INVA-11-S02	2	32,30	14,27	3,35	47,77
CT03-INVA-11-S03	3	63,85	14,27	3,73	53,15
CT03-INVA-11-S04	4	28,29	14,27	2,93	41,83
CT03-INVA-11-S05	5	54,13	14,27	5,61	80,05
CT03-INVA-11-S06	6	18,57	14,27	1,93	27,47

CT03-INVA-11-S07	7	39,61	14,27	4,11	58,58
CT03-INVA-11-S08	8	4,06	14,27	0,42	6,01
CT03-INVA-11-S09	9	54,68	14,27	5,67	80,87
CT03-INVA-11-S10	10	19,14	14,27	1,98	28,30
CT03-INVA-11-S11	11	67,93	14,27	3,96	56,54
CT03-INVA-11-S12	12	32,37	14,27	3,36	47,88
CT03-INVA-11-S13	13	71,29	14,27	4,16	59,34
CT03-INVA-11-S14	14	35,73	14,27	3,70	52,85
CT03-INVA-11-S15	15	86,39	14,27	5,04	71,91
CT03-INVA-11-S16	16	50,82	14,27	5,27	75,16

La pérdida de potencia total en la agrupación tipo (de máxima potencia), correspondiente a 16 *strings* de 29 módulos de 540,00 W_p, hasta el inversor de *strings* es de 844,21 W.

1.8.2 Cálculos de pérdida de potencia desde inversores de *strings* hasta centros de transformación.

Con las caídas de tensión calculadas y considerando la intensidad máxima a la salida del inversor de *strings*:

$$I_{máx,AC}^{inversor} = 155{,}20A$$

Estudiamos la entrada a los centros de transformación:

1.8.2.1 *CT-01*

Inversor	Potencia módulo [W_p]	N.º de *strings* [uds.]	Longitud total [m]	Caída de tensión del tramo [V]	Pérdida de potencia [kW]
CT01-INVA-01	545	14	311,80	9,597	1,116%
CT01-INVA-02	545	14	267,79	10,302	1,198%
CT01-INVA-03	545	14	223,68	8,605	1,001%
CT01-INVA-04	545	14	179,65	11,058	1,286%
CT01-INVA-05	545	14	135,62	10,435	1,213%
CT01-INVA-06	545	12	282,62	10,949	1,273%
CT01-INVA-07	545	12	244,73	9,482	1,103%
CT01-INVA-08	545	14	206,87	10,398	1,209%
CT01-INVA-09	545	14	162,86	10,095	1,174%
CT01-INVA-10	545	14	118,70	9,198	1,070%
CT01-INVA-11	545	14	74,52	9,899	1,151%
CT01-INVA-12	545	14	284,18	10,933	1,271%
CT01-INVA-13	545	14	240,13	9,238	1,074%
CT01-INVA-14	545	14	196,04	9,784	1,138%

CT01-INVA-15	545	14	151,96	9,354	1,088%
CT01-INVA-16	545	14	107,87	10,484	1,219%
CT01-INVB-01	550	12	273,11	10,674	1,241%
CT01-INVB-02	550	12	317,13	9,915	1,153%
CT01-INVB-03	550	12	348,62	10,900	1,267%
CT01-INVB-04	550	12	386,39	9,061	1,054%
CT01-INVB-05	550	14	67,83	9,010	1,048%
CT01-INVB-06	550	12	105,54	10,331	1,201%
CT01-INVB-07	550	12	143,32	11,106	1,291%
CT01-INVB-08	550	12	181,03	9,099	1,058%
CT01-INVB-09	550	12	218,81	10,998	1,279%
CT01-INVB-10	550	12	256,57	9,940	1,156%
CT01-INVB-11	545	14	65,30	8,614	1,002%
CT01-INVB-12	545	14	109,37	10,630	1,236%
CT01-INVB-13	545	14	153,44	9,445	1,098%
CT01-INVB-14	545	12	191,14	9,540	1,109%

CT01-INVB-15	550	12	228,92	8,807	1,024%

1.8.2.2 *CT02*

Inversor	Potencia módulo [W_p]	N.º de *strings* [uds.]	Longitud total [m]	Caída de tensión del tramo [V]	Pérdida de potencia [kW]
CT02-INVA-01	545	12	192,08	9,654	1,123%
CT02-INVA-02	545	16	128,84	10,056	1,169%
CT02-INVA-03	545	14	179,27	9,076	1,055%
CT02-INVA-04	545	14	223,47	8,721	1,014%
CT02-INVA-05	545	14	267,60	10,443	1,214%
CT02-INVA-06	545	12	271,26	10,510	1,222%
CT02-INVA-07	545	14	233,38	9,042	1,051%
CT02-INVA-08	545	14	189,26	9,513	1,106%
CT02-INVA-09	545	14	145,20	9,001	1,047%
CT02-INVA-10	545	14	101,01	9,887	1,150%
CT02-INVA-11	545	14	56,89	10,580	1,230%
CT02-INVA-12	545	12	45,81	8,581	0,998%

CT02-INVA-13	545	12	190,55	9,507	1,106%
CT02-INVA-14	545	12	152,77	9,401	1,093%
CT02-INVA-15	545	12	114,97	8,843	1,028%

1.8.2.3 *CT03*

Inversor	Potencia módulo [W_p]	N.º de *strings* [uds.]	Longitud total [m]	Caída de tensión del tramo [V]	Pérdida de potencia [kW]
CT03-INVB-01	545	12	352,31	10,843	1,261%
CT03-INVB-02	545	12	314,51	9,680	1,126%
CT03-INVB-03	545	12	276,75	10,647	1,238%
CT03-INVB-04	545	14	297,87	9,313	1,083%
CT03-INVB-05	545	14	253,77	9,918	1,153%
CT03-INVB-06	545	14	222,47	8,695	1,011%
CT03-INVB-07	545	14	411,29	9,494	1,104%
CT03-INVB-08	545	14	371,13	8,774	1,020%
CT03-INVB-09	545	14	327,03	10,309	1,199%
CT03-INVB-10	545	14	282,93	11,148	1,296%

CT03-INVB-11	545	16	232,52	9,162	1,065%
CT03-INVB-12	545	16	237,02	9,263	1,077%
CT03-INVB-13	545	12	119,21	9,394	1,092%
CT03-INVB-14	545	12	81,54	11,016	1,281%
CT03-INVB-15	545	12	61,33	8,089	0,941%
CT03-INVA-01	545	12	194,83	9,959	1,158%
CT03-INVA-02	545	12	157,00	9,898	1,151%
CT03-INVA-03	545	14	190,03	9,488	1,103%
CT03-INVA-04	545	14	253,40	9,752	1,134%
CT03-INVA-05	545	14	305,59	9,409	1,094%
CT03-INVA-06	545	14	368,46	8,508	0,989%
CT03-INVA-07	540	14	313,82	9,662	1,124%
CT03-INVA-08	540	14	252,68	9,724	1,131%
CT03-INVA-09	540	14	203,33	10,151	1,180%
CT03-INVA-10	540	12	271,32	10,442	1,214%
CT03-INVA-11	540	16	330,53	10,176	1,183%

CT03-INVA-12	540	14	396,68	9,160	1,065%
CT03-INVA-13	540	14	448,83	10,364	1,205%
CT03-INVA-14	540	12	498,84	9,215	1,072%

1.8.2.4 *CT04*

Inversor	Potencia módulo [W_p]	N.º de *strings* [uds.]	Longitud total [m]	Caída de tensión del tramo [V]	Pérdida de potencia [kW]
CT04-INVB-01	540	12	658,31	9,755	1,134%
CT04-INVB-02	540	12	599,36	8,881	1,033%
CT04-INVB-03	540	14	552,31	10,312	1,199%
CT04-INVB-04	540	14	502,87	9,389	1,092%
CT04-INVB-05	540	14	446,60	10,423	1,212%
CT04-INVB-06	540	12	651,13	9,813	1,141%
CT04-INVB-07	540	14	591,05	8,908	1,036%
CT04-INVB-08	540	14	532,69	10,116	1,176%
CT04-INVB-09	540	14	487,09	9,249	1,076%
CT04-INVB-10	540	14	650,41	9,802	1,140%

CT04-INVB-11	540	14	578,75	10,990	1,278%
CT04-INVB-12	540	16	517,55	9,828	1,143%
CT04-INVB-13	545	16	110,78	10,843	1,261%
CT04-INVB-14	545	16	161,18	9,991	1,162%
CT04-INVB-15	545	14	211,55	10,633	1,236%
CT04-INVA-01	545	14	149,60	9,352	1,087%
CT04-INVA-02	545	14	193,71	9,819	1,142%
CT04-INVA-03	545	14	237,83	9,292	1,081%
CT04-INVA-04	540	14	281,92	11,015	1,281%
CT04-INVA-05	540	12	319,69	9,993	1,162%
CT04-INVA-06	540	12	357,49	8,381	0,975%
CT04-INVA-07	540	12	395,31	9,267	1,078%
CT04-INVA-08	545	14	93,49	9,151	1,064%
CT04-INVA-09	545	14	137,59	10,662	1,240%
CT04-INVA-10	545	14	181,72	9,133	1,062%
CT04-INVA-11	540	14	225,85	8,750	1,017%

CT04-INVA-12	540	14	269,94	10,458	1,216%
CT04-INVA-13	540	14	313,91	9,729	1,131%
CT04-INVA-14	540	14	255,38	9,894	1,151%
CT04-INVA-15	540	14	299,50	9,283	1,079%
CT04-INVA-16	540	14	343,69	10,653	1,239%

1.8.2.5 *CT05*

Inversor	Potencia módulo [W_p]	N.º de *strings* [uds.]	Longitud total [m]	Caída de tensión del tramo [V]	Pérdida de potencia [kW]
CT05-INVB-01	545	14	152,71	9,547	1,110%
CT05-INVB-02	545	12	108,61	10,720	1,247%
CT05-INVB-03	545	14	70,81	9,485	1,103%
CT05-INVB-04	545	14	193,74	9,820	1,142%
CT05-INVB-05	545	14	149,62	9,354	1,088%
CT05-INVB-06	545	14	105,52	10,416	1,211%
CT05-INVB-07	545	16	55,13	10,340	1,202%
CT05-INVB-08	545	14	389,57	9,210	1,071%

CT05-INVB-09	545	14	345,58	10,893	1,267%
CT05-INVB-10	545	14	301,50	9,504	1,105%
CT05-INVB-11	545	14	257,40	10,142	1,179%
CT05-INVB-12	545	14	213,30	10,903	1,268%
CT05-INVB-13	545	14	401,60	9,373	1,090%
CT05-INVB-14	545	12	436,13	10,311	1,199%
CT05-INVB-15	545	12	398,13	9,412	1,094%
CT05-INVB-16	545	14	360,24	8,516	0,990%
CT05-INVA-01	545	16	86,95	8,572	0,997%
CT05-INVA-02	545	16	137,35	10,720	1,247%
CT05-INVA-03	545	14	187,72	9,503	1,105%
CT05-INVA-04	540	14	231,81	9,046	1,052%
CT05-INVA-05	540	14	276,51	10,791	1,255%
CT05-INVA-06	540	14	319,97	9,989	1,162%
CT05-INVA-07	545	14	103,33	10,187	1,185%
CT05-INVA-08	540	14	147,43	9,205	1,070%

CT05-INVA-09	540	12	185,21	9,377	1,090%
CT05-INVA-10	540	12	223,00	8,703	1,012%
CT05-INVA-11	540	12	260,81	10,178	1,184%
CT05-INVA-12	540	12	298,63	9,323	1,084%
CT05-INVA-13	545	16	225,23	8,761	1,019%
CT05-INVA-14	540	14	275,60	10,720	1,247%
CT05-INVA-15	540	14	319,71	9,948	1,157%
CT05-INVA-16	540	12	357,52	11,125	1,294%

1.8.2.6 *CT06*

Inversor	Potencia módulo [W_p]	N.º de *strings* [uds.]	Longitud total [m]	Caída de tensión del tramo [V]	Pérdida de potencia [kW]
CT06-INVB-01	545	14	323,14	10,016	1,165%
CT06-INVB-02	545	14	279,00	10,810	1,257%
CT06-INVB-03	545	16	228,61	8,857	1,030%
CT06-INVB-04	545	14	298,55	9,253	1,076%
CT06-INVB-05	545	14	254,33	9,854	1,146%

CT06-INVB-06	545	14	210,34	10,572	1,229%
CT06-INVB-07	545	14	166,24	10,305	1,198%
CT06-INVB-08	545	14	122,14	9,464	1,101%
CT06-INVB-09	545	16	71,75	9,531	1,108%
CT06-INVB-10	545	14	324,55	10,059	1,170%
CT06-INVB-11	545	14	280,36	10,862	1,263%
CT06-INVB-12	545	14	236,27	9,154	1,064%
CT06-INVB-13	545	14	192,06	9,653	1,122%
CT06-INVB-14	545	16	141,65	10,976	1,276%
CT06-INVB-15	545	16	91,25	8,931	1,039%
CT06-INVB-16	545	16	139,96	10,937	1,272%
CT06-INVA-01	545	14	237,59	9,212	1,071%
CT06-INVA-02	540	14	281,70	10,922	1,270%
CT06-INVA-03	540	14	325,78	10,105	1,175%
CT06-INVA-04	540	12	363,69	8,461	0,984%
CT06-INVA-05	545	14	95,88	9,453	1,099%

CT06-INVA-06	545	14	139,97	10,924	1,270%
CT06-INVA-07	545	14	184,07	9,319	1,084%
CT06-INVA-08	545	14	93,31	9,199	1,070%
CT06-INVA-09	545	14	137,09	10,700	1,244%
CT06-INVA-10	545	14	181,17	9,172	1,067%
CT06-INVA-11	545	14	278,62	10,886	1,266%
CT06-INVA-12	545	14	234,52	9,163	1,066%
CT06-INVA-13	545	14	190,41	9,652	1,122%
CT06-INVA-14	545	14	151,53	9,473	1,102%
CT06-INVA-15	545	14	196,05	9,938	1,156%
CT06-INVA-16	545	14	240,18	9,384	1,091%

1.8.2.7 *CT07*

Inversor	Potencia módulo [W_p]	N.º de *strings* [uds.]	Longitud total [m]	Caída de tensión del tramo [V]	Pérdida de potencia [kW]
CT07-INVA-01	540	14	464,19	11,018	1,281%
CT07-INVA-02	540	14	420,08	9,971	1,159%

CT07-INVA-03	540	14	319,55	10,113	1,176%
CT07-INVA-04	540	14	275,42	10,896	1,267%
CT07-INVA-05	545	14	268,03	10,473	1,218%
CT07-INVA-06	545	14	223,91	8,749	1,017%
CT07-INVA-07	545	14	179,83	9,115	1,060%
CT07-INVA-08	540	12	193,95	9,683	1,126%
CT07-INVA-09	540	12	231,75	8,919	1,037%
CT07-INVA-10	545	14	122,72	9,509	1,106%
CT07-INVA-11	545	14	78,63	10,444	1,214%
CT07-INVA-12	545	14	34,54	9,176	1,067%
CT07-INVA-13	545	14	133,55	10,348	1,203%
CT07-INVA-14	545	14	89,52	8,762	1,019%
CT07-INVA-15	545	14	45,36	8,435	0,981%
CT07-INVB-01	545	14	194,19	9,695	1,127%
CT07-INVB-02	545	14	238,32	9,172	1,066%
CT07-INVB-03	545	14	282,44	10,870	1,264%

CT07-INVB-04	545	14	48,75	9,005	1,047%
CT07-INVB-05	545	14	92,79	9,022	1,049%
CT07-INVB-06	545	14	136,88	10,536	1,225%
CT07-INVB-07	545	14	45,42	8,557	0,995%
CT07-INVB-08	545	14	89,55	8,880	1,033%
CT07-INVB-09	545	14	133,66	10,493	1,220%
CT07-INVB-10	545	12	291,13	9,214	1,071%
CT07-INVB-11	545	12	253,31	10,021	1,165%
CT07-INVB-12	545	12	214,88	11,028	1,282%
CT07-INVB-13	545	14	177,03	9,086	1,057%
CT07-INVB-14	545	14	184,90	9,490	1,103%
CT07-INVB-15	545	14	228,98	9,059	1,053%
CT07-INVB-16	545	14	273,08	10,803	1,256%

1.8.2.8 *CT08*

Inversor	Potencia módulo [W_p]	N.º de *strings* [uds.]	Longitud total [m]	Caída de tensión del tramo [V]	Pérdida de potencia [kW]

CT08-INVA-01	545	14	138,09	10,778	1,253%
CT08-INVA-02	545	14	94,21	9,289	1,080%
CT08-INVA-03	545	14	138,29	10,794	1,255%
CT08-INVA-04	545	14	183,72	9,301	1,082%
CT08-INVA-05	545	14	228,00	8,898	1,035%
CT08-INVA-06	545	12	266,67	10,407	1,210%
CT08-INVA-07	545	16	52,06	9,720	1,130%
CT08-INVA-08	545	16	104,37	10,256	1,193%
CT08-INVA-09	545	14	156,67	9,751	1,134%
CT08-INVA-10	545	14	202,50	10,218	1,188%
CT08-INVA-11	545	14	252,13	9,807	1,140%
CT08-INVA-12	545	14	167,59	10,480	1,219%
CT08-INVA-13	545	14	211,62	10,730	1,248%
CT08-INVA-14	545	14	259,19	10,130	1,178%
CT08-INVA-15	545	12	298,43	9,331	1,085%
CT08-INVB-01	545	12	244,34	9,400	1,093%

CT08-INVB-02	545	12	206,54	10,308	1,199%
CT08-INVB-03	545	14	168,75	10,388	1,208%
CT08-INVB-04	545	14	124,65	9,591	1,115%
CT08-INVB-05	545	16	74,24	9,793	1,139%
CT08-INVB-06	545	12	335,90	10,411	1,211%
CT08-INVB-07	545	12	298,11	9,240	1,074%
CT08-INVB-08	545	12	260,31	10,085	1,173%
CT08-INVB-09	545	11	222,51	8,621	1,002%
CT08-INVB-10	545	12	184,70	9,284	1,080%
CT08-INVB-11	545	14	146,80	9,100	1,058%
CT08-INVB-12	545	12	344,94	10,616	1,234%
CT08-INVB-13	545	12	307,18	9,454	1,099%
CT08-INVB-14	545	12	269,41	10,365	1,205%
CT08-INVB-15	545	14	231,58	8,909	1,036%
CT08-INVB-16	545	14	187,45	9,356	1,088%

La media de pérdidas de potencia por planta es de 2,45 kW.

La suma de las pérdidas totales calculadas desde inversores hasta el bloque de potencia asciende a 567,698 kW, lo que supone un 1,138% de pérdidas (potencia instalada = 49,905 MW_p).

2 CÁLCULOS DE CABLES EN MEDIA TENSIÓN

Este informe presenta los resultados de los cálculos de las secciones de los cables, tomando en consideración la carga, corrientes de cortocircuito, caída de tensión y las pérdidas de potencia del sistema eléctrico de potencia. Estos cálculos han sido realizados basándose en la ITC-LAT 06.

2.1 OBJETO Y ALCANCE

El informe presentado tiene por objetivo presentar los cálculos de diseño de los circuitos de media tensión de la Planta Solar Fotovoltaica El GUADIANA I con los criterios y parámetros establecidos en la norma ITC-LAT 06.

Se verificarán que los criterios de caída de tensión por cada circuito y globales de la planta fotovoltaica no superen los valores establecidos de 1,00% y 1,25% respectivamente. También se comprobarán el criterio de máxima tensión admisible y se evaluará la capacidad de las corrientes de cortocircuito.

El cálculo de este informe se refiere a la red de media tensión en 30,00 kV, a partir de los terminales interiores de las celdas de entrada al centro de seccionamiento hasta los terminales interiores de las celdas de posición de entrada de cada centro de transformación.

2.2 NORMATIVA Y GUÍAS TÉCNICAS

- Real Decreto 223/2008 de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC – LAT 01 a 09. (ITC – LAT 06).
- UNE 60909-0 Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Parte 0: Cálculo de corriente.

2.3 CRITERIOS Y CONDICIONES GENERALES DE DISEÑO

Las condiciones generales de diseño por circuito se muestran a continuación:

- Número y potencia de los inversores: 232 uds. x 215,00 kVA;
- Número y potencia de los centros de transformación: 7 uds. X 6.500,00 kVA y 1ud x 3.250,00 kVA;

- Temperatura media del terreno: 25,00°C;
- Profundidad cables MT: 0,88 m;
- Resistividad térmica del terreno: 0,80 K·m/W;
- Tipo de Instalación: Directamente enterrados en zanjas recubiertos de arena, en configuración de trébol;
- Separación entre ternas: 20,00 cm;
- Tiempo de disparo de protecciones: 0,5 s;
- Caída de tensión máxima por circuito: 0,5%;
- Caída de tensión máxima total: 0,5%.

2.4 CARACTERÍSTICAS DEL CABLE

Los cables considerados para el recorrido de circuitos de media tensión (30,00 kV), así como las secciones, son las que se enumeran a continuación:

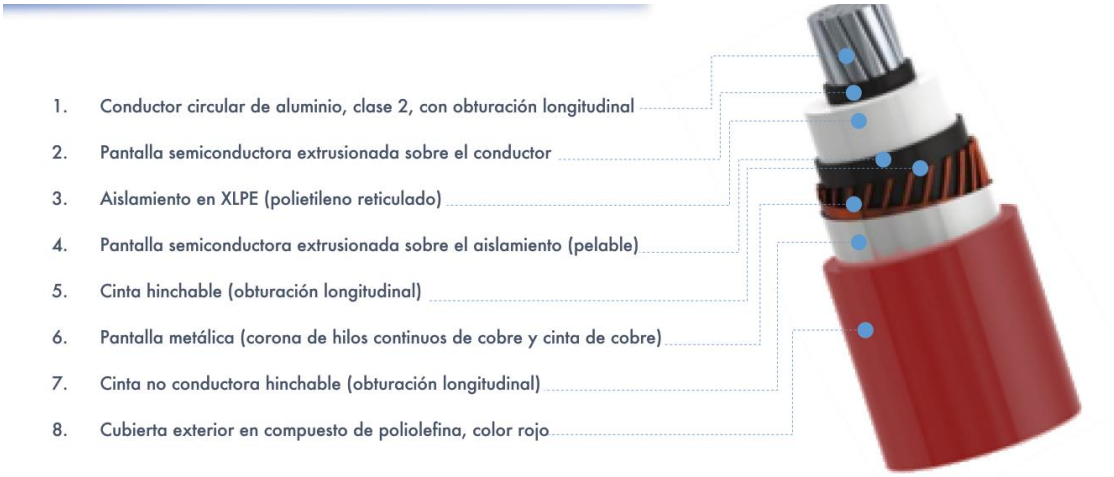
- RHZ1-OL 1x185 K Al+H16
- RHZ1-OL 1x240 K Al+H16
- RHZ1-OL 1x300 K Al+H16
- RHZ1-OL 1x500 K Al+H16
- RHZ1-OL 1x630 K Al+H16

Características del cable desde el centro de transformación hasta el centro de seccionamiento

Composición	Resistencia Eléctrica		Capacidad C	Inductancia L	Reactancia XL	Intensidad de corriente de corto circuito maxima admissible a 1s		Intensidad de corriente de corto circuito maxima admissible a 0,5 s		Intensidad en regimen permanente		
	DC a 20°C	AC a 90°C				Conductor (250 °C)	Pantalla (240 °C)	Conductor (250 °C)	Pantalla (240 °C)	Subterranea[1]	Al aire[2]	En ductos
	Ω/km		µF/km	mH/km	Ω/km	kA		kA		A		
1 x 50	0,6410	0,8180	0,12	0,75	0,24	4,7	2,3	6,6	3,2	140	170	130
1 x 70	0,4430	0,5650	0,14	0,72	0,23	6,6	2,3	9,3	3,2	170	210	160
1 x 95	0,3200	0,4080	0,15	0,69	0,22	8,9	2,3	12,6	3,2	205	255	190
1 x 120	0,2530	0,3230	0,16	0,67	0,21	11,3	2,3	16,0	3,2	235	295	215
1 x 150	0,2060	0,2630	0,17	0,65	0,20	14,1	2,3	19,9	3,2	260	335	245
1 x 185	0,1640	0,2100	0,18	0,63	0,20	17,4	2,3	24,6	3,2	295	385	280
1 x 240	0,1250	0,1610	0,20	0,61	0,19	22,6	2,3	31,9	3,2	345	455	320
1 x 300	0,1000	0,1300	0,22	0,59	0,19	28,2	2,3	39,9	3,2	390	520	365
1 x 400	0,0778	0,1020	0,24	0,57	0,18	37,6	2,3	53,2	3,2	445	610	415
1 x 500	0,0605	0,0805	0,27	0,54	0,17	47,0	2,3	66,5	3,2	505	715	480
1 x 630	0,0469	0,0640	0,30	0,52	0,16	59,2	2,3	83,7	3,2	575	830	545

1. Profundidad de instalación 1m, resistividad térmica del suelo 1,5 km/W, Tempertaura del suelo 25°C; trefoil
2. Temperatura máxima al aire llibre y en ductos 30°C; trefoil

2.4.1 Constitución del cable



2.5 CÁLCULO DE LA INTENSIDAD DE LOS CIRCUITOS

Cada centro de transformación de 6.500,00 kVA está alimentado por 31 inversores con una potencia nominal de 215,00 kVA. Así mismo, el centro de trasformación de 3.250,00 kVA se encuentra alimentado por 15 inversores con una potencia nominal de 215,00 kVA.

La tensión nominal de los circuitos de media tensión es 30,00 kV.

Por lo que la intensidad de un centro de transformación es calculada de la siguiente manera:

$$I_n = \frac{S_n[VA]}{\sqrt{3} \cdot V\ [V]} \cdot (Factor\ seguridad)$$

Siendo para transformadores de 6.500,00 kVA:

$$I_n = \frac{S_n[VA]}{\sqrt{3} \cdot V\ [V]} \cdot (Factor\ seguridad) = \frac{6.500kVA}{\sqrt{3} \cdot 30.000V} \cdot 1{,}25 = 156{,}37\ A$$

Para el transformador de 3.250,00 kVA:

$$I_n = \frac{S_n[VA]}{\sqrt{3} \cdot V\ [V]} \cdot (Factor\ seguridad) = \frac{3.250kVA}{\sqrt{3} \cdot 30.000V} \cdot 1{,}25 = 78{,}18\ A$$

Sin embargo, los circuitos se encuentran en serie. Por lo que, las aportaciones de los distintos centros de transformación se suman a la entrada del centro de seccionamiento como se resume en la siguiente tabla.

Circuito	**Inicio**	**Fin**	**Potencia aparente (kVA)**	**Intensidad nominal** (A)
CIRCUITO 1	CT02	CT01	3.250	78,18
	CT01	CT03	9.750	234,55
	CT03	SET	16.250	390,91
CIRCUITO 2	CT06	CT05	6.500	156,37
	CT05	CT04	13.000	312,73
	CT04	SET	19.500	469,10
CIRCUITO 3	CT08	CT07	6.500	156,37
	CT07	SET	13.000	312,73

2.6 INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE

La intensidad admisible para cables, directamente enterrados bajo tierra, se calcula siguiendo las directrices del Reglamento de Alta tensión (ITC-LAT-06). Debido a la variedad de cables instalados se describe el desarrollo para la sección más limitante.

Sección (mm²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

$$I_{máx.\ adm.} = 295{,}00\ A$$

Esta intensidad es corregida por medio de una serie de factores, según las condiciones de instalación en la planta energética. Para su cálculo se utiliza la siguiente fórmula:

$$I_{máx.\ adm.\ corregida} = F_t \cdot F_r \cdot F_d \cdot F_p \cdot I_{máx.\ adm.}$$

2.6.1.1 F_t: Factor de corrección para temperaturas del terreno distintas de $25°C$.

Temperatura °C Servicio Permanente θs	Temperatura del terreno, θ_t, en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

$$F_t = 1{,}00$$

2.6.1.2 F_d: Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares.

Factor de corrección										
Tipo de instalación	Separación de los ternos	Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

$$F_d = 0{,}73$$

2.6.1.3 F_r: Factor de corrección para resistividades térmicas del terreno distintas de $1,50\ K \cdot m/W$.

En el presente proyecto se encuentra una resistividad de 0,8 K·m/W.

Tipo de instalación	Sección del conductor mm²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

$$F_r = 1{,}29$$

2.6.1.4 F_p: Factores de corrección para profundidades de la instalación distintas de $1,00\ m$.

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤185 mm²	>185 mm²	≤185 mm²	>185 mm²
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

$$F_p = 1{,}02$$

Por tanto, la intensidad máxima admisible para el cable de media tensión será (caso más desfavorable):

$$I_{máx.\ adm.} = 1{,}00 \cdot 1{,}29 \cdot 0{,}73 \cdot 1{,}02 \cdot 295{,}00\ A = 283.35\ A > I_n = 156{,}37\ A$$

2.7 INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO

Según el RAT-ITC-LAT-06, la intensidad máxima admisible en cortocircuito se puede calcular con la fórmula:

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}$$

K coincide con el valor de densidad de corriente tabulado para $t_{cc} = 0{,}50\ s$ para los distintos tipos de aislamiento.

Tipo de aislamiento	Δθ* (K)	Duración del cortocircuito, t_{cc}, en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC: sección ≤ 300 mm² sección > 300 mm²	 90 70	 240 215	 170 152	 138 124	 107 96	 98 87	 76 68	 62 55	 53 48	 48 43	 43 39
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR Uo/U≤ 18/30 kV	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

* Δθ es la diferencia entre la temperatura de servicio permanente y la temperatura de cortocircuito.

$$K = 133{,}00\ A/mm^2$$

Para el conductor seleccionado (caso más desfavorable), con un $t_{cc} = 0{,}50\ s$:

$$I_{cc\ máx.} = \frac{133{,}00 A/mm^2 \cdot 185{,}00\ mm^2}{\sqrt{0{,}50\ s}} = 34{,}80\ kA > I_{cc} = 20{,}00\ \text{kA}$$

2.8 CAÍDA DE TENSIÓN Y PÉRDIDA DE POTENCIA

Se calcula la caída de tensión y la pérdida de potencia para los circuitos de media tensión desde

Circuito	Longitud (m)	Sección (mm²)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)	Pérdidas de potencia (kW)	Pérdidas de potencia (%)
LMT01-CT02-CT01-RST	205	185	3,75	0,01%	0,406	0,01%
LMT01-CT01-CT03-RST	1885	240	83,02	0,28%	26,983	0,28%
LMT01-CT03-SET-RST	569	630	16,23	0,05%	8,794	0,05%
LMT02-CT06-CT05-RST	401	185	15,12	0,05%	3,276	0,05%
LMT02-CT05-CT04-RST	229	400	8,64	0,03%	3,745	0,03%
LMT02-CT04-SET-RST	1611	630	57,40	0,19%	37,308	0,19%
LMT03-CT08-CT07-RST	366	185	13,62	0,05%	2,952	0,05%
LMT03-CT07-SET-RST	2929	400	112,44	0,37%	48,722	0,37%

3 CAÍDA DE TENSIÓN Y PÉRDIDAS DE POTENCIA TOTALES DEL PROYECTO

En este apartado se evaluarán las pérdidas de potencia y caídas de tensión totales de la instalación hasta el centro de seccionamiento, de acuerdo con los valores obtenidos en este informe.

Los valores obtenidos para las pérdidas de potencia y caída de tensión (media) se resumen en la siguiente tabla:

Circuito	Pérdidas de potencia	Caída de tensión
Circuitos de LV DC	0,26%	0,26%
Circuitos de LV AC	0,85%	0,92%
Circuitos de MV	0,11%	0,11%
Promedio caída de tensión de todos los circuitos		**1,19%**

Pedro López-Ferrer Fernández
Carlos Hidalgo Martinez
Oscar Martinez Rocamora

MEMORIA DE CÁLCULO DE CIMENTACIONES

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA
PFV GUADIANA

ÍNDICE

Contenido

1 OBJETIVO 3

2 NORMATIVA APLICABLE Y DOCUMENTO DE REFERENCIA 3

3 MATERIALES 3

4 CARACTERISTICAS DEL TERRENO 4

5 METODOLOGIA 5

6 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN 6

6.1 CARGAS 7

6.1.1 Peso propio 7

6.1.2 Carga de Viento 7

6.1.3 Sismo 8

6.2 MODELO 8

7 DEPOSITO DE ACEITE 9

7.1 MODELO 11

8 ESTACION METEOROLÓGICA 12

8.1 CARGAS 13

8.1.1 Peso propio 13

8.1.2 Carga de Viento 13

8.1.3 Sismo 13

8.2 MODELO 13

9 INVERSORES Y NCU 15

9.1 Geometría 18

9.2 Acciones 18

9.2.1 Viento: 18

9.2.2 Ley de esfuerzos 19

9.2.3 Ley de esfuerzos de la zona enterrada 20

9.2.4 Perfil 22
9.2.5 Empuje 22

10 SOPORTE PARA EL SUN TRACKER 24
10.1 CARGAS 25
10.1.1 Peso propio 26
10.1.2 Carga de Viento 26
10.1.3 Sismo 26
10.2 MODELO 26

11 CIMENTACIÓN DE SEGURIDAD DE LA PLANTA 28
11.1 CARGAS 29
11.1.1 Peso propio 29
11.1.2 Carga de Viento 29
11.2 Justificación matemática 32

12 HINCA DATALOGGER 34
12.1 Geometría 38
12.2 Acciones 38
12.2.1 Viento: 38
12.2.2 Ley de esfuerzos 39
12.2.3 Ley de esfuerzos de la zona enterrada 40
12.2.4 Perfil 42
12.2.5 Empuje 42

1 OBJETIVO

La presente memoria tiene como objeto el dimensionamiento de las cimentaciones de la planta solar fotovoltaica Guadiana I situado en la provincia de Badajoz.

2 NORMATIVA APLICABLE Y DOCUMENTO DE REFERENCIA

Para la realización de los cálculos y comprobaciones que conducen al diseño y validación de la estructura se ha utilizado la edición actual de las siguientes normativas:

- Código Estructural
- CTE DB SE: Documento Básico de Seguridad Estructural, Código Técnico de la Edificación.
- CTE DB SE- AE: Documento Básico de Seguridad Estructural – Acciones en la Edificación, Código Técnico de la Edificación.
- CTE DB SE- C: Documento Básico de Seguridad Estructural – Cimientos, Código Técnico de la Edificación.
- Instrucciones de acciones en puentes de carreteras (IAP-11).
- NCSE-02: Norma de Construcción Sismorresistente

Como documento de referencia para la caracterización del terreno se ha utilizado el informe geotécnico aportado por el cliente. Adicionalmente se ha considerado el Informe sobre agresividad de suelos (elaborex 30-5-23).

3 MATERIALES

Los materiales utilizados para la realización del diseño de la cimentación son los siguientes:

- Hormigón: HA-25/B/20/XC2
- Acero de armaduras: B 500 S

4 CARACTERISTICAS DEL TERRENO

Para la realización de la caracterización del suelo se ha utilizado el informe geotécnico del terreno donde muestra la geología local y los diferentes estratos de suelo en el terreno objeto de estudio en la planta solar fotovoltaica Encinar I.

Tras la realización del estudio geotécnico se ha podido distinguir tres niveles geológicos-geotécnicos en el subsuelo:

- **Nivel 1**
  - Tierra vegetal: Se ha observado un espesor comprendido entre 0,20 y 0,80 metros constituidos por una arcilla marrón oscura con algo de arena y grava presentando indicios de raíces y materia orgánica.
- **Nivel 2**
  - Arcilla arenosa/ Arena arcillosa marrón y rojiza: Es la primera unidad geotécnica, obviando el terreno vegetal, nos encontramos ante una potencia variable entre los 0.7 y 3,10 metros, aunque también podemos encontrarnos con potencias superiores.
- **Nivel 3**
  - Arena limosa beis: Puede encontrarse el presente nivel geotécnico puede estar superficialmente o bajo el nivel anterior.

Del informe geotécnico se sacan las siguientes conclusiones:

- No presenta influencia del nivel freático en profundidades influyentes, por lo que no se tendrá en cuenta.
- No existe agresividad en la zona de afección de la losa a hormigones y sus componentes derivados por la presencia de sulfatos (determinado según ensayos posteriores al estudio geotécnico).
- No será necesario el análisis sísmico puesto que se encontrará enterrada.
- En ciertos puntos se detecta la presencia de arcilla de cierto carácter expansivo.

- Para mitigar los efectos de hinchamiento de las arcillas se propone la sustitución de 1,20 m de profundidad de suelo existente por material adecuado o seleccionado compactado. Se deberá colocar en aquellas cimentaciones que se detecte la presencia de arcillas expansivas.

Teniendo en cuenta la naturaleza del terreno y las características de la construcción proyectada, la cimentación estará apoyada en un suelo seleccionado compactado, cuya tensión admisible es 90 Kpa, según la información transmitida por el cliente. Además, al apoyarse sobre dicho terreno descrito, se establece un coeficiente de Balasto (k_{sp30}) aproximadamente de 5 x10^4 kN/m^3, el cual se encuentra dentro del rango de valores según el tipo de material y del lado de la seguridad.

5 METODOLOGIA

Para realizar las actividades concernientes al diseño estructural de la losa de protección, se han utilizado las siguientes herramientas:

- CYPE 2023. Diseño y comprobaciones estructurales.
- EXCEL. Comprobaciones de cálculos específicos.
- AUTOCAD. Delineado de los detalles estructurales.

De forma general, el proceso del diseño estructural se puede describir en los pasos que se presentan a continuación:

1) Determinación de todas las cargas y efectos físicos y naturales a los que estará sometida las estructura a diseñar.

2) Análisis de los diferentes efectos y cargas (cargas muertas, cargas vivas, cargas debido al peso propio). Estas cargas están explícitamente definidas en el apartado 8 de este informe.

3) Modelado de losa de protección a través del software CYPE 2023, definiendo normativa a seguir, dimensiones, materiales a usar, presión admisible del terreno y su coeficiente de Balasto.

4) Definición de los estados límites tanto últimos como de servicio, sus respectivas combinaciones de cargas, coeficientes parciales y las cargas previamente analizadas.

5) Cálculo y análisis de los desplazamientos y esfuerzos sobre la losa y terreno sobre el cual se apoya.

6) Obtención de armado necesario.

7) Comprobación de estados límites.

6 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Según la información transmitida por el cliente existen unas dimensiones especificadas por el cliente por lo que se han considerado dos zapatas corridas de 6,30 metros de longitud con unas dimensiones de 0,6 x 0,6 metros sobre las que se apoyará el edificio. Ambas zapatas estarán unidas mediante dos vigas de 1,95 metros largo cuya sección es de 0,4 x 0,6 metros.

- Zapatas corridas
  - Ancho: 0,6 m
  - Longitud: 6,30 m
  - Canto: 0,60m
  - Armado superior: 3 Φ 16
  - Armado inferior: 3 Φ 16
  - Armado transversal 1 e Φ 8 + 1 rΦ8 c/25

- Vigas transversales
  - Ancho: 0,4 m
  - Longitud:1,95 m
  - Canto: 0,60 m
  - Armado superior: 4 Φ 20
  - Armado inferior: 4 Φ 20
  - Armado transversal 1 e Φ8 c/20

Todos los equipos de smart transformer statition vendrán incluidas en un contenedor que va apoyado sobre la cimentación apoyada anteriormente. El contenedor donde se encuentra la smart transformer statition tiene las siguientes dimensiones:

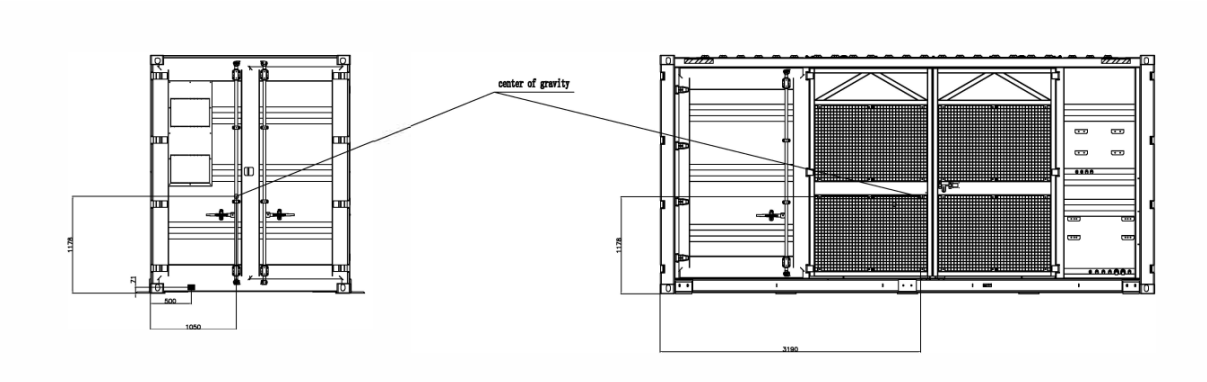


Ilustración 1: Dimensiones contendor de la Smart transformer station

6.1 CARGAS

Las cargas consideradas en el análisis son:

- Peso propio
- Carga viento
- Sismo

6.1.1 Peso propio

Las acciones por peso propio se introducen de forma automática por el software de diseño según las dimensiones del elemento y la densidad de su material. A los efectos del cálculo de esta acción, se toma una densidad de hormigón: Y_{hor} = 25 kN/m3. Además del peso de la cimentación, también se considera el peso propio del propio contenedor, siendo estas 22 toneladas que se distribuye a lo largo de las barras creadas anteriormente y 3,4 toneladas correspondiente al aceite de la smart transformer statition.

6.1.2 Carga de Viento

La carga de viento actúa sobre las caras laterales del contenedor. Para el cálculo de estas cargas de vientos se ha recurrido al CTE donde considerando una presión dinámica del viento de 0,5 kN/m2, un coeficiente de exposición de 1,6 al tener una menor o igual a 3 metros y ser una construcción pequeña. Por último, tiene un coeficiente eólico de edificios de piso de 0,8 obteniendo así un valor de carga de 0,64 kN/m2, tomando como valor de cálculo 0,7 kN/m2

6.1.3 Sismo

En la zona de implantación de la estructura, al encontrarse en la zona de Badajoz, es necesario realizar análisis sísmico. La zona de implantación se encuentra dentro de la provincia de Badajoz por lo que le corresponde un valor de 0,04g

6.2 MODELO

Mediante el software CYPE 2023, se modela la cimentación donde irá apoyado el contenedor donde va incluido la smart transformer station para ello se han considerado dos zapatas corridas de 6,30 metros de longitud con una sección de 0,6x0,60 m que están arriostradas mediante dos vigas de 1,95 metros cuya sección es de 0,40 x 0,60 m. Bajo estas vigas de cimentación está el terreno al cual se le ha añadido una tensión admisible de 90 Kpa y un coeficiente de balasto (k_{sp30}) de 5 x10^4 kN/m^3. Con estos datos se calcula el coeficiente de balasto para quedarnos del lado de la seguridad, se supondrá la misma sección para todas las vigas escogiendo la de mayor tamaño, puesto que da un coeficiente de balasto menor.

Ec. (1):

$$k = \frac{k_{30} \cdot 0.3}{B}$$

Ec. (2):

$$k' = \frac{2}{3} \cdot ks \left(1 + \frac{B}{2L}\right)$$

Obteniendo como resultado un coeficiente de Balasto igual a 19654 kN/m^3.

Para la simulación del peso del contenedor se han dispuesto 15 barras simulando el peso total del contenedor.

El modelo final es el siguiente:

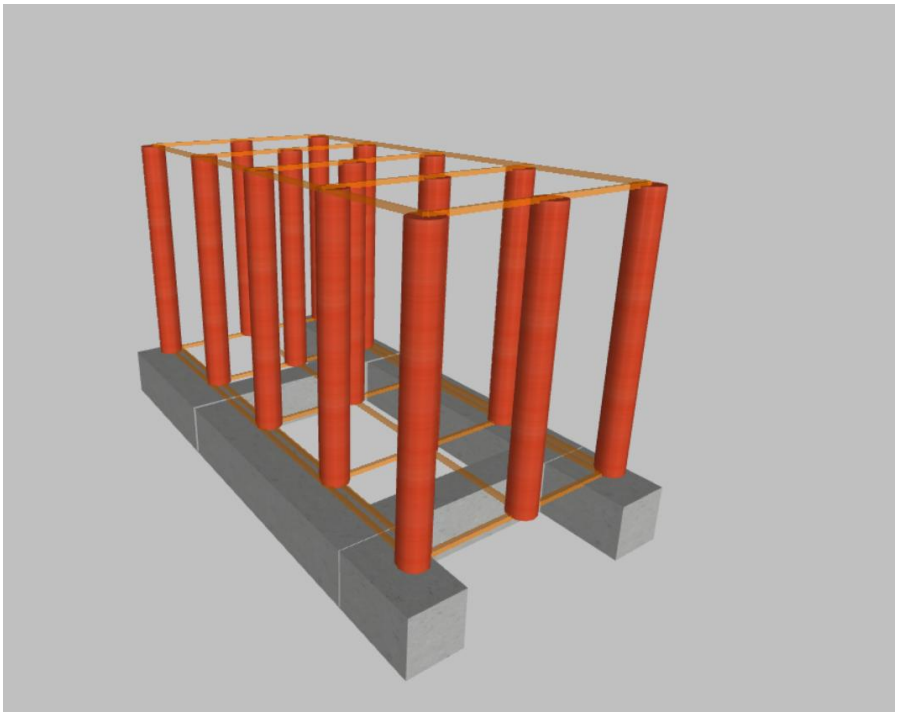


Ilustración 2: Modelado de la estructura

7 DEPOSITO DE ACEITE

El depósito de aceite para los derrames de los CTs cuenta con las siguientes dimensiones:

Ilustración 3. Detalles del depósito

El depósito puede almacenar un total de 5.000 litros, es decir, 5 m^3. Se usará este valor para dimensionar la losa y estudiar la flotabilidad del depósito. La losa irá atada con cinchas a la losa de cimentación.

El primer paso para la comparación del peso con el empuje será valorar el empuje vertical.

$$E = \rho * g * V = 1000 * 10 * 5 = 50{,}000\ N = 50\ KN$$

A continuación, se estudiará el peso en el sentido opuesto. Para este depósito se plantea una **losa** de **2.50x2.50x0.15 m**. El peso específico del hormigón armado es de 25 KN/m^3 y la del relleno es de 17 KN/m^3.

$$P = 25 * (2.50^2 * 0.15) + 17 * (2.50^2 * 2.55 - 5) = 209.37\ KN$$

$$209.37KN > 50\ KN \qquad CUMPLE$$

7.1 MODELO

Mediante el software CYPE 2023, se modela la cimentación donde irá apoyado el depósito. Para ello se han considerado una losa de 2.50x2.50x0.15 m. Bajo la losa está el terreno al cual se le ha añadido una tensión admisible de 90 Kpa y un coeficiente de balasto (k_{sp30}) de 5 x10^4 kN/m^3. Con estos datos se calcula el coeficiente de balasto para quedarnos del lado de la seguridad.

Ec. (1):

$$k = \frac{k_{30} \cdot 0.3}{B}$$

Ec. (2):

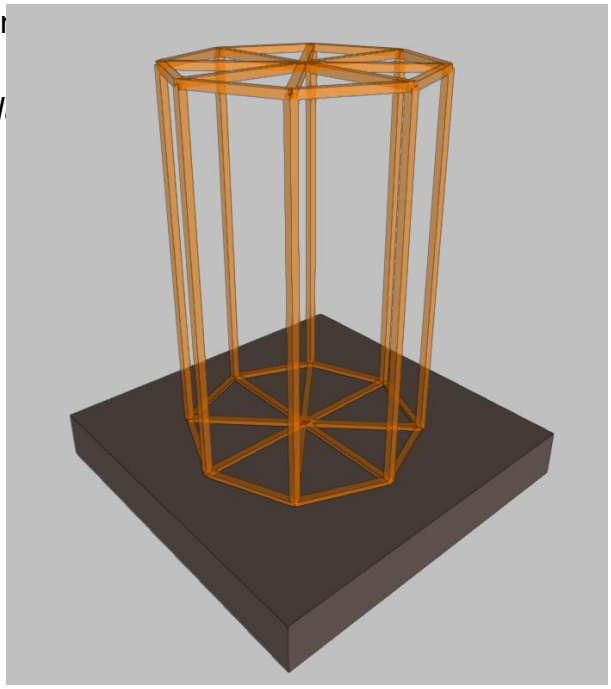
$$k' = \frac{2}{3} \cdot ks \left(1 + \frac{B}{2L}\right)$$

Obteniendo como resultado un coeficiente de Balasto igual a 6000 kN/m^3.

Para la simulación del peso del contenedor se han dispuesto 8 barras unidas simulando el peso total del depósito.

El modelo final es el siguien

Il



8 ESTACION METEOROLÓGICA

La estación meteorológica estará sustentada por un mástil de 4 metros de altura siendo 3 de ellos en celosía metálica acorde a la siguiente imagen:

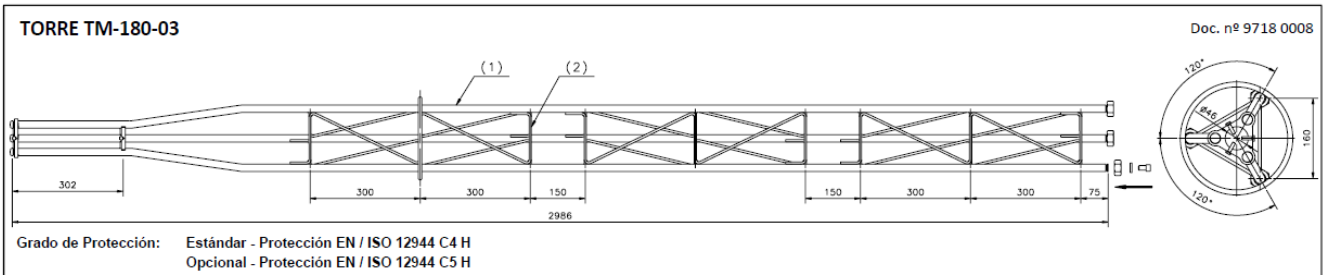
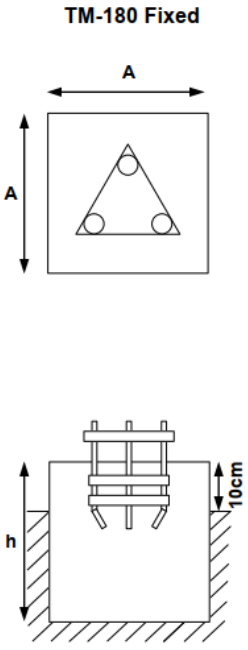


Ilustración 5. Esquema de la celosía de la estación meteorológica.

La base de la estructura irá empotrada en la cimentación de la manera que indique el fabricante en su manual de instalación y, posteriormente, se enroscará la torre a la base.

Se comprueba las dimensiones de una zapata recomendada por el fabricante de 0.6 m x0.6 m x 0.5 m de hormigón en masa.



	ZAPATA TORRE (cm) TOWER BASE FOUNDATION		
	A	B	h
TM-180-03 fixed	60	60	50

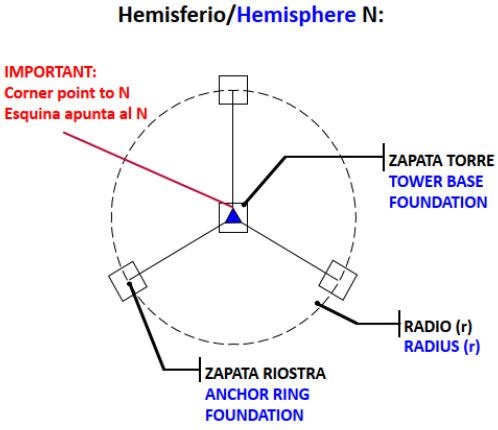


Ilustración 6. Zapata para torre meteorológica

8.1 CARGAS

Las cargas consideradas en el análisis son:

- Peso propio
- Carga viento
- Sismo

8.1.1 Peso propio

Se introduce una carga de peso propio de 105 kg para considerar el peso propio de la estructura metálica (11.4 kg), equipos de medición y cualquier eventual equipo que se pueda instalar.

8.1.2 Carga de Viento

La carga de viento actúa sobre las caras laterales del contenedor. Para el cálculo de estas cargas de vientos se ha recurrido al CTE donde considerando una presión dinámica del viento de 0,5 kN/m2, un coeficiente de exposición de 2 al tener una menor o igual a 6 metros y ser una construcción pequeña. Por último, tiene un coeficiente eólico de edificios de piso de 0,8 obteniendo así un valor de carga de 0,80 kN/m2. El área expuesta al viento acorde al fabricante de la estructura es de 0.272 m2.

8.1.3 Sismo

En la zona de implantación de la estructura, al encontrarse en la zona de Badajoz, es necesario realizar análisis sísmico. La zona de implantación se encuentra dentro de la provincia de Badajoz por lo que le corresponde un valor de 0,04g

8.2 MODELO

Mediante el software CYPE 2023, se modela la cimentación donde irá empotrada la estación meteorológica.

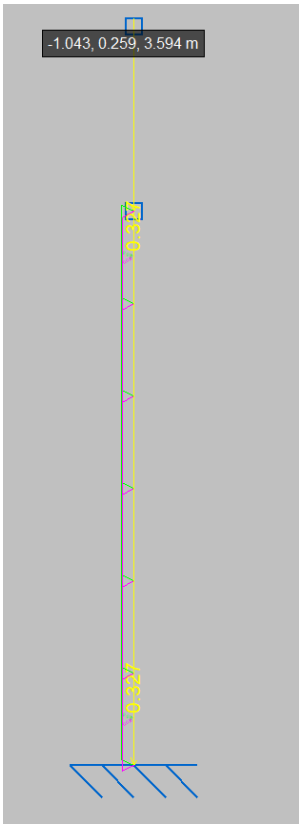


Ilustración 7. Esquema de cargas en la celosía de la estación meteorológica.

9 INVERSORES Y NCU

Los inversores y NCUs estarán acoplados a dos soportes de 2 m de altura. Estos soportes irán hincados 1 m en el terreno y harán de cimentación para el inversor, tal y como se puede ver en la siguiente imagen. A efectos de cálculo, consideraremos el inversor a partir de ahora dado que tiene mayores dimensiones y, por lo tanto, es más susceptible a las cargas y esfuerzos producidos por el viento.

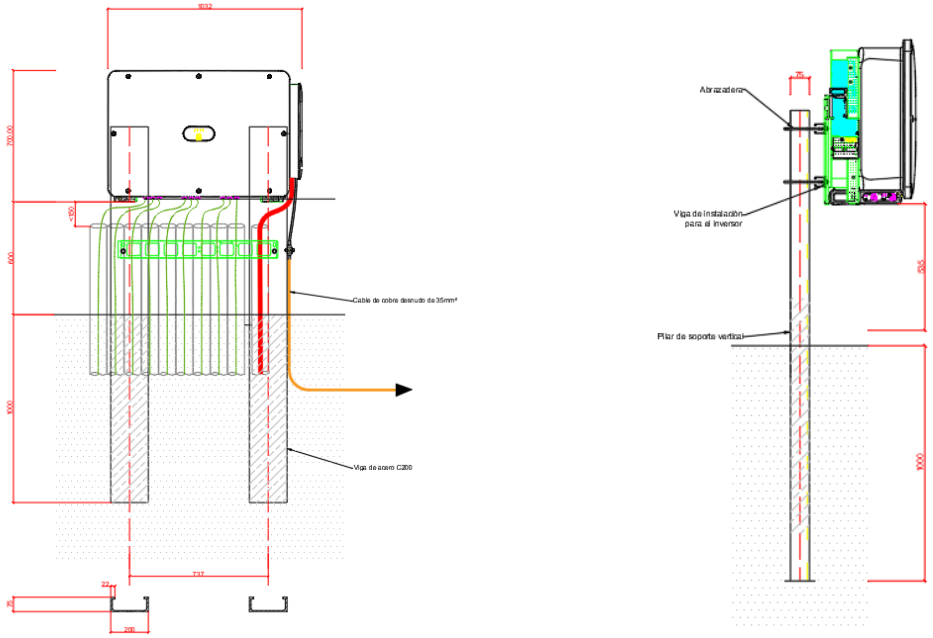


Ilustración 8.Cimentación inversores.

La estructura está compuesta por dos pilares con un perfil conformado C de espesor 2 mm. Las dimensiones completas se muestran en la siguiente ilustración.

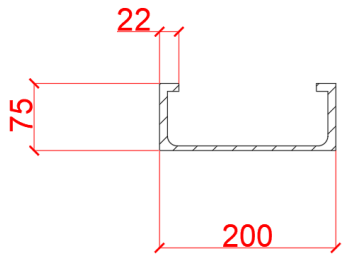


Ilustración 9. Perfil conformado C

En las siguientes tablas se pueden consultar las características resistentes del perfil de cálculo. Se ha tenido en consideración para el cálculo del agotamiento de la sección un perfil más pequeño, para estar en el lado de la seguridad, debido a que no se ha encontrado un prontuario en el que aparezca el perfil de diseño.

Perfiles abiertos normalizados – Perfil C rectangular - Medidas

PERFIL	Dimensiones h mm	b mm	c mm	e mm	r mm	A cm²	M kg/m	u m²/m	d cm	x_M cm
CF 60 x 2.0	60	40	15	2.0	2.5	3.12	2.45	0.316	1.63	3.72
CF 60 x 2.5	60	40	15	2.5	2.5	3.84	3.01	0.312	1.63	3.62
CF 60 x 3.0	60	40	15	3.0	3.0	4.50	3.53	0.307	1.63	3.45
CF 80 x 2.0	80	40	15	2.0	2.5	3.52	2.76	0.356	1.46	3.40
CF 80 x 2.5	80	40	15	2.5	2.5	4.34	3.40	0.352	1.46	3.31
CF 80 x 3.0	80	40	15	3.0	3.0	5.10	4.00	0.347	1.46	3.17
CF 100 x 2.0	100	40	15	2.0	2.5	3.92	3.08	0.396	1.32	3.14
CF 100 x 2.5	100	40	15	2.5	2.5	4.84	3.80	0.392	1.32	3.06
CF 100 x 3.0	100	40	15	3.0	3.0	5.70	4.48	0.387	1.32	2.94
CF 120 x 2.0	120	50	20	2.0	2.5	4.92	3.86	0.496	1.72	4.22
CF 120 x 2.5	120	50	20	2.5	2.5	6.08	4.78	0.492	1.72	4.14
CF 120 x 3.0	120	50	20	3.0	3.0	7.20	5.65	0.487	1.72	4.02
CF 140 x 2.0	140	50	20	2.0	2.5	5.32	4.17	0.536	1.60	3.97
CF 140 x 2.5	140	50	20	2.5	2.5	6.58	5.17	0.532	1.60	3.89
CF 140 x 3.0	140	50	20	3.0	3.0	7.80	6.12	0.527	1.60	3.78
CF 160 x 2.0	160	60	20	2.0	2.5	6.12	4.80	0.616	1.86	4.62
CF 160 x 2.5	160	60	20	2.5	2.5	7.58	5.95	0.612	1.86	4.54
CF 160 x 3.0	160	60	20	3.0	3.0	9.00	7.07	0.607	1.86	4.43
CF 180 x 2.0	180	60	20	2.0	2.5	6.52	5.12	0.656	1.75	4.40
CF 180 x 2.5	180	60	20	2.5	2.5	8.08	6.35	0.652	1.76	4.33
[illegible]	[illegible]									
CF 200 x 2.0	200	60	20	2.0	2.5	6.92	5.43	0.696	1.66	4.20
CF 200 x 2.5	200	60	20	2.5	2.5	8.58	6.74	0.692	1.66	4.13
CF 200 x 3.0	200	60	20	3.0	3.0	10.2	8.01	0.687	1.66	4.04
CF 225 x 2.5	225	80	25	2.5	2.5	10.5	8.21	0.842	2.38	5.96
CF 225 x 3.0	225	80	25	3.0	3.0	12.5	9.78	0.837	2.38	5.86
CF 225 x 4.0	225	80	25	4.0	6.0	16.2	12.7	0.819	2.36	5.53
CF 250 x 2.5	250	80	25	2.5	2.5	11.1	8.70	0.892	2.25	5.70
CF 250 x 3.0	250	80	25	3.0	3.0	13.2	10.4	0.887	2.25	5.60
CF 250 x 4.0	250	80	25	4.0	6.0	17.2	13.5	0.869	2.23	5.30
CF 275 x 2.5	275	80	25	2.5	2.5	11.7	9.19	0.942	2.14	5.47
CF 275 x 3.0	275	80	25	3.0	3.0	14.0	11.0	0.937	2.14	5.37
CF 275 x 4.0	275	80	25	4.0	6.0	18.2	14.3	0.919	2.12	5.09
CF 300 x 2.5	300	80	25	2.5	2.5	12.3	9.68	0.992	2.04	5.25
CF 300 x 3.0	300	80	25	3.0	3.0	14.7	11.5	0.987	2.04	5.16
CF 300 x 4.0	300	80	25	4.0	6.0	19.2	15.1	0.969	2.02	4.89

PERFIL C RECTANGULAR CONFORMADO EN FRÍO

Perfiles abiertos normalizados – Perfil C rectangular - Momentos

PERFIL	Referido al eje X – X			Referido al eje Y - Y			I_T	I_A
	I_X cm^4	W_X cm^3	i_X cm	I_Y cm^4	W_Y cm^3	i_Y cm^3	cm^4	cm^6
CF 60 x 2.0	17.8	5.93	2.39	7.16	3.03	1.52	0.0416	74.9
CF 60 x 2.5	21.5	7.16	2.37	8.56	3.62	1.49	0.0800	90.4
CF 60 x 3.0	24.6	8.22	2.34	9.71	4.10	1.47	0.135	109
CF 80 x 2.0	34.9	8.74	3.15	8.00	3.15	1.51	0.0469	122
CF 80 x 2.5	42.4	10.6	3.13	9.57	3.77	1.49	0.0904	148
CF 80 x 3.0	49.0	12.3	3.10	10.9	4.28	1.46	0.153	179
CF 100 x 2.0	59.2	11.8	3.89	8.67	3.24	1.49	0.0523	189
CF 100 x 2.5	72.1	14.4	3.86	10.4	3.87	1.46	0.101	228
CF 100 x 3.0	83.6	16.7	3.83	11.8	4.40	1.44	0.171	275
CF 120 x 2.0	109	18.1	4.70	17.9	5.47	1.91	0.0656	547
CF 120 x 2.5	133	22.2	4.68	21.7	6.61	1.89	0.127	668
CF 120 x 3.0	156	25.9	4.65	25.0	7.60	1.86	0.216	808
CF 140 x 2.0	156	22.3	5.42	18.9	5.56	1.89	0.0709	751
CF 140 x 2.5	192	27.4	5.40	22.9	6.72	1.86	0.137	917
CF 140 x 3.0	225	32.1	5.37	26.3	7.74	1.84	0.234	1100
CF 160 x 2.0	240	30.0	6.26	30.5	7.37	2.23	0.0816	1490
CF 160 x 2.5	295	36.8	6.23	37.0	8.95	2.21	0.158	1830
CF 160 x 3.0	346	43.3	6.20	42.9	10.4	2.18	0.270	2190
CF 180 x 2.0	316	35.1	6.97	31.7	7.46	2.20	0.0869	1930
CF 180 x 2.5	389	43.2	6.94	38.5	9.06	2.18	0.169	2360
CF 180 x 3.0	458	50.9	6.90	44.5	10.5	2.15	0.288	2830
CF 200 x 2.0	406	40.6	7.66	32.7	7.53	2.17	0.0923	2440
CF 200 x 2.5	500	50.0	7.63	39.7	9.15	2.15	0.179	2980
CF 200 x 3.0	588	58.8	7.60	46.0	10.6	2.12	0.306	3560
CF 225 x 2.5	806	71.7	8.78	90.8	16.2	2.95	0.218	8320
CF 225 x 3.0	953	84.7	8.75	106	18.9	2.92	0.374	9980
CF 225 x 4.0	1210	108	8.66	131	23.3	2.85	0.865	14100
CF 250 x 2.5	1030	82.6	9.65	93.8	16.3	2.91	0.231	10500
CF 250 x 3.0	1220	97.7	9.62	110	19.1	2.88	0.396	12600
CF 250 x 4.0	1560	125	9.52	136	23.5	2.81	0.916	17600
CF 275 x 2.5	1290	94.1	10.5	96.5	16.5	2.87	0.244	13100
CF 275 x 3.0	1530	111	10.5	113	19.2	2.84	0.419	15600
CF 275 x 4.0	1960	142	10.4	140	23.8	2.77	0.971	21700
CF 300 x 2.5	1590	106	11.4	98.9	16.6	2.83	0.257	15900
CF 300 x 3.0	1890	126	11.3	116	19.4	2.80	0.441	19000
CF 300 x 4.0	2410	161	11.2	143	24.0	2.73	1.02	26200

Siendo:

A	=	Area de la sección recta.
M	=	Masa por metro.
I	=	Momento de inercia (referido al eje correspondiente de flexión).
W	=	Momento resistente (referido al eje correspondiente de flexión).
i	=	$\sqrt{(I/A)}$ = Radio de giro (referido al eje correspondiente de flexión).
d	=	Distancia del centro de gravedad a la cara exterior.
x_M	=	Distancia del centro de presión M al eje Y-Y.
I_T	=	Módulo de torsión.
I_A	=	Módulo de alabeo.
u	=	Perímetro (superficie por metro lineal).

Tabla 1. Tabla de medidas de perfiles C

La carga de referencia de diseño ha sido de 7,50 kN. A partir del POT39, se ha considerado que la carga crítica máxima aplicada es de 15 kN.

En este estudio se considerará que el inversor está sustentado por un solo soporte, por lo tanto, el segundo tendrá tan solo funciones de estabilidad.

9.1 Geometría

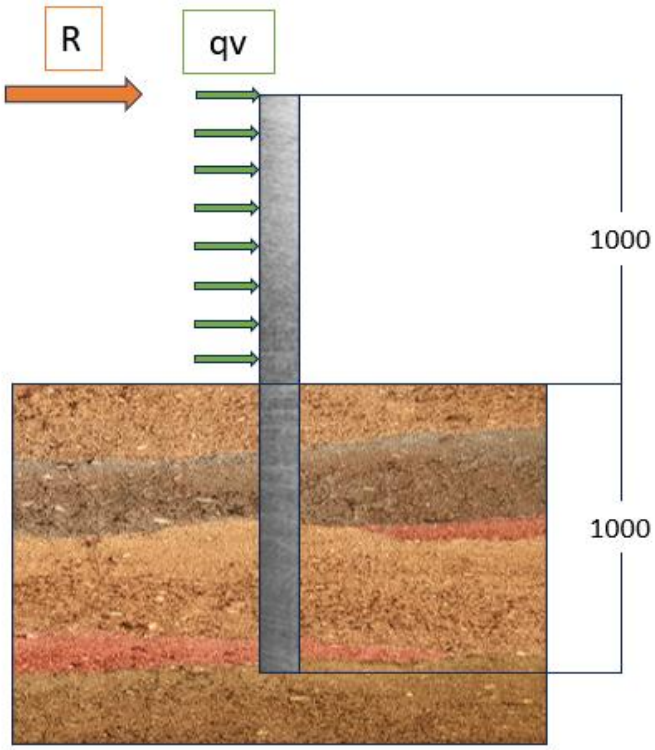


Ilustración 10. Geometría de las hincas

9.2 Acciones

9.2.1 Viento:

Carga R, que es la resultante del viento en el inversor:

$$q = 0{,}5 \cdot 1{,}6 \cdot 0{,}8 = 0{,}64\ kN/m^2$$

$$A = 1.032 \cdot 0.7 = 0{,}722\ m^2$$

$$R = 0.64\frac{kN}{m^2} \cdot \frac{0.722}{2}\ m^2 = 0{,}231\ kN$$

Carga distribuida qv:

$$A = 1 \cdot 0.2 = 0.2\ m^2$$

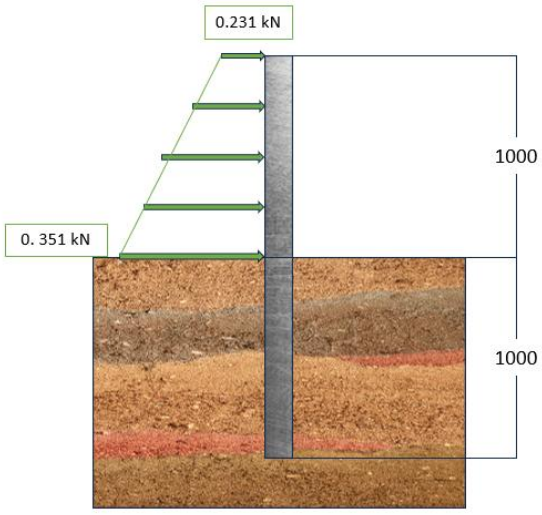
$$F = 0.64\frac{kN}{m^2} \cdot 0.2\ m^2 = 0.16\ kN$$

$$q_v = \frac{0.16}{1} = 0.16\frac{kN}{m}$$

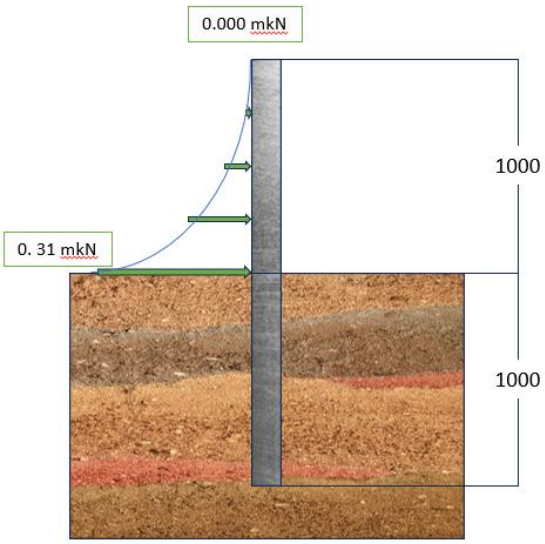
La fuerza del viento justo antes del empotramiento es de 0.351 kN, es muy inferior al límite que se ha marcado de 7,5 kN. Teniendo en cuenta esto, se considera que supera ampliamente las necesidades impuestas y que será lo suficientemente resistente.

9.2.2 Ley de esfuerzos

A continuación, se estudiará las capacidades del perfil a las solicitaciones impuestas y las características del terreno.



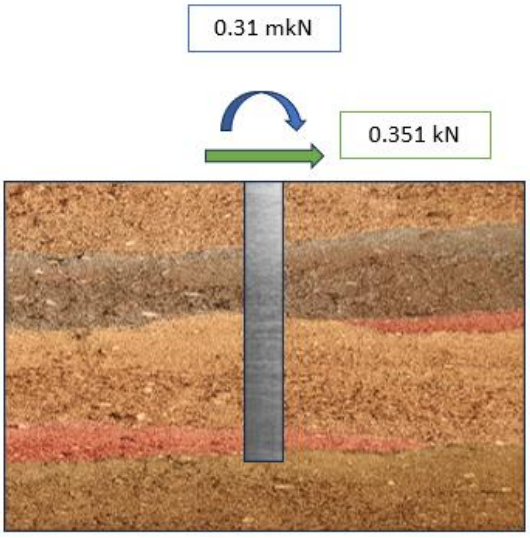
Ley de cortantes



Ley de momentos

9.2.3 Ley de esfuerzos de la zona enterrada

A partir de los datos sacados en el estudio geotécnico, se ha considerado que el terreno cuenta con las siguientes características y trabaja bajo los siguientes esfuerzos.

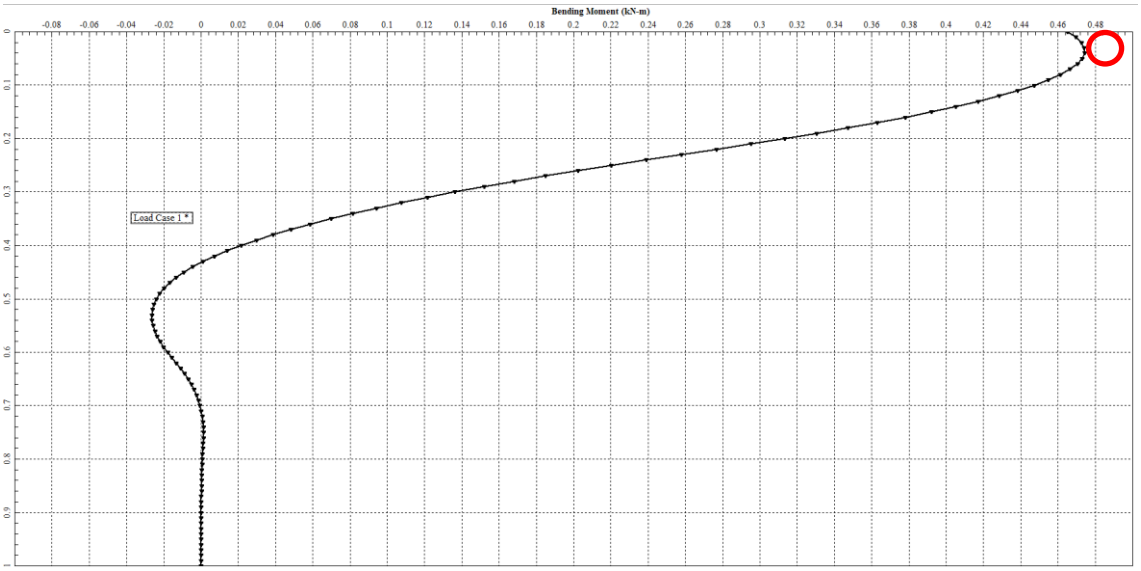


$$Cohesión\ sin\ sin\ drenaje\ = 80\ kPa$$

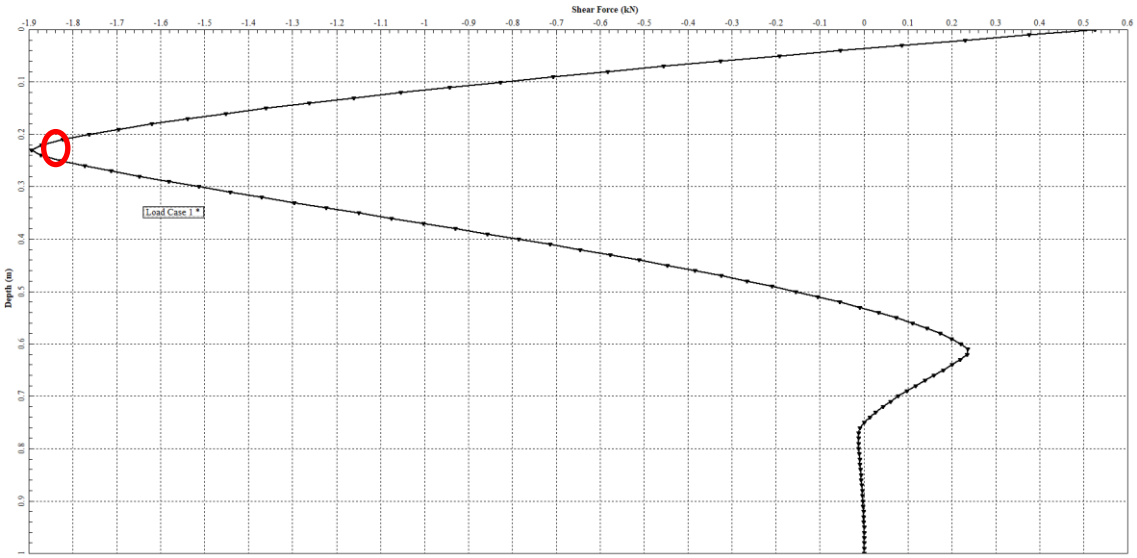
$$\gamma = 19\ \frac{kN}{m^3}$$

Estos parámetros se han escogido con la finalidad de ser conservadores. De esta manera, se asegurará cierto margen de seguridad. En las siguientes tablas se pueden

determinar los valores a cortante máximo y momento flector máximo en el terreno al enterrar la hinca 1 m.



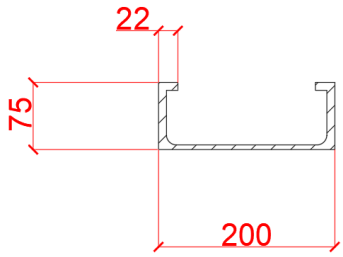
Mmax=0,47 kNm



Tmax=1,9 kN

9.2.4 Perfil

Finalmente, se comprobará la capacidad estructural del perfil. Para este apartado se valorará y comprobará las tensiones a las que está sometido el perfil y si no superan el límite elástico.



Espesor= 2 mm

$$W_y = 10{,}6\ cm^3$$

$$W = \frac{I}{y}$$

$$\sigma = f_y = 235\frac{N}{mm^2}$$

$$\sigma_{el} = \frac{M \cdot y}{I} = \frac{M}{W} \rightarrow M = \sigma \cdot W$$

$$M_{el} = 235\frac{N}{mm^2} \cdot 7{,}53 \cdot 10^3\ mm^2 = 1.769.550\ Nmm = 1{,}77\ kNm$$

$$M_{máx} = 0{,}499\ kNm < M_{el} = 1{,}77\ kNm$$

OK

9.2.5 Empuje

Por último, se hará una comprobación para estudiar los efectos de las arcillas expansivas. A partir de los ensayos se ha concluido que son altamente expansivas. El valor más alto que se ha calculado es de una presión de hinchamiento de 465,8 Kpa.

El objetivo de esta comprobación consiste en observar si la fuerza de empuje es mayor al peso de la estructura. En el caso de serlo, la hinca sería expulsada del suelo.

$$P = 465{,}8\ Kpa$$

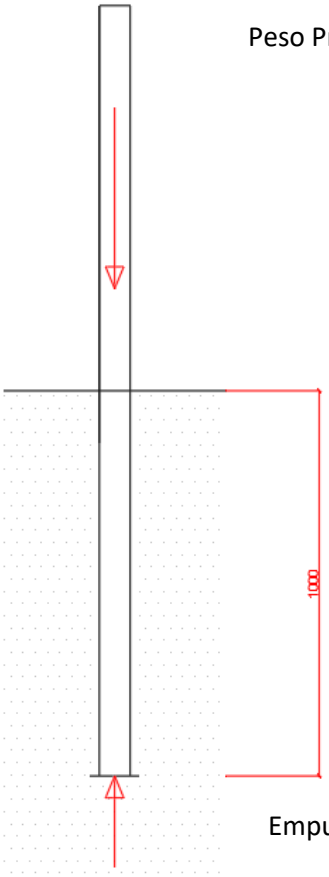
El área de la sección de la hinca es de 7,88 cm^2. Por lo tanto, la fuerza de empuje del suelo es de:

$$1Kpa = 0.01019716\ kgf/cm^2$$

$$P = 465.8\ Kpa = 4.75\ kgf/cm^2$$

$$E = 4.75 * 7.88 = 37.43\ kgf$$

El peso de la estructura consiste en el total de las hincas, 2x16.02 kg y el peso del inversor, 89 kg. El peso por hinca va a ser 59.02 kg.



$$59{,}02\ kgf > 37{,}43\ kgf$$

OK

El peso de la estructura es mayor a la fuerza de empuje con un factor de seguridad de 1,57. Por lo tanto, se puede concluir que la hinca no será expulsada del suelo.

La estructura planteada supera ampliamente las necesidades impuestas y las solicitaciones que va a soportar debido a las condiciones medioambientales y geológicas de acuerdo con las comprobaciones que se han desarrollado previamente.

10 SOPORTE PARA EL SUN TRACKER

El Sun tracker 2000 estará apoyado en un pedestal elevado por un mástil de 1.3 metros de altura siendo acorde a la siguiente imagen:

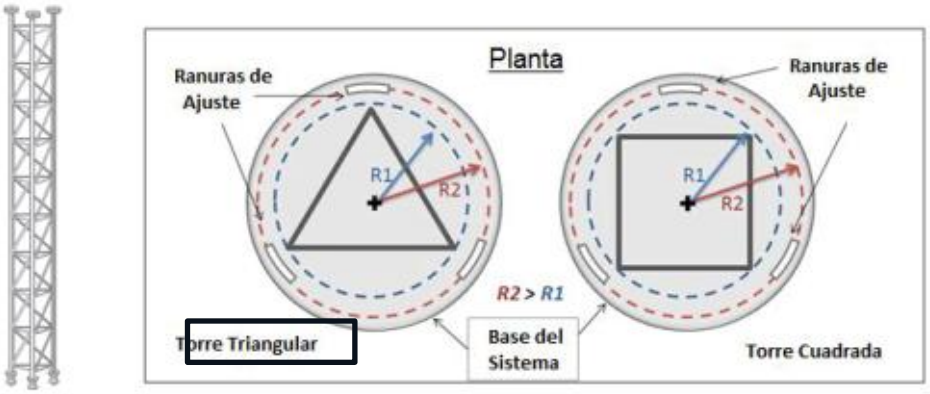
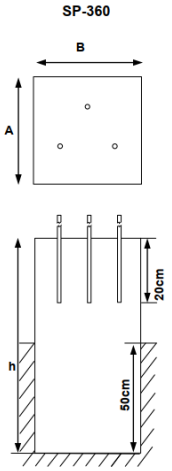


Ilustración 11. Esquema de la celosía de la estación meteorológica.

La estructura irá empotrada en la cimentación de la manera que indique el fabricante en su manual de instalación.

Se comprueba las dimensiones de una zapata recomendada por el fabricante de 0.6x0.6x0.5 m de hormigón en masa.



(*) Typical, consult SEMS Manual

	ZAPATA TORRE (cm) TOWER BASE FOUNDATION		
	A	B	h
	60	60	50
TM-180-06 fixed	40	40	50
TM-180-09 pivoting	40	40	50
TM-180-12 pivoting	40	40	50
TM-360-03 fixed	80	80	60
SPL-4100 / SPL-5200 Pluviometer Supports	40	40	50
SP-360 Sun Tracker Support	50	50	100 (*)

Ilustración 12. Zapata para torre meteorológica

10.1 CARGAS

Las cargas consideradas en el análisis son:

- Peso propio.
- Carga viento.
- Sismo.

10.1.1 Peso propio

Se introduce una carga de peso propio de 8 kg del equipo y 10 kg de la estructura metálica para considerar el peso propio total, equipos de medición y cualquier eventual equipo que se pueda instalar.

10.1.2 Carga de Viento

La carga de viento actúa sobre las caras laterales del contenedor. Para el cálculo de estas cargas de vientos se ha recurrido al CTE donde considerando una presión dinámica del viento de 0.5 kN/m2, un coeficiente de exposición de 2 al tener una menor o igual a 6 metros y ser una construcción pequeña. Por último, tiene un coeficiente eólico de edificios de piso de 0.8 obteniendo así un valor de carga de 0.80 kN/m2. El área expuesta al viento acorde al fabricante de la estructura es de 0.088 m2. El área expuesta al viento para el Sun-Tracker es de 0.111 m2.

10.1.3 Sismo

En la zona de implantación de la estructura, al encontrarse en la zona de Badajoz, es necesario realizar análisis sísmico. La zona de implantación se encuentra dentro de la provincia de Badajoz por lo que le corresponde un valor de 0,04g.

10.2 MODELO

Mediante el software CYPE 2023, se modela la cimentación donde irá empotrada la estación meteorológica.

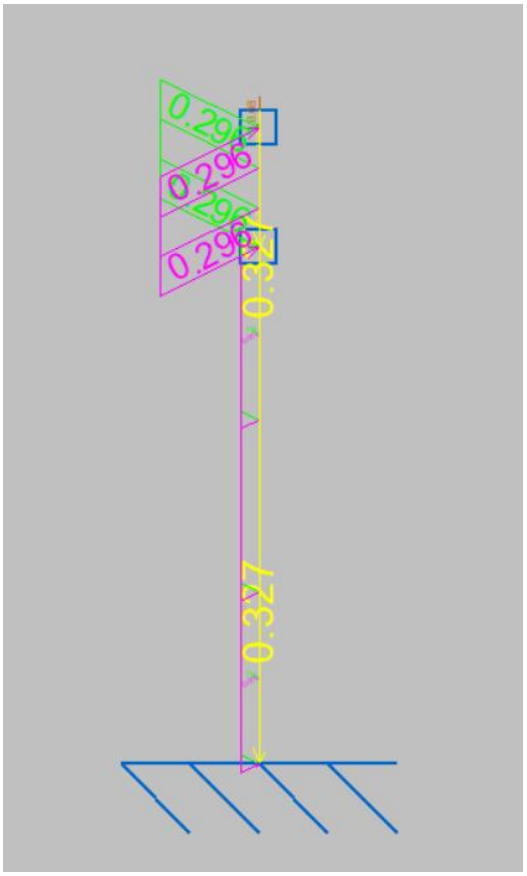


Ilustración 13. Esquema de cargas en la celosía del SUN TRACKER.

11 CIMENTACIÓN DE SEGURIDAD DE LA PLANTA

En este apartado se recogen las hipótesis y cálculos realizados para llevar a cabo el dimensionamiento de la cimentación de los báculos CCTV.

Ha petición del cliente, la cimentación que se utilizará para los báculos de la CCTV será un cubo de 60x60x60 cm. Por lo tanto, y a efectos de cálculo para esta memoria, se valorará el coeficiente de vuelco de la cimentación a partir del Método de Sulzberger.

El método se basa sobre un principio verificado experimentalmente, que para las inclinaciones limitadas tales como que $tg\alpha < 0.01$, el terreno se comporta de manera elástica. Este método acepta la profundidad de entrada del bloque dentro del terreno y la resistencia específica del terreno contra la presión externa en el lugar considerado. Se ha definido que el coeficiente de seguridad para el momento estabilizador y el momento de vuelco es de 1.5.

$$\frac{M_E}{M_V} > 1.5$$

Comenzaremos con la caracterización del suelo. Debido a las condiciones de expansividad y de hinchamiento del suelo del terreno natural, será necesario el uso de rellenos para la cimentación. Los datos para este cálculo han sido los siguientes.

Tipo de suelo	CatgD	
Naturaleza del terreno	Arena gruesa y pedregullo	
Y	1700	kg/m3
σ	3	kg/cm2
C	11	kg/cm3
β	12	º
s^o	10	º
μ	0.5	-

Tabla 2. Categoría del suelo y propiedades

Y	Peso específico
σ	Presión admisible
C	índice de compresibilidad
β	Ángulo de la tierra gravante
sº	Ángulo de la fricción interna
μ	Coef. Fricción entre terreno y hormigón

11.1 CARGAS

Las cargas consideradas en el análisis son:

- Peso propio
- Carga viento

11.1.1 Peso propio

Se valorará el peso propio del báculo y el de la zapata.

ELEMENTOS	PESO
Báculo 4m	107.00 kg
Báculo 6m	141.00 kg
Bloque de hormigón (60x60x60)	518.40 kg

Tabla 3. Elementos que componen la estructura del CCTV y su peso correspondiente

11.1.2 Carga de Viento

La carga de viento actúa sobre las caras laterales del contenedor. Para el cálculo de estas cargas de vientos se ha recurrido al CTE donde considerando una presión dinámica del viento de 0,5 kN/m2, un coeficiente de exposición de 2 al tener una menor o igual a 6 metros y ser una construcción pequeña. Por último, tiene un coeficiente eólico de edificios de piso de 0,8 obteniendo así un valor de carga de 0,80 kN/m2. El área expuesta al viento acorde al fabricante de la estructura es de 0.608 m2.

Se comenzará con el cálculo del momento volcador:

Área: $A = b * h = 0.152 * 4 = 0.608 m^2$

$$q_v = 0.121 \frac{KN}{m}$$

$$F = 0.121 * 4 = 0.486\ KN$$

$$M_v = 0.486 * 2 = 0.972\ mKN$$

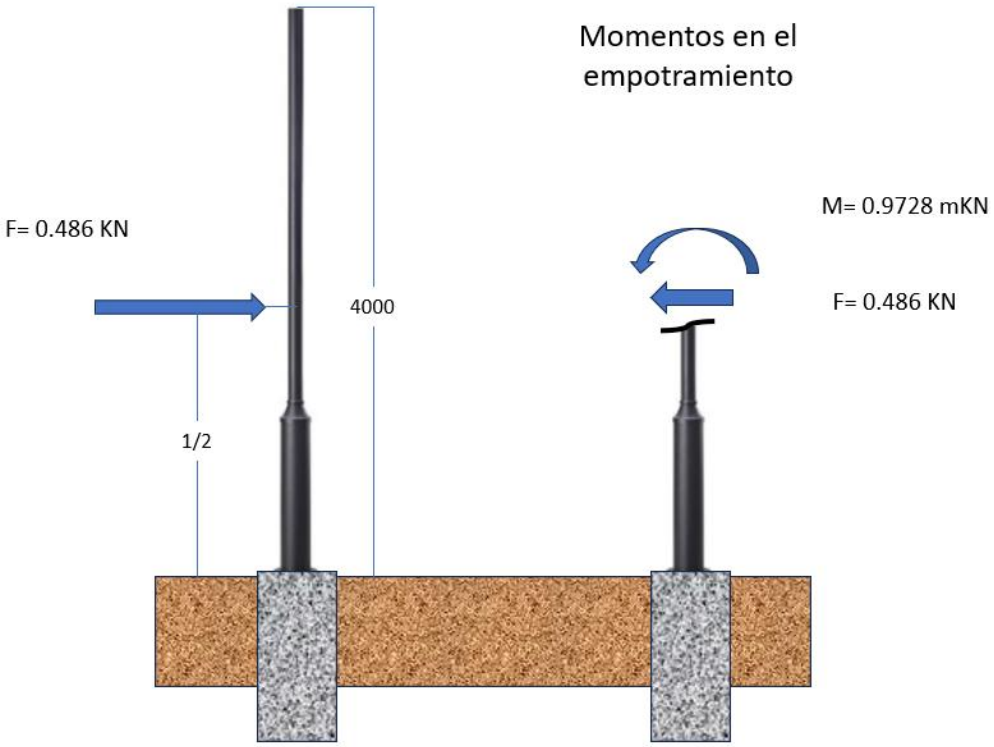


Ilustración 14. Fuerzas y esfuerzos para la cimentación de la CCTV 4m

Se comenzará con el cálculo del momento volcador:

Área: $A = b * h = 0.152 * 6 = 0.912m^2$

$$q_v = 0.121 \frac{KN}{m}$$

$$F = 0.121 * 6 = 0.729\ KN$$

$$M_v = 0.486 * 3 = 2.18\ mKN$$

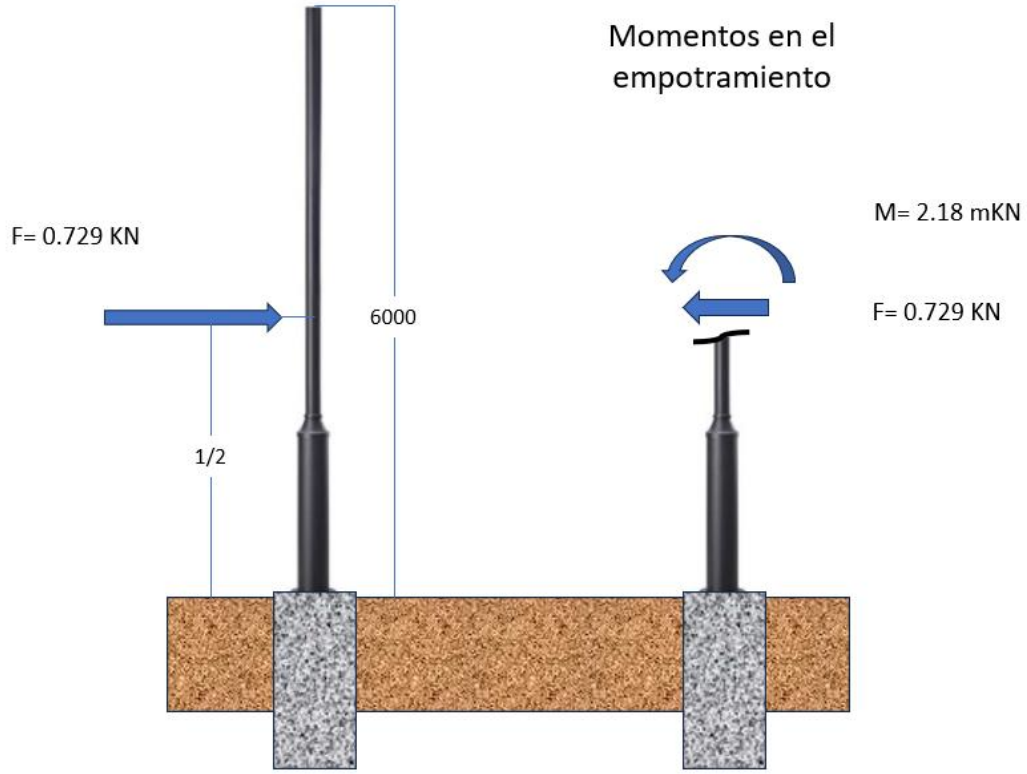


Ilustración 15. Fuerzas y esfuerzos para la cimentación de la CCTV 6m

11.2 Justificación matemática

A continuación, se realizará el cálculo el cálculo de los momentos de encastramiento y de fondo a partir de las siguientes fórmulas:

Momento de encastramiento		Momento de fondo	
$tg\ \alpha_1$	M_s	$tg\ \alpha_2$	M_b
$\frac{6\ \mu G}{b\ t^2\ C_t} \geqslant 0{,}01$	$\frac{bt^3}{12} C_t\ tg\ \alpha$	$\frac{2\ G}{a^2 b\ C_b} \geqslant 0{,}01$	$\frac{ba^3}{12} C_b\ tg\ \alpha$
$\frac{6\ \mu G}{b\ t^2\ C_t} \leqslant 0{,}01$	$\frac{bt^3}{36} C_t\ tg\ \alpha$	$\frac{2\ G}{a^2 b\ C_b} \leqslant 0{,}01$	$G\left(\frac{a}{2} - 0{,}47 \sqrt{\frac{G}{bC_b\ tg\alpha}}\right)$

Ilustración 16. Formulación para el Método de Sulzberger

Se comienza con la relación entre $\alpha 1$ y $\alpha 2$ y si son menores o mayores que 0.01 Para esto se comprobarán con las siguientes fórmulas:

$\alpha 1$	$\alpha 2$
$\frac{6\ \mu G}{b\ t^2\ C_t}$	$\frac{2\ G}{a^2 b\ C_b}$

Tabla 4. Formulación para el Método de Sulzberger

En el que se obtienen los resultados:

	Relación para Ms α1	Relación para Mb (fondo) α2
Báculo 4m	4.38E+03	1.22E+03
Báculo 6m	4.53E+03	1.26E+03

Tabla 5. Resultado para α1 y α2 por el Método de Sulzberger

Como son menores que 0.01, usaremos las siguientes fórmulas para obtener Ms y Mb:

Momento	Fórmula	Báculo	Valor	Unidades
Ms	$\frac{bt^3}{36} C_t \operatorname{tg} \alpha$	**4m**	**356.40**	kgxm
		6m	**356.40**	kgxm
Mb	$G\left(\frac{a}{2} - 0{,}47 \sqrt{\frac{G}{bC_b \operatorname{tg}\alpha}}\right)$	**4m**	**427.68**	kgxm
		6m	**427.68**	kgxm
Momento estabilizador		**4m**	**784.08**	Nxm
		6m	**784.08**	Nxm

Tabla 6. Valores de los momentos estabilizadores

A continuación, se procederá a calcular el momento volcador:

	Valor	Unidades
Báculo 4m		
F en cdg del soporte	486.000	N/m
Brazo	0.400	Nxm
M de vuelco total	194.40	Nxm
Báculo 6m		
F en cdg del soporte	729.000	N/m
Brazo	0.400	Nxm
M de vuelco total	291.60	Nxm

Tabla 7. Valores de los momentos de vuelco

Factor de seguridad debe de ser mayor que 1.5. Para cada uno de los báculos se han calculado los siguientes valores:

Báculo 4m	Báculo 6m
4.03	2.69
CUMPLE	CUMPLE

Tabla 8.Factor de seguridad

12 HINCA DATALOGGER

El DATALOGGER estará acoplado a un soporte de 3 m de altura. Estos soportes irán hincados 2 m en el terreno y harán de cimentación para el DATALOGGER.

La estructura está compuesta por un pilar con un perfil conformado C de espesor 2 mm. Las dimensiones completas se muestran en la siguiente ilustración.

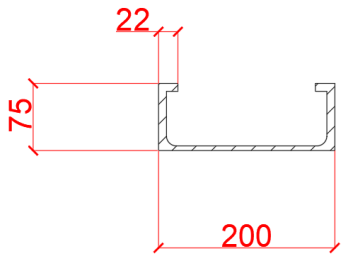
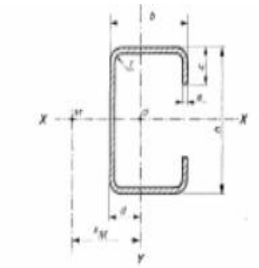


Ilustración 17. Perfil conformado C

En las siguientes tablas se pueden consultar las características resistentes del perfil de cálculo. Se ha tenido en consideración para el cálculo del agotamiento de la sección un perfil más pequeño, para estar en el lado de la seguridad, debido a que no se ha encontrado un prontuario en el que aparezca el perfil de diseño.



Perfiles abiertos normalizados – Perfil C rectangular - Medidas

PERFIL	Dimensiones					A	M	u	d	x_M
	h mm	b mm	c mm	e mm	r mm	cm^2	kg/m	m^2/m	cm	cm
CF 60 x 2.0	60	40	15	2.0	2.5	3.12	2.45	0.316	1.63	3.72
CF 60 x 2.5	60	40	15	2.5	2.5	3.84	3.01	0.312	1.63	3.62
CF 60 x 3.0	60	40	15	3.0	3.0	4.50	3.53	0.307	1.63	3.45
CF 80 x 2.0	80	40	15	2.0	2.5	3.52	2.76	0.356	1.46	3.40
CF 80 x 2.5	80	40	15	2.5	2.5	4.34	3.40	0.352	1.46	3.31
CF 80 x 3.0	80	40	15	3.0	3.0	5.10	4.00	0.347	1.46	3.17
CF 100 x 2.0	100	40	15	2.0	2.5	3.92	3.08	0.396	1.32	3.14
CF 100 x 2.5	100	40	15	2.5	2.5	4.84	3.80	0.392	1.32	3.06
CF 100 x 3.0	100	40	15	3.0	3.0	5.70	4.48	0.387	1.32	2.94
CF 120 x 2.0	120	50	20	2.0	2.5	4.92	3.86	0.496	1.72	4.22
CF 120 x 2.5	120	50	20	2.5	2.5	6.08	4.78	0.492	1.72	4.14
CF 120 x 3.0	120	50	20	3.0	3.0	7.20	5.65	0.487	1.72	4.02
CF 140 x 2.0	140	50	20	2.0	2.5	5.32	4.17	0.536	1.60	3.97
CF 140 x 2.5	140	50	20	2.5	2.5	6.58	5.17	0.532	1.60	3.89
CF 140 x 3.0	140	50	20	3.0	3.0	7.80	6.12	0.527	1.60	3.78
CF 160 x 2.0	160	60	20	2.0	2.5	6.12	4.80	0.616	1.86	4.62
CF 160 x 2.5	160	60	20	2.5	2.5	7.58	5.95	0.612	1.86	4.54
CF 160 x 3.0	160	60	20	3.0	3.0	9.00	7.07	0.607	1.86	4.43
CF 180 x 2.0	180	60	20	2.0	2.5	6.52	5.12	0.656	1.75	4.40
CF 180 x 2.5	180	60	20	2.5	2.5	8.08	6.35	0.652	1.76	4.33
CF 180 x 3.0	180	60	20	3.0	3.0	9.60	7.54	0.647	1.75	4.22
CF 200 x 2.0	200	60	20	2.0	2.5	6.92	5.43	0.696	1.66	4.20
CF 200 x 2.5	200	60	20	2.5	2.5	8.58	6.74	0.692	1.66	4.13
CF 200 x 3.0	200	60	20	3.0	3.0	10.2	8.01	0.687	1.66	4.04
CF 225 x 2.5	225	80	25	2.5	2.5	10.5	8.21	0.842	2.38	5.96
CF 225 x 3.0	225	80	25	3.0	3.0	12.5	9.78	0.837	2.38	5.86
CF 225 x 4.0	225	80	25	4.0	6.0	16.2	12.7	0.819	2.36	5.53
CF 250 x 2.5	250	80	25	2.5	2.5	11.1	8.70	0.892	2.25	5.70
CF 250 x 3.0	250	80	25	3.0	3.0	13.2	10.4	0.887	2.25	5.60
CF 250 x 4.0	250	80	25	4.0	6.0	17.2	13.5	0.869	2.23	5.30
CF 275 x 2.5	275	80	25	2.5	2.5	11.7	9.19	0.942	2.14	5.47
CF 275 x 3.0	275	80	25	3.0	3.0	14.0	11.0	0.937	2.14	5.37
CF 275 x 4.0	275	80	25	4.0	6.0	18.2	14.3	0.919	2.12	5.09
CF 300 x 2.5	300	80	25	2.5	2.5	12.3	9.68	0.992	2.04	5.25
CF 300 x 3.0	300	80	25	3.0	3.0	14.7	11.5	0.987	2.04	5.16
CF 300 x 4.0	300	80	25	4.0	6.0	19.2	15.1	0.969	2.02	4.89

PERFIL C RECTANGULAR CONFORMADO EN FRÍO

Perfiles abiertos normalizados – Perfil C rectangular - Momentos

PERFIL	Referido al eje X – X			Referido al eje Y - Y			I_T	I_A
	I_X cm^4	W_X cm^3	i_X cm	I_Y cm^4	W_Y cm^3	i_Y cm^3	cm^4	cm^6
CF 60 x 2.0	17.8	5.93	2.39	7.16	3.03	1.52	0.0416	74.9
CF 60 x 2.5	21.5	7.16	2.37	8.56	3.62	1.49	0.0800	90.4
CF 60 x 3.0	24.6	8.22	2.34	9.71	4.10	1.47	0.135	109
CF 80 x 2.0	34.9	8.74	3.15	8.00	3.15	1.51	0.0469	122
CF 80 x 2.5	42.4	10.6	3.13	9.57	3.77	1.49	0.0904	148
CF 80 x 3.0	49.0	12.3	3.10	10.9	4.28	1.46	0.153	179
CF 100 x 2.0	59.2	11.8	3.89	8.67	3.24	1.49	0.0523	189
CF 100 x 2.5	72.1	14.4	3.86	10.4	3.87	1.46	0.101	228
CF 100 x 3.0	83.6	16.7	3.83	11.8	4.40	1.44	0.171	275
CF 120 x 2.0	109	18.1	4.70	17.9	5.47	1.91	0.0656	547
CF 120 x 2.5	133	22.2	4.68	21.7	6.61	1.89	0.127	668
CF 120 x 3.0	156	25.9	4.65	25.0	7.60	1.86	0.216	808
CF 140 x 2.0	156	22.3	5.42	18.9	5.56	1.89	0.0709	751
CF 140 x 2.5	192	27.4	5.40	22.9	6.72	1.86	0.137	917
CF 140 x 3.0	225	32.1	5.37	26.3	7.74	1.84	0.234	1100
CF 160 x 2.0	240	30.0	6.26	30.5	7.37	2.23	0.0816	1490
CF 160 x 2.5	295	36.8	6.23	37.0	8.95	2.21	0.158	1830
CF 160 x 3.0	346	43.3	6.20	42.9	10.4	2.18	0.270	2190
CF 180 x 2.0	316	35.1	6.97	31.7	7.46	2.20	0.0869	1930
CF 180 x 2.5	389	43.2	6.94	38.5	9.06	2.18	0.169	2360
CF 180 x 3.0	458	50.9	6.90	44.5	10.5	2.15	0.288	2830
CF 200 x 2.0	406	40.6	7.66	32.7	7.53	2.17	0.0923	2440
CF 200 x 2.5	500	50.0	7.63	39.7	9.15	2.15	0.179	2980
CF 200 x 3.0	588	58.8	7.60	46.0	10.6	2.12	0.306	3560
CF 225 x 2.5	806	71.7	8.78	90.8	16.2	2.95	0.218	8320
CF 225 x 3.0	953	84.7	8.75	106	18.9	2.92	0.374	9980
CF 225 x 4.0	1210	108	8.66	131	23.3	2.85	0.865	14100
CF 250 x 2.5	1030	82.6	9.65	93.8	16.3	2.91	0.231	10500
CF 250 x 3.0	1220	97.7	9.62	110	19.1	2.88	0.396	12600
CF 250 x 4.0	1560	125	9.52	136	23.5	2.81	0.916	17600
CF 275 x 2.5	1290	94.1	10.5	96.5	16.5	2.87	0.244	13100
CF 275 x 3.0	1530	111	10.5	113	19.2	2.84	0.419	15600
CF 275 x 4.0	1960	142	10.4	140	23.8	2.77	0.971	21700
CF 300 x 2.5	1590	106	11.4	98.9	16.6	2.83	0.257	15900
CF 300 x 3.0	1890	126	11.3	116	19.4	2.80	0.441	19000
CF 300 x 4.0	2410	161	11.2	143	24.0	2.73	1.02	26200

Siendo:

A	=	Area de la sección recta.
M	=	Masa por metro.
I	=	Momento de inercia (referido al eje correspondiente de flexión).
W	=	Momento resistente (referido al eje correspondiente de flexión).
i	=	$\sqrt{(I/A)}$ = Radio de giro (referido al eje correspondiente de flexión).
d	=	Distancia del centro de gravedad a la cara exterior.
x_M	=	Distancia del centro de presión M al eje Y-Y.
I_T	=	Módulo de torsión.
I_A	=	Módulo de alabeo.
u	=	Perímetro (superficie por metro lineal).

Tabla 9. Tabla de medidas de perfiles C

La carga de referencia de diseño ha sido de 7,50 kN. A partir del POT39, se ha considerado que la carga crítica máxima aplicada es de 15 kN.

En este estudio se considerará que el inversor está sustentado por un solo soporte, por lo tanto, el segundo tendrá tan solo funciones de estabilidad.

12.1 Geometría

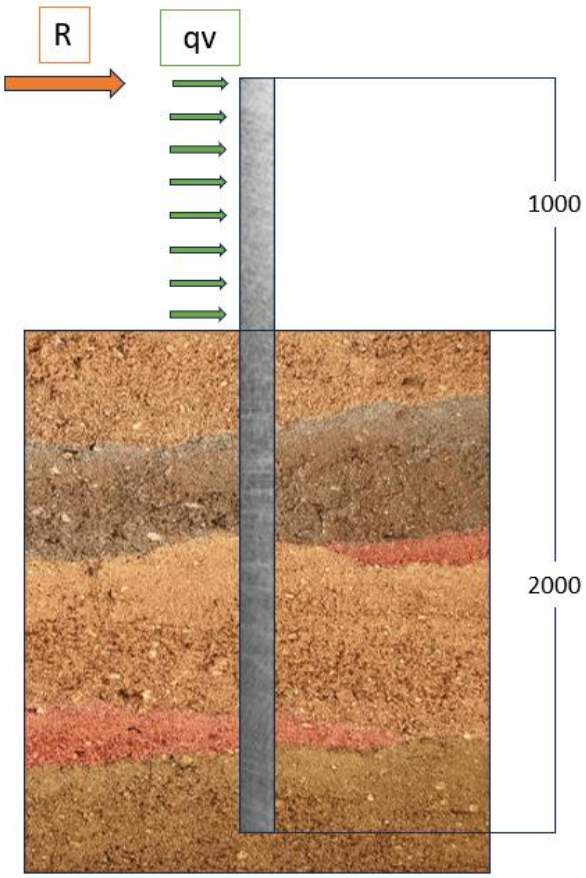


Ilustración 18. Geometría de las hincas

12.2 Acciones

12.2.1 Viento:

Carga R, que es la resultante del viento en el inversor:

$$q = 0{,}5 \cdot 1{,}6 \cdot 0{,}8 = 0{,}64\ kN/m^2$$

$$A = 1.032 \cdot 0.7 = 0{,}722\ m^2$$

$$R = 0.64 \frac{kN}{m^2} \cdot \frac{0.722}{2}\ m^2 = 0{,}231\ kN$$

Carga distribuida qv:

$$A = 1 \cdot 0.2 = 0.2\ m^2$$

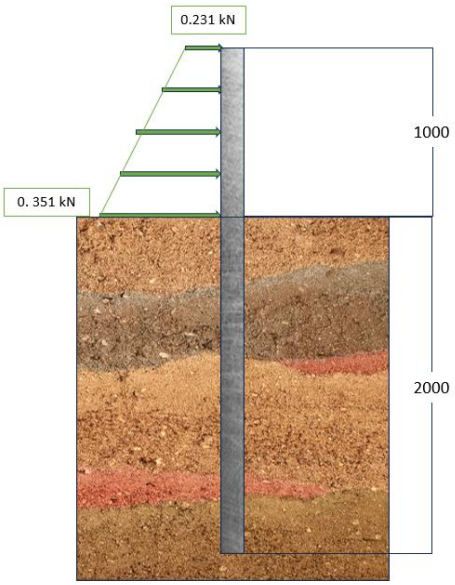
$$F = 0.64 \frac{kN}{m^2} \cdot 0.2\ m^2 = 0.16\ kN$$

$$q_v = \frac{0.16}{1} = 0.16 \frac{kN}{m}$$

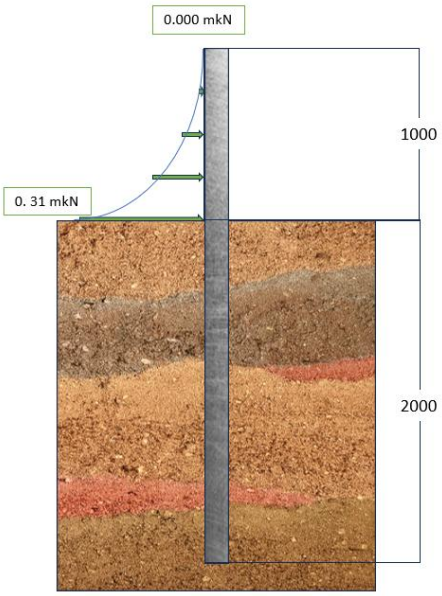
La fuerza del viento justo antes del empotramiento es de 0.351 kN, es muy inferior al límite que se ha marcado de 7,5 kN. Teniendo en cuenta esto, se considera que supera ampliamente las necesidades impuestas y que será lo suficientemente resistente.

12.2.2 Ley de esfuerzos

A continuación, se estudiará las capacidades del perfil a las solicitaciones impuestas y las características del terreno.



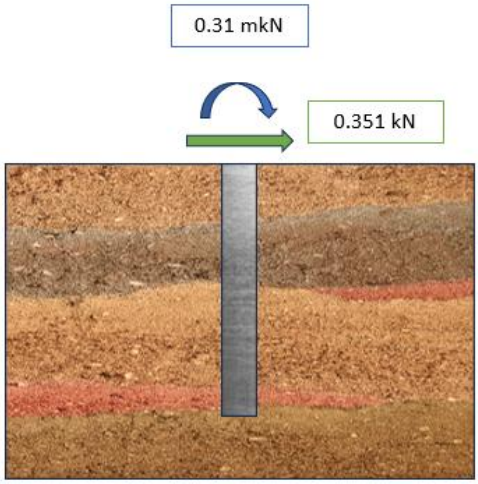
Ley de cortantes



Ley de momentos

12.2.3 Ley de esfuerzos de la zona enterrada

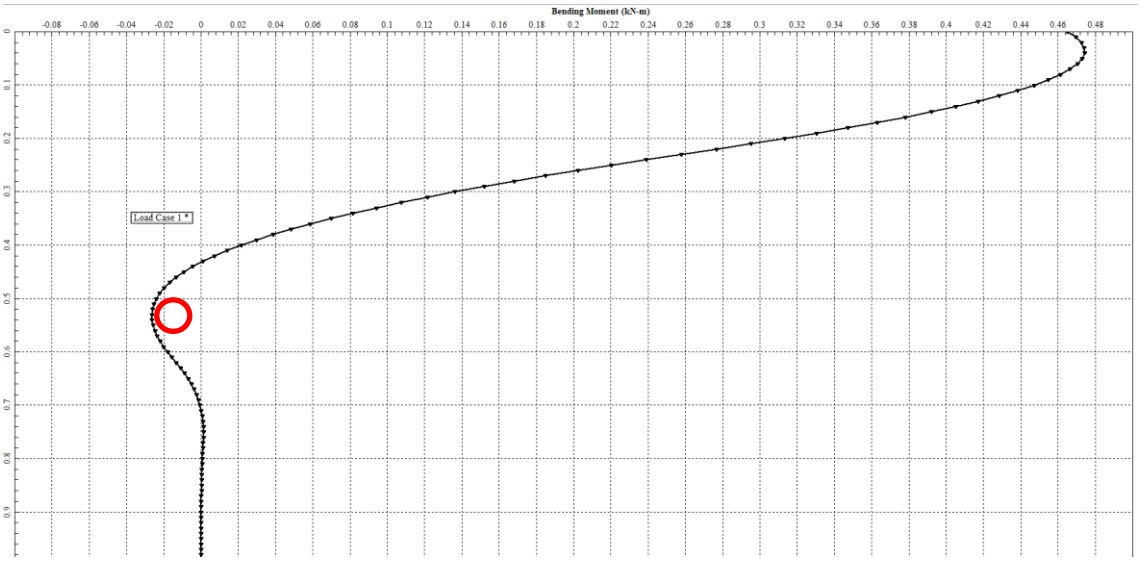
A partir de los datos sacados en el estudio geotécnico, se ha considerado que el terreno cuenta con las siguientes características y trabaja bajo los siguientes esfuerzos.



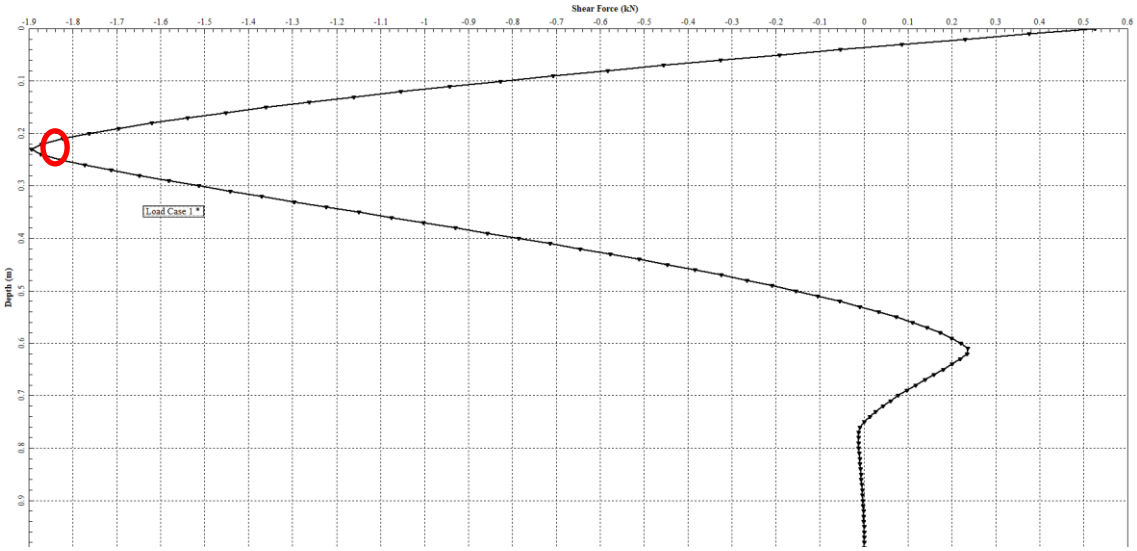
$$\emptyset = 19°$$

$$\gamma = 18\ \frac{kN}{m^3}$$

Estos parámetros se han escogido con la finalidad de ser conservadores. De esta manera, se asegurará cierto margen de seguridad. En las siguientes tablas se pueden determinar los valores a cortante máximo y momento flector máximo en el terreno al enterrar la hinca 2 m.



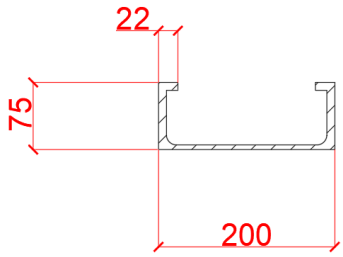
Mmax=0,499 kNm



Tmax=1,01 kN

12.2.4 Perfil

Finalmente, se comprobará la capacidad estructural del perfil. Para este apartado se valorará y comprobará las tensiones a las que está sometido el perfil y si no superan el límite elástico.



Espesor= 2 mm

$$W_y = 10{,}6\ cm^3$$

$$W = \frac{I}{y}$$

$$\sigma = f_y = 235\frac{N}{mm^2}$$

$$\sigma_{el} = \frac{M \cdot y}{I} = \frac{M}{W} \rightarrow M = \sigma \cdot W$$

$$M_{el} = 235\frac{N}{mm^2} \cdot 7{,}53 \cdot 10^3\ mm^2 = 1.769.550\ Nmm = 1{,}77\ kNm$$

$$M_{máx} = 0{,}499\ kNm < M_{el} = 1{,}77\ kNm$$

OK

12.2.5 Empuje

Por último, se hará una comprobación para estudiar los efectos de las arcillas expansivas. A partir de los ensayos se ha concluido que son altamente expansivas. El valor más alto que se ha calculado es de una presión de hinchamiento de 465,8 Kpa.

El objetivo de esta comprobación consiste en observar si la fuerza de empuje es mayor al peso de la estructura. En el caso de serlo, la hinca sería expulsada del suelo.

$$P = 465{,}8\ Kpa$$

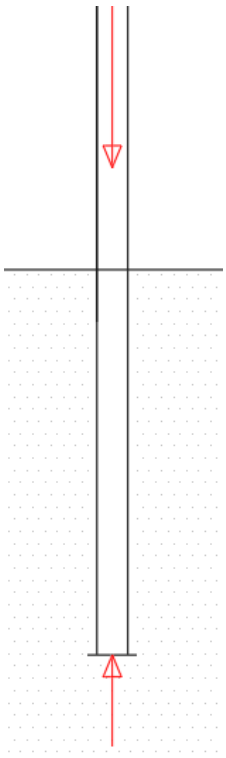
El área de la sección de la hinca es de 7,88 cm^2. Por lo tanto, la fuerza de empuje del suelo es de:

$$1Kpa = 0{,}01019716\ kgf/cm^2$$

$$P = 465{,}8\ Kpa = 4{,}75\ kgf/cm^2$$

$$E = 4{,}75 * 7{,}88 = 37{,}43\ kgf$$

El peso de la estructura consiste en el total de la hinca, 24.03 kg, más el peso del DATALOGGER, 15 kg. El peso de la instalación completa sería de 39,02 kg.



Peso Propio = 39,02 kgf

$39{,}02\ kgf > 37{,}43\ kgf$
OK

Empuje=37,43 kgf

El peso de la estructura es mayor a la fuerza de empuje y, por lo tanto, se puede concluir que la hinca no será expulsada del suelo.

La estructura planteada supera las necesidades impuestas y las solicitaciones que va a soportar debido a las condiciones medioambientales y geológicas de acuerdo con las comprobaciones que se han desarrollado previamente.

Pedro López-Ferrer Fernández
Carlos Hidalgo Martinez
Oscar Martinez Rocamora

Universidad Europea

ESTUDIO ECONÓMICO

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA
PFV GUADIANA

ÍNDICE

1. Estudio económico 2
1.1. Parámetros de partida y suposiciones. 2
1.2. Modelo económico. 5
1.2.1. Proceso de cálculo 5
1.3. Análisis de sensibilidad. 13
1.3.1. V.1 Sensibilidad al precio de venta. 13
1.3.2. V.2 Sensibilidad a CAPEX 14
1.3.3. V.3 Sensibilidad a OPEX 14
1.3.4. V.4 Sensibilidad a la potencia instalada. 15

1. Estudio económico

1.1. Parámetros de partida y suposiciones.

El estudio económico de un proyecto es aquel análisis técnico-financiero que permite evaluar la viabilidad de un proyecto de inversión, integrando tanto los aspectos cuantitativos como cualitativos que determinan su rentabilidad, sostenibilidad y riesgos. En el caso de proyectos de generación de energía, este estudio combina el dimensionamiento técnico de la instalación (potencia, producción, rendimiento esperado) con la estimación detallada de los costes de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX), así como con la definición de un esquema de financiación y de los parámetros financieros clave.

El objetivo principal es proporcionar una visión global que permita a promotores, inversores y entidades financieras tomar decisiones sobre la conveniencia del proyecto. Para ello, se definen las hipótesis de partida basadas en datos técnicos, referencias de mercado y estándares normativos, se aplican metodologías de cálculo y se realiza el correspondiente análisis de sensibilidad que muestra la robustez del proyecto frente a posibles variaciones en los escenarios de precio, producción o financiación.

Por lo tanto, resulta imprescindible definir de manera clara los supuestos de partida, ya que de ellos depende la coherencia de los cálculos técnicos y financieros posteriores. Dichos supuestos engloban tanto los parámetros técnicos de la planta, como puede ser el valor de la potencia instalada, la producción energética o el rendimiento, como las hipótesis económico-financieras.

A continuación, se detallan los principales supuestos que sustentan el modelo:

1. Se parte de un valor inicial de energía vertida a red en el primer año de 98.051,35 MWh, cifra obtenida de los cálculos técnicos del proyecto. Se considera una degradación de −1,25 % al final del segundo año (primer año completo de operación tras la puesta en marcha) y posteriormente una degradación lineal del −0,5 % anual, de acuerdo con estándares de comportamiento de módulos fotovoltaicos bifaciales.
2. La radiación global incidente anual sobre la superficie de los módulos es de 1.789,8 kWh/m², mientras que el performance ratio (PR) medio anual se ha fijado en 82,5 %, en línea con los valores de diseño obtenidos en simulación y dentro de los márgenes habituales de plantas con seguidores a un eje e inversores de string.

3. La planta contará con un total de 91.756 módulos LONGi Hi-MO 5 LR5-72HBD (de 540, 545 y 550 Wp), lo que supone una potencia pico de 49.929,01 kWp. El campo solar se organiza en 3.164 strings de 29 módulos cada uno, conectados a 232 inversores de 200 kW y posteriormente a ocho centros de transformación con transformadores de 3.250 y 6.500 kVA, limitando la inyección máxima a red a 41,66 MW según el punto de conexión.
4. Se adopta un ratio de 0,75 €/Wp como coste global de inversión, lo que resulta en un CAPEX total de 37,45 millones de euros. Este valor incluye partidas específicas de paneles, seguidores, inversores, centros de transformación y media tensión, obra civil, subestación, montajes eléctricos, ingeniería y contingencias, conforme al Anexo 2 del documento técnico del proyecto.
5. En este estudio, se han considerado dos componentes principales, siguiendo tanto la práctica habitual en el sector como los valores de referencia recogidos en el Estudio Económico FV Campus Virtual y en fuentes internacionales (IRENA, NREL, IEA) con el fin de estimar los costes de operación (OPEX).

- Los costes de operación y mantenimiento (O&M) teniendo en cuenta el valor de referencia de 15 €/kW·año, suponen aproximadamente 748.935 €/año.
- Otros costes recurrentes (seguros, tasas, servicios auxiliares) se estiman en un 0,5 % del CAPEX anual, presentando un valor de 187.234 €/año.

6. Se establece un horizonte de 25 años, con depreciación contable y fiscal lineal en el mismo periodo. La vida útil considerada es coherente con las garantías de rendimiento de los módulos bifaciales de última generación y con las prácticas de la industria.
7. Por otra parte, se adopta una estructura típica de financiación de proyectos, con 70 % deuda y 30 % aportación de fondos de inversión. La deuda se modela a un plazo de 15 años, con un coste financiero del 5,0 % y amortización mediante anualidades constantes.
8. Además, se aplica un impuesto de sociedades del 25 %, que es el que se aplica en España. Para el cálculo del WACC se ha utilizado un coste de la inversión del 8,8 %

y un coste de deuda neto después de impuestos del 3,75 %, resultando en un WACC aproximado del 5,27 %. [8]

Respecto al precio de venta de la energía, que constituye una de las variables más críticas en la evaluación económica de una planta fotovoltaica, ya que determina directamente la magnitud de los ingresos anuales y, por tanto, la rentabilidad del proyecto. En el presente estudio, se ha considerado un precio medio de venta de 50 €/MWh (OMIE), valor representativo del entorno actual de mercado en España y coherente con las estimaciones de precios capturados por la generación solar en el horizonte de los próximos años.

No obstante, resulta necesario tener en cuenta el fenómeno conocido como canibalización del precio fotovoltaico, que se produce cuando la elevada penetración de generación solar durante las horas centrales del día reduce el precio marginal del mercado justo en los momentos de máxima producción. Este efecto provoca que el precio de captura real de la planta (sea inferior al precio medio diario o anual del mercado, pudiendo situarse, en escenarios de alta penetración, entre un 5 % y un 20 % por debajo de dicho valor.

Por ello, aunque el supuesto de 50 €/MWh puede considerarse razonable para el corto y medio plazo, el proyecto podría enfrentarse en el futuro a una mayor presión a la baja en precios debido a la creciente generación fotovoltaica instalada en el sistema eléctrico nacional. Esta realidad refuerza la conveniencia de adoptar estrategias de comercialización que mitiguen el riesgo de precio, entre las cuales destacan:

- PPAs (Power Purchase Agreements) a largo plazo, con precios fijos o estructurados.
- Coberturas financieras sobre precios futuros de electricidad, mediante contratos forwards o swaps, que protegen frente a caídas pronunciadas del precio spot.
- Participación en subastas renovables reguladas, donde se garantiza un precio de venta durante un período determinado, reduciendo la exposición al mercado.

En este contexto, el precio de 50 €/MWh empleado en el caso base puede interpretarse como un valor objetivo de venta contractual o de precio capturado promedio en un escenario

moderadamente favorable, compatible con la firma de PPAs corporativos a medio plazo. Este valor, además, proporciona un margen razonable sobre el coste nivelado de la energía (LCOE ≈ 39,4 €/MWh), asegurando una rentabilidad atractiva sin comprometer la competitividad de la oferta energética.

1.2. Modelo económico.

1.2.1. Proceso de cálculo

A la hora de enfrentarse al estudio económico de un proyecto de estas características, es necesario determinar el valor de la inversión (CAPEX) para que sea posible la ejecución del mismo. A continuación, se desglosan las partidas consideradas.

Tabla 1. Partidas de gasto que conforman la inversión

	Precio [€/Wp]	Precio total [MM€]
Paneles	0,180	8,987
Inversores	0,075	3,744
Centros transformación + MT	0,026	1,298
Seguidores	0,300	14,978
Subestación	0,035	1,747
Obra civil	0,030	1,497
Montajes eléctricos	0,088	4,394
Ingeniería y supervisión	0,032	1,598
Otros (Seguridad, drenajes, accesos)	0,016	0,798
Subtotal	-	39,045
Contingencias (5%)	-	1,952
CAPEX	-	40,997
CAPEX (ratio ref 0.75 €/Wp)	0,750	37,448

Para el desarrollo del modelo económico-financiero de la planta fotovoltaica se emplean una serie de fórmulas fundamentales que permiten calcular ingresos, costes, flujos de caja y métricas de rentabilidad. A continuación, se describen en detalle cada una de ellas, las variables que intervienen y su aplicación al presente proyecto.

En primer lugar, se procede a calcular el valor de los ingresos estimado anualmente derivados de la venta de energía:

$$Ingresos_t = E_t \; x \; P_{venta}$$

Donde los Ingresos muestran su valor bruto, P_{venta} hace referencia al precio de venta de la electricidad en €/MWh y E_t hacer referencia a la energía eléctrica vertida a la red.

$$Ingresos_t = 98.051{,}35\ MWh\ x\ 50\ \frac{€}{MWh} = 4{,}903 MM€$$

Tabla 2. Valores de ingresos estimados.

Año	Producción [MWh/año]	Ingresos [MM€]
1	98.051,350	4,903
2	96.825,708	4,841
3	96.341,580	4,817
4	95.859,872	4,793
5	95.380,572	4,769
6	94.903,669	4,745
7	94.429,151	4,721
8	93.957,005	4,698
9	93.487,220	4,674
10	93.019,784	4,651
11	92.554,685	4,628
12	92.091,912	4,605
13	91.631,452	4,582
14	91.173,295	4,559
15	90.717,429	4,536
16	90.263,841	4,513
17	89.812,522	4,491
18	89.363,460	4,468
19	88.916,642	4,446
20	88.472,059	4,424
21	88.029,699	4,401
22	87.589,550	4,379
23	87.151,603	4,358
24	86.715,845	4,336
25	86.282,265	4,314

Por otra parte, para el cálculo de los costes de operación, el OPEX, se utiliza la siguiente relación:

$$OPEX = O\&M + Otros$$

La variable de O&M hace referencia a los costes anuales de operación y mantenimiento, y los otros, son aquellos costes recurrentes como seguros, tasas y auxiliares calculados como el 0,5 % del CAPEX.

$$OPEX = 748.935\frac{€}{año} + 187.234\frac{€}{año} = 936.169\frac{€}{año}$$

A continuación, se procede a determinar el resultado operativo, conocido como EBIT:

$$EBIT_t = Ingresos_t - OPEX - Depreciación$$

Cabe mencionar que el valor de la depreciación se calcula teniendo en cuenta que la aamortización de los activos es lineal. Se calcula como CAPEX € entre 25 años de vida dando un valor de 1.497.870 €/año.

Por lo tanto:

$$EBIT_t = 7.484.260 - 933.169 - 1.497.870 = 5.050.221€$$

Tabla 3.Desglose del cálculo del beneficio antes de impuestos.

Año	Pago de deuda total anual[MM€]	Intereses [MM€]	Amortización [MM€]	Líquidez a fin de año[MM€]
1	2,525	1,311	1,215	24,998
2	2,525	1,250	1,275	23,722
3	2,525	1,186	1,339	22,383
4	2,525	1,119	1,406	20,977
5	2,525	1,049	1,477	19,500
6	2,525	0,975	1,550	17,950
7	2,525	0,898	1,628	16,322
8	2,525	0,816	1,709	14,613
9	2,525	0,731	1,795	12,818
10	2,525	0,641	1,884	10,934
11	2,525	0,547	1,979	8,955
12	2,525	0,448	2,078	6,877
13	2,525	0,344	2,182	4,696
14	2,525	0,235	2,291	2,405
15	2,525	0,120	2,405	0,000

A continuación, se determinan los intereses derivados del préstamo que podría ser necesario, y que comprende el conjunto de pagos periódicos que se deben ejecutar para cumplir con las obligaciones derivadas de un préstamo o financiación ajena. Está compuesto por:

$$\mathrm{A} = L\,x\,\frac{r}{1-(1+r)^{-n}}$$

Donde la variable L hace referencia al importe del préstamo, que se estima como el 70% del CAPEX, r es el valor del tipo de interés anual con un valor del 5% y n es el número de años de amortización, que en este caso es de 15 años. Sustituyendo las variables:

$$\mathrm{A} = 26.212.730\,x\,\frac{0{,}05}{1-(1+0{,}05)^{-15}} = 2.525.394€/año$$

Tabla 4.Valores de parámetros derivados de la financiación.

Año	Pago de deuda total anual[MM€]	Intereses [MM€]	Amortización [MM€]	Líquidez a fin de año[MM€]
1	2,525	1,311	1,215	24,998
2	2,525	1,250	1,275	23,722
3	2,525	1,186	1,339	22,383
4	2,525	1,119	1,406	20,977
5	2,525	1,049	1,477	19,500
6	2,525	0,975	1,550	17,950
7	2,525	0,898	1,628	16,322
8	2,525	0,816	1,709	14,613
9	2,525	0,731	1,795	12,818
10	2,525	0,641	1,884	10,934
11	2,525	0,547	1,979	8,955
12	2,525	0,448	2,078	6,877
13	2,525	0,344	2,182	4,696
14	2,525	0,235	2,291	2,405
15	2,525	0,120	2,405	0,000

Entonces, se procede a calcular el beneficio obtenido antes de los impuestos, a partir de la siguiente ecuación:

$$BAI_t = EBIT_t - Intereses_t$$

A continuación, se calculan los Impuestos con la relación que se muestra:

$$Impuestos_t = BAI_t \; x \; T_c$$

Donde Tc representa el tipo impositivo del Impuesto de Sociedades determinado como un 25%.

Con el valor de los impuestos definido, se procede a esclarecer los beneficios netos estimados en el presente proyecto. El beneficio neto calculado no tiene en cuenta los dividendos que se puedan otorgar.

$$BN_t = BAI_t - Impuestos_t$$

Tras esto, es posible determinar el flujo de caja fijo o apalancado:

$$CF_{fijo} = BN_t + Depreciación - Amortización_t$$

Donde la depreciación se suma de nuevo por ser un gasto contable no monetario y la amortización se resta, ya que supone salida de caja efectiva. Esta variable es relevante para calcular la TIR y el payback.

Acto seguido, se averigua el valor del flujo de caja libre, sin tener en cuenta los intereses del préstamo a partir de la siguiente relación:

$$CF_{libre} = EBIT_t \; x \; (1 - T_c) + Depreciación$$

Que representa el flujo disponible para todos los financiadores antes de considerar la estructura de deuda, siendo en sí mismo, el flujo que se descuenta con el WACC, para calcular el VAN del proyecto que se formula como:

$$\text{VANt} = \sum_{t=0}^{N} \frac{CF_{libre,t}}{1 - (1 + WACC)^t}$$

Donde N es el valor de vida del proyecto igual a 25 años y WACCC hace referencia al coste medio ponderado de capital, que, en este caso, tiene un valor de 5,27%.

La Tasa Interna de Retorno es uno de los indicadores financieros más utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Representa la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto (VAN) de los flujos de caja del proyecto sea igual a cero. Su valor, en este contexto, se muestra en la Tabla 6.

En conclusión, es la rentabilidad anual promedio que un proyecto genera sobre la inversión inicial, considerando sus flujos de caja futuros.

Tabla 5.Balances económicos totales anuales.

Año	EBIT [MM€]	Intereses [MM€]	Amortización [MM€]	Impuestos [MM€]	Beneficio Neto [MM€]	Flujo de caja fijo [MM€]	Flujo de caja libre [MM€]	VAN [MM€]
1	2,469	1,311	1,215	0,935	0,868	1,152	3,349	3,181
2	2,407	1,250	1,275	0,927	0,868	1,090	3,303	2,981
3	2,383	1,186	1,339	0,933	0,898	1,056	3,285	2,816
4	2,359	1,119	1,406	0,941	0,930	1,021	3,267	2,660
5	2,335	1,049	1,477	0,949	0,965	0,986	3,249	2,513
6	2,311	0,975	1,550	0,959	1,002	0,950	3,231	2,374
7	2,287	0,898	1,628	0,969	1,042	0,912	3,213	2,243
8	2,264	0,816	1,709	0,980	1,086	0,874	3,196	2,119
9	2,240	0,731	1,795	0,993	1,132	0,835	3,178	2,002
10	2,217	0,641	1,884	1,006	1,182	0,795	3,161	1,891
11	2,194	0,547	1,979	1,021	1,235	0,754	3,143	1,786
12	2,171	0,448	2,078	1,037	1,292	0,712	3,126	1,688
13	2,148	0,344	2,182	1,054	1,353	0,669	3,109	1,595
14	2,125	0,235	2,291	1,073	1,417	0,625	3,091	1,506
15	2,102	0,120	2,405	1,093	1,486	0,579	3,074	1,423
16	2,079	0,000	0,000	1,114	1,559	3,057	3,057	1,344
17	2,057	0,000	0,000	1,105	1,542	3,040	3,040	1,270
18	2,034	0,000	0,000	1,097	1,526	3,023	3,023	1,199
19	2,012	0,000	0,000	1,088	1,509	3,007	3,007	1,133
20	1,990	0,000	0,000	1,080	1,492	2,990	2,990	1,070
21	1,967	0,000	0,000	1,071	1,476	2,973	2,973	1,011
22	1,945	0,000	0,000	1,063	1,459	2,957	2,957	0,955
23	1,924	0,000	0,000	1,055	1,443	2,941	2,941	0,903
24	1,902	0,000	0,000	1,046	1,426	2,924	2,924	0,852
25	1,880	0,000	0,000	1,038	1,410	2,908	2,908	0,805

Por otra parte, se calcula el valor del Coste nivelado de la energía que se representa con el acrónimo LCOE y se define como:

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^{N} \frac{OPEX_t}{(1+WACC)^t}}{\sum_{t=1}^{N} \frac{E_t}{(1+WACC)^t}}$$

Como se observa, el valor del Coste nivelado de la energía se obtiene dividiendo el valor de los costes entre el valor de toda la energía producida durante la vida útil del proyecto. Cabe mencionar de forma anticipada, que, en este proyecto, el LCOE resultante es tiene un valor de 39,4 €/MWh, lo que lo sitúa muy por debajo del precio de mercado considerado 50 €/MWh, por lo que la obtención de márgenes positivos no está garantizada márgenes positivos.

A continuación, desde un punto de vista más financiero, se calcula el valor del coste de capital propio, Ke, que indica la rentabilidad mínima exigida por los inversores sobre el flujo de caja fijo:

$$K_e = R_f + \beta \, x \, ERP = 8{,}8\%$$

Es necesario conocer este valor a la hora de aplicar la metodología CAPM [8], comúnmente utilizada en valoración de proyectos. R_f es la tasa libre de riesgo, aproximadamente un 3,3% referente al bono soberano español a 10 años, ERP tiene un valor del 5,5% y supone la prima de riesgo de mercado, y Beta fija, que tiene un valor de uno para las condiciones y riesgos medios asumidos en este proyecto.

Por otra parte, se calcula el valor del coste de deuda Kd, que es el coste financiero de los préstamos solicitados, que se define como:

$$K_d = 5\% \, x \, (1 - 0{,}25) \; = 3{,}75\%$$

Por último, el WACC, que se calcula con la ecuación que se muestra a continuación:

$$WACC = \frac{E}{V} \, x \, Ke + \frac{D}{V} \, x \, Kd \, x \, (1 - T_c) = 5{,}27\%$$

Como se mencionaba, el WACC es el tipo de descuento utilizado en el cálculo del VAN y del LCOE.

A continuación, se presentan los valores calculados con las fórmulas anteriores.

Tabla 6. Resumen de los parámetros objeto de estudio.

Variable	Valor
$CAPEX_{total}$ [MM€]	37,447
WACC	0,053
VAN [MM€]	31,091
TIR_{fija}	6,85%
LCOE [€/MWh]	39,425
Retorno de beneficio [años]	19

El valor del VAN se obtiene sumando todos los resultados unitarios anuales del mismo y restando el CAPEX.

1.3. Análisis de sensibilidad.

1.3.1. V.1 Sensibilidad al precio de venta.

En cualquier estudio económico-financiero de un proyecto, es vital evaluar la robustez de los resultados frente a la incertidumbre de ciertas variables clave. El análisis de sensibilidad permite identificar hasta qué punto la rentabilidad y la viabilidad del proyecto dependen de variaciones en dichos parámetros, proporcionando una visión clara de los riesgos y las palancas más críticas.

Este tipo de análisis es especialmente importante, ya que permite valorar la capacidad del proyecto de absorber desviaciones razonables en costes de inversión, costes operativos o ingresos, sin comprometer su sostenibilidad económica. Entre todas las variables, el precio de venta de la energía es una de las más determinantes, debido a que define los ingresos brutos anuales, está sujeto a posibles cambios geopolíticos y acuerdos.

El precio de venta de la energía constituye la principal fuente de ingresos del proyecto, por lo que cualquier variación en esta variable impacta directamente en el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Rentabilidad y el plazo de retorno de la inversión.

Para este análisis, se ha considerado un rango de escenarios representativos, desde un precio bajo hasta un precio elevado, pasando por el valor central utilizado en el caso base.

Tabla 7. Resultados del VAN afectados por la modificación del precio de venta.

Precio de venta [€/MWh]	VAN [MM€]
40	-3,671
50	5,898
60	15,466

Los resultados muestran que el proyecto es muy sensible a esta variable: con precios de 40 €/MWh el VAN resulta negativo, mientras que a partir de 50 €/MWh ya se alcanzan valores positivos. A 60 €/MWh la rentabilidad se consolida. Esto confirma que la sostenibilidad del proyecto depende en gran medida del contexto de precios de la energía.

1.3.2. **V.2 Sensibilidad a CAPEX.**

El coste de inversión inicial (CAPEX) es una de las variables críticas del proyecto, ya que determina directamente el desembolso inicial y, por tanto, influye tanto en el Valor Actual Neto (VAN) como en la Tasa Interna de Retorno (TIR). Una variación en este parámetro puede deberse a desviaciones en las partidas de obra civil, equipos principales, subestación, ingeniería o contingencias, lo que hace necesario evaluar su impacto sobre la rentabilidad del proyecto.

Para el presente estudio, se han considerado escenarios alternativos con un coste unitario de inversión de 0,65 €/Wp y 0,85 €/Wp, frente al valor base de 0,75 €/Wp. Estos rangos permiten identificar la sensibilidad del proyecto ante ajustes en precios de mercado, variaciones en contratos EPC llave en mano, negociación de suministros o incrementos en materiales y logística.

Tabla 8. Sensibilidad al CAPEX.

Escenario [€/Wp]	CAPEX [MM€]	VAN [MM€]
0,65	32,454	10,868
0,75	37,447	5,875
0,85	42,44	0,882

Los resultados muestran que una reducción del CAPEX a 0,65 €/Wp incrementa notablemente el VAN hasta 10,87 M€, mejorando de forma significativa la rentabilidad del proyecto. Por el contrario, un incremento del CAPEX a 0,85 €/Wp reduce el VAN hasta 0,88 M€, situando al proyecto en una posición de menor atractivo financiero, aunque manteniendo resultados positivos. Se confirma que la optimización del coste de inversión es clave para reforzar la viabilidad económica.

1.3.3. **V.3 Sensibilidad a OPEX**

Respecto a los costes de operación, que representan un gasto recurrente durante toda la vida útil del proyecto y que representa un impacto individual que es menor en comparación

con el CAPEX, implica que sea necesario analizar su influencia en los indicadores económicos.

Para este estudio, se ha considerado un rango de variación de ±20 % sobre el valor base de 936.169 €/año. Este intervalo refleja escenarios razonables de ahorro o sobrecostes en los contratos de O&M, así como en pólizas de seguros o servicios recurrentes.

Tabla 9. Resultados del VAN afectados por la modificación del OPEX.

Escenario OPEX	OPEX [MM€]	VAN [MM€]
-20%	0,749	8,68
Base	0,936	5,872
20%	1,123	3,064

Los resultados ponen de manifiesto que un ahorro del 20 % en los costes de operación incrementa el VAN hasta 8,68 M€, mientras que un sobrecoste del 20 % lo reduce a 3,06 M€. No obstante, incluso en escenarios de mayores gastos operativos, el proyecto mantiene un VAN positivo, lo que demuestra que la rentabilidad es menos sensible al OPEX que a otras variables como el precio de venta o el CAPEX.

1.3.4. **V.4 Sensibilidad a la potencia instalada.**

Respecto a la justificación del valor de la potencia instalada planteada, se exponen a continuación los parámetros de estudio en el análisis económico que son determinantes en la elección.

Tabla 9. Resultados para la potencia instalada de 30MW.

30 MW	
Variable	**Valor**
$CAPEX_{total}$ [MM€]	22,468
WACC	0,053
VAN_{libre} [MM€]	25,987
TIR_{libre}	6,85%
LCOE [€/MWh]	34,900
Retorno de $beneficio_{libre}$ [años]	9
$OPEX_{anual}$ [MM€]	0,562

Tabla 10. Resultados para la pontencia instalada de 30MW.

40 MW	
Variable	**Valor**
$CAPEX_{total}$ [MM€]	29,957
WACC	0,053
VAN_{libre} [MM€]	31,091
TIR_{libre}	6,85%
LCOE [€/MWh]	34,900
Retorno de $beneficio_{libre}$ [años]	9
$OPEX_{anual}$ [MM€]	0,749

En los tres valores de potencia, el proyecto mantiene exactamente la misma eficiencia técnica y estructura económico-financiera, por lo que todas las variables escalan de forma proporcional, CAPEX, OPEX, ingresos y producción. La generación del primer año pasa de 58.830 MWh para una potencia de 30 MW a 78.440 MWh para 40 MW y 98.051 MWh para 50 MW. Por otra parte, el CAPEX estimado sube de 22,47 MM€ a 29,96 MM€ y 37,45 MM€. Al no introducir economías de escala adicionales ni peajes distintos, el LCOE en los tres escenarios, permanece constante y la TIR también se mantiene.

En retorno de inversión ocurre lo mismo: los paybacks son prácticamente idénticos entre potencias porque la relación entre flujos y desembolsos no cambia. El payback económico se sitúa en torno a 9 años, mientras que el payback financiero, tras deuda e impuestos es de 13 años. Esta diferencia no depende del tamaño, sino de la definición de “retorno” y del servicio de la deuda en los primeros 15 años.

La gran diferencia la marca el VAN absoluto, cuanto mayor es la potencia instalada, más valor neto total. Con los mismos supuestos, el VAN fijo pasa de 7,82 MM€ en 30 MW a 10,42 MM€ en 40 MW y 13,03 M€ a 50 MW. Por lo tanto, los tres tamaños ofrecen la misma rentabilidad porcentual y el mismo coste unitario de energía, pero 50 MW es el más rentable en términos de valor generado. En definitiva, si existe capacidad de financiación y de

conexión, conviene priorizar 50 MW y, en su defecto, 40 MW sobre 30 MW, para maximizar el beneficio total del proyecto.

Pedro López-Ferrer Fernández
Carlos Hidalgo Martinez
Oscar Martinez Rocamora

Universidad Europea

ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA
PFV GUADIANA

Índice

Estudio de Impacto Ambiental 1
1. Inventario Ambiental 3
1.1 Medio físico, flora y fauna 3
1.3 Usos del suelo y paisaje 4
2. Impacto Ambiental y Acciones Correctoras 5
2.1 Acciones correctoras concretas 6
3. Vigilancia Ambiental.....7
3.1 Objetivos del plan de vigilancia.....8

1. Inventario Ambiental

El inventario ambiental tiene como objetivo identificar y describir los elementos del medio físico, biológico y socioeconómico que pueden verse afectados por la ejecución del proyecto de la Planta Solar Fotovoltaica Guadiana I. El área de estudio se localiza en la comarca de Vegas Bajas del Guadiana, en el término municipal de Badajoz. Los datos se han obtenido a partir de fuentes oficiales como la AEMET, el Instituto Geográfico Nacional (IGN), la Junta de Extremadura y la Red Natura 2000.

1.1 Medio físico, flora y fauna

El área presenta un clima mediterráneo continentalizado, con veranos secos y calurosos e inviernos suaves. La temperatura media anual es de 17 ºC, con precipitaciones medias anuales de 400 mm. Los vientos dominantes son de componente oeste y suroeste, con una velocidad media anual de 10–15 km/h.

Los suelos son de tipo franco-arcilloso, con pendientes inferiores al 3%, lo que facilita la implantación de estructuras fotovoltaicas sin grandes movimientos de tierra. Presentan pH ligeramente alcalino con valores de entre 7,5 y 8,0, baja materia orgánica y capacidad de drenaje media. Se considera la posibilidad, por lo tanto, de mantener la cobertura vegetal natural en las zonas no ocupadas por las estructuras fotovoltaicas para evitar procesos erosivos.

No existen cauces fluviales permanentes en el ámbito de actuación, aunque sí pequeños arroyos estacionales que deben conservarse con servidumbre de paso. Presentan pH ligeramente alcalino, baja materia orgánica y capacidad de drenaje media. Se recomienda mantener la cobertura vegetal natural en las zonas no ocupadas por las estructuras fotovoltaicas para evitar procesos erosivos.

La vegetación dominante corresponde a pastizales, matorral mediterráneo bajo y cultivos herbáceos. La zona no se encuentra dentro de ningún espacio

protegido, aunque se localiza a más de 8 km del Río Guadiana Alto-Bajo, que pertenece a Red Natura 2000. Entre las especies más representativas de flora destacan el romero, en latín Rosmarinus officinalis, la jara (Cistus ladanifer) y especies de gramíneas.

La fauna incluye aves esteparias como la avutarda (Otis tarda), el sisón (Tetrax tetrax) y el alcaraván (Burhinus oedicnemus), además de reptiles como el lagarto ocelado (Timon lepidus) y mamíferos pequeños como el conejo (Oryctolagus cuniculus). Se propone delimitar y conservar las manchas de vegetación autóctona existentes, así como establecer un corredor ecológico al norte y este de la parcela que conecte las áreas de matorral con los arroyos estacionales.

En cuanto a la fauna, se propone programar las obras fuera del periodo reproductor de aves esteparias (marzo–julio) y habilitar pequeñas islas de biodiversidad con refugios de piedra y bebederos artificiales en las zonas no ocupadas por la planta.

1.3 Usos del suelo y paisaje

El terreno presenta un uso agroganadero extensivo, principalmente destinado a cultivos herbáceos. El paisaje es abierto y homogéneo, de escasa densidad arbórea. El impacto visual de la planta se considera moderado debido a la baja altura de los módulos fotovoltaicos (menor de 3 metros) y a la posibilidad de implementar medidas de integración paisajística mediante setos vegetales perimetrales.

Tabla 1. Inventario ambiental resumido de la zona de estudio.

Componente	Descripción
Clima	Mediterráneo continental, Tª media anual 17 ºC, precipitación 400 mm/año
Geología	Suelos franco-arcillosos de buena capacidad portante
Hidrología	Pequeños arroyos estacionales, sin cauces permanentes
Flora	Matorral mediterráneo bajo y pastizales
Fauna	Aves esteparias, reptiles y pequeños mamíferos
Paisaje	Llanura agrícola con relieve suave
Usos del suelo	Agrícola-ganadero extensivo

El área objeto de estudio, presenta un uso agroganadero extensivo se caracteriza por una baja densidad de población. No se identifican bienes de interés cultural ni elementos patrimoniales afectados. Se considera que el proyecto tendrá un impacto socioeconómico positivo, derivado de la creación de empleo local temporal y de la diversificación de la economía en el ámbito rural.

2. Impacto Ambiental y Acciones Correctoras

El análisis de impactos ambientales se ha realizado mediante una adaptación de la matriz de Leopold, considerando la interacción entre las actividades del proyecto y los factores ambientales del entorno. Los impactos se han valorado por su magnitud, duración y reversibilidad.

Tabla 2. Matriz de Leopold del proyecto Guadiana I.

Fase	Impacto	Naturaleza	Reversibilidad	Intensidad
Construcción	Compactación del suelo	Negativo Moderado	Alta	Media
Construcción	Instalación de módulos	Negativo Leve	Alta	Baja
Construcción y explotación	Ruido y polvo en obras	Negativo Moderado	Alta	Media
Construcción y explotación	Ocupación del terreno	Negativo Moderado	Media	Alta
Explotación	Alteración visual	Negativo Moderado	Media	Media
Construcción	Pérdida temporal de hábitat de aves	Negativo Leve	Alta	Baja
Construcción y explotación	Empleo local generado	Positivo Notable	N/A	Alta
Desmantelamiento	Residuos sólidos y desmontaje de estructuras	Negativo Moderado	Baja	Alta

2.1 Acciones correctoras concretas

Se proponen las siguientes medidas específicas para mitigar los impactos identificados:

- Reforestación perimetral con especies autóctonas (retama, jara, lentisco) para integración paisajística. El mantenimiento de las especies reforestadas se realizará durante un periodo mínimo de tres años, incluyendo reposición anual y control de malas hierbas.
- Aplicación de riegos periódicos y limitación de velocidad de maquinaria para reducir polvo. La velocidad máxima de circulación de maquinaria se limitará a 20 km/h y se realizarán riegos preventivos diarios en caminos no asfaltados durante la fase de obra.
- Instalación de pasos de fauna y vallado permeable en tramos seleccionados. El vallado será de tipo cinegético permeable, con una luz

libre inferior de 20 cm y pasos de fauna cada 100 metros en los tramos norte y sur del recinto.

- Gestión adecuada de residuos: almacenamiento selectivo y retirada por gestor autorizado. Los módulos dañados o fuera de uso se gestionarán a través de gestores RAEE autorizados. Se implementará un registro de residuos con trazabilidad desde la obra hasta el destino final.
- Restauración topográfica y revegetación progresiva tras la obra.
- Control del brillo mediante módulos antirreflectantes. Los módulos fotovoltaicos serán de tipo antirreflectante con índice de reflexión inferior al 2%, minimizando el deslumbramiento hacia vías y edificaciones cercanas.
- Se desarrollará un Plan de Comunicación Ambiental Local que contemple reuniones informativas semestrales con la comunidad, publicación de resultados de vigilancia ambiental y canales de contacto directo con el promotor.

3. Vigilancia Ambiental

El Programa de Vigilancia Ambiental (PVA) tiene como objetivo garantizar el cumplimiento de las medidas preventivas y correctoras establecidas en el EIA. Su ejecución debe realizarse durante las fases de construcción, explotación y desmantelamiento del proyecto, con un seguimiento documentado y verificable.

Durante la fase de construcción se efectuará un control diario de las actividades con potencial impacto ambiental. Se realizarán mediciones de ruido (máx. 55 dB diurnos) y de partículas PM10 en puntos sensibles del entorno.

3.1 Objetivos del plan de vigilancia

Los objetivos del plan de vigilancia del estudio de impacto ambiental son los siguientes:

- Verificar la eficacia de las medidas correctoras.
- Detectar impactos imprevistos y proponer medidas adicionales.
- Asegurar la comunicación entre promotor, administración y comunidad local.
- Generar informes de seguimiento con periodicidad semestral durante los dos primeros años y anual posteriormente.

Tabla 3. Programa de vigilancia ambiental

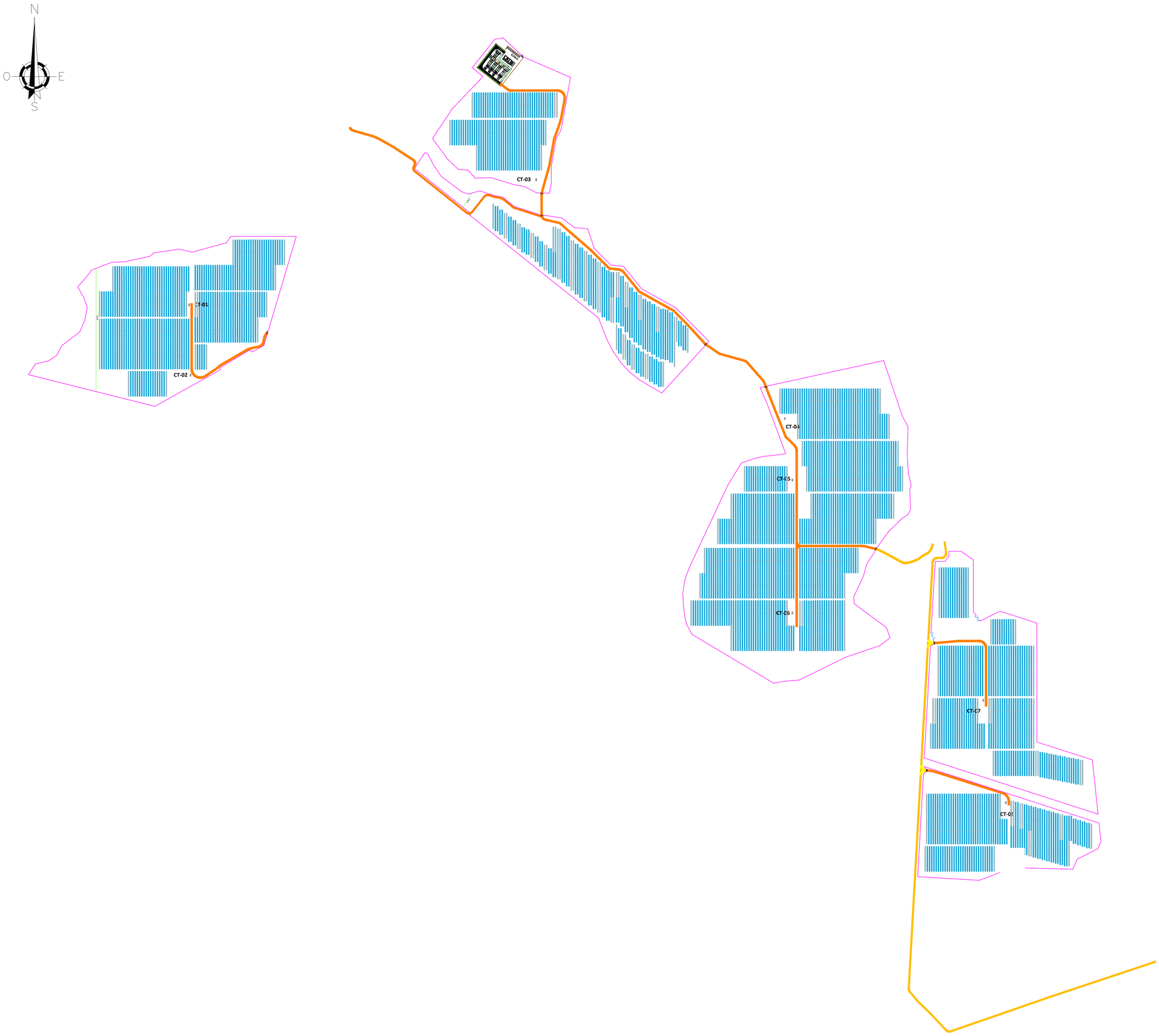
Medida / Parámetro	Responsable	Frecuencia	Fase del proyecto
Control de polvo y emisiones	Dirección Ambiental de Obra	Semanal	Construcción
Seguimiento de fauna	Biólogo responsable	Trimestral	Explotación
Revegetación y erosión	Técnico ambiental	Mensual	Construcción y 1er año explotación
Gestión de residuos	Contratista	Continuo	Todas
Control visual y paisajístico	Promotor	Anual	Explotación
Verificación de drenajes	Ingeniero ambiental	Semestral	Todas

El seguimiento deberá documentarse mediante informes técnicos remitidos a la autoridad ambiental competente. En caso de detectarse desviaciones, se deberán implementar medidas correctoras adicionales en un plazo máximo de 30 días.

Pedro López-Ferrer Fernández
Carlos Hidalgo Martinez
Oscar Martinez Rocamora

PLANOS

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA
PFV GUADIANA



LEYENDA

- TRACKER
- CENTRO DE TRANSFORMACIÓN
- VALLADO
- VALLADO ZONA DE RESERVA
- VIAL INTERNO (4 m ANCHO)
- VIAL DE ACCESO
- CAMINOS (DESVÍO) NAIPES (5 m ANCHO)
- INVERSORES

LOCALIZACIÓN	BADAJOZ (BADAJOZ)
PITCH	6 m
TRACKERS 1Vx58	136
TRACKERS 2x(1Vx58)	723
POTENCIA NOMINAL DC	49.894 kWp
MÓDULOS	LONGI LR5-72HBD 540W, 545 W y 550 W
Nº DE MODULOS 540 W	26.564
Nº DE MODULOS 545 W	61.306
Nº DE MODULOS 550 W	3.886
Nº DE STRINGS	3.164
INVERSOR	HUAWEI SUN2000-215KTL
Nº DE INVERSORES	232
POTENCIA DE INVERSORES	232x 200kVA a 42ºC
Nº DE C. TRANSFORMACIÓN	8
POTENCIA TRANSFORMADORES	7x 6.500 kVA a 40 ºC, 1x 3.250 kVA a 40 ºC
POTENCIA NOMINAL AC	46.400 kVA a 40 ºC
RATIO DC/AC	1,075

EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	
01	Curso 2024-2025					ADENDA
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA

TITULO PROYECTO:

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA GUDAIANA I

TITULO PLANO:

LAYOUT GENERAL Y PERFIL

Universidad Europea

ESCALA:	1/5000
PLANO:	DISTRIBUCION DE CAMPOS
FECHA: Curso 2024-2025	HOJA 1 SIGUE 2

DIN-A1

PLANTA FV GUADIANA I
49,894 MWp

ESCALA: 1/20000

01	CURSO 2024-2025					ADENDA
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA

TITULO PROYECTO:

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA GUADIANA I

TITULO PLANO:

SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

UNIVERSIDAD

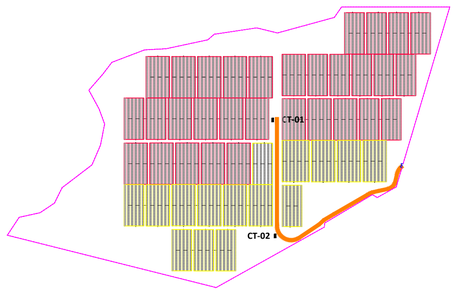
Universidad Europea

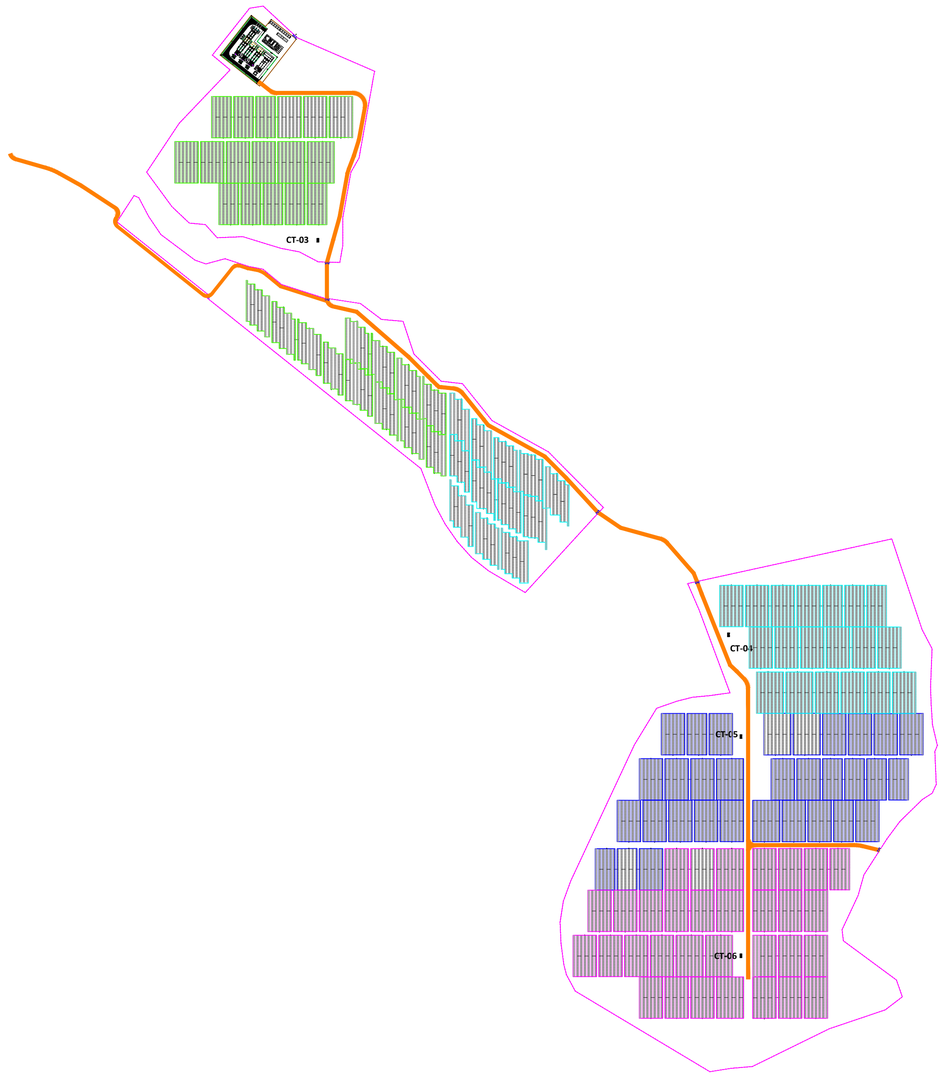
ESCALA: 1/30000

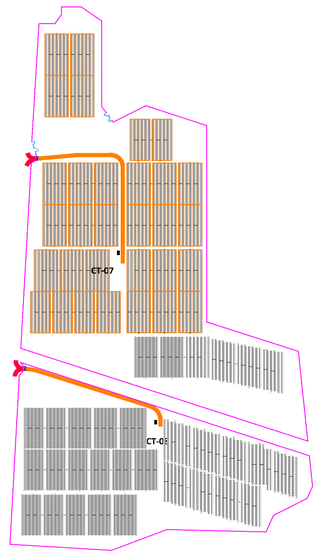
PLANO: 01-SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

FECHA: CURSO 2024-2025 | HOJA 1 | SIGUE -

DINA1







LEYENDA

- *TRACKER*
- CENTRO DE TRANSFORMACIÓN
- VALLADO
- VIAL INTERNO
- VIAL DE ACCESO
- CAMINOS (DESVÍO) EL ENCINAR
- SUBCAMPO SOLAR FOTOVOLTAICO CT-01
- SUBCAMPO SOLAR FOTOVOLTAICO CT-02
- SUBCAMPO SOLAR FOTOVOLTAICO CT-03
- SUBCAMPO SOLAR FOTOVOLTAICO CT-04
- SUBCAMPO SOLAR FOTOVOLTAICO CT-05
- SUBCAMPO SOLAR FOTOVOLTAICO CT-06
- SUBCAMPO SOLAR FOTOVOLTAICO CT-07
- SUBCAMPO SOLAR FOTOVOLTAICO CT-08

LOCALIZACIÓN	BADAJOZ (BADAJOZ)
PITCH	6 m
TRACKERS 1Vx58	136
TRACKERS 2x(1Vx58)	723
POTENCIA NOMINAL DC	49.894 kWp
MÓDULOS	LONGI LR5-72HBD 540W, 545 W y 550 W
Nº DE MODULOS 540 W	26.564
Nº DE MODULOS 545 W	61.306
Nº DE MODULOS 550 W	3.886
Nº DE STRINGS	3.164
INVERSOR	HUAWEI SUN2000-215KTL
Nº DE INVERSORES	232
POTENCIA DE INVERSORES	232x 200kVA a 42ºC
Nº DE C. TRANSFORMACIÓN	8
POTENCIA TRANSFORMADORES	7x 6.500 kVA a 40 ºC, 1x 3.250 kVA a 40 ºC
POTENCIA NOMINAL AC	46.400 kVA a 40 ºC
RATIO DC/AC	1,075

NOTAS.-
1.- COTAS Y NIVELES EN mt. , EXCEPTO INDICADAS.
2.- LAS COTAS RIGEN AL DIBUJO.
3.- VERIFICAR COTAS Y NIVELES EN CAMPO.

EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA
01	CURSO 2024-2025					ADENDA

TITULO PROYECTO:

PLANTA FOTOVOLTAICA GUADIANA I

TITULO PLANO:

LAYOUT CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Universidad Europea

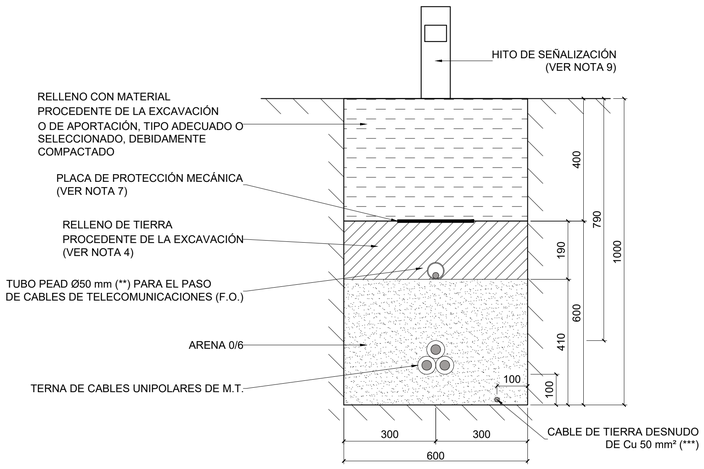
ESCALA: 1/5000

PLANO:

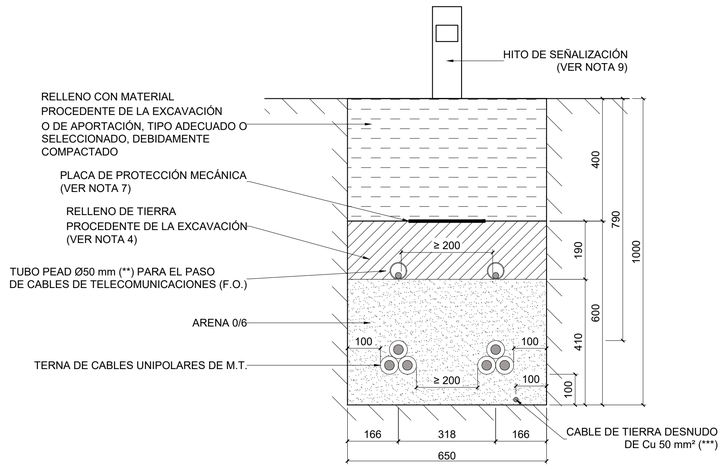
FECHA: CURSO 2024-2025 HOJA 1 SIGUE -

DIN-A1

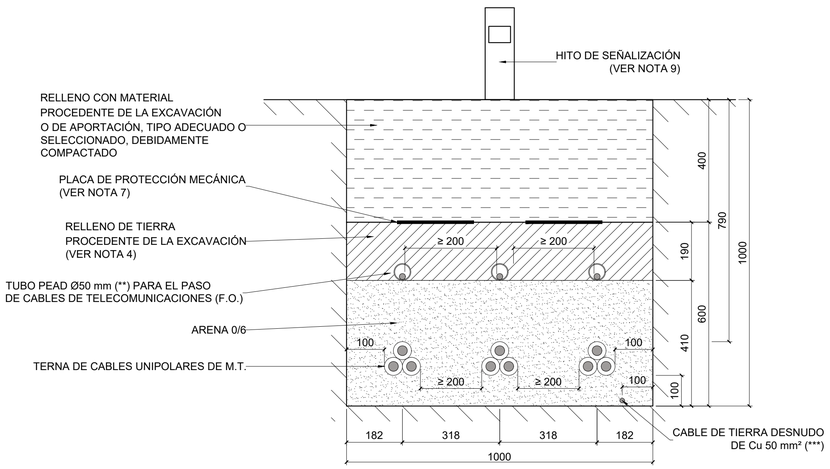
ZANJA TIPO Z-1a



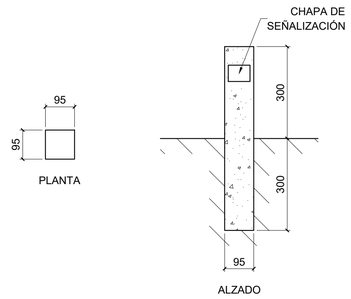
ZANJA TIPO Z-2b



ZANJA TIPO Z-3b



HITO DE SEÑALIZACIÓN



NOTAS.-

1. COTAS EN MILÍMETROS, SALVO DONDE SE INDIQUE LO CONTRARIO.
2. EN LAS AGRUPACIONES DE LOS CABLES DE M.T. DESDE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN HASTA SUBESTACIÓN Y ENTRE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, SE TENDRÁN EN CUENTA LOS COEFICIENTES DE AGRUPACIÓN PARA EL CÁLCULO DEL CABLE, RESPETANDO LAS DISTANCIAS ENTRE TERNAS DE CABLES PARA EVITAR SECCIONES QUE SEAN DEMASIADO ELEVADAS, SIEMPRE CON OBJETO DE REALIZAR LA INSTALACIÓN TANTO TÉCNICA COMO ECONÓMICAMENTE JUSTIFICADA. LA SEPARACIÓN MÍNIMA ENTRE LOS CABLES DE POTENCIA Y DE TELECOMUNICACIONES SERÁ DE 200 mm.
3. DURANTE LA FASE DE TENDIDO SE RESPETARÁN LOS RADIOS MÍNIMOS DE CURVATURA SEGÚN ESPECIFICACIONES DE CADA FABRICANTE.
4. RELLENO DE ZANJA EN TONGADAS CON UN ESPESOR MÁXIMO DE 300 mm, COMPACTADAS EN LA MEDIDA DE LO POSIBLE PARA EVITAR EL HUNDIMIENTO POSTERIOR POR ASENTAMIENTOS DEL SUELO, EL RELLENO CON MATERIAL PROCEDENTE DE EXCAVACIÓN, SIEMPRE Y CUANDO ESTA TIERRA NO CONTENGA PIEDRAS, RESTOS VEGETALES O CUALQUIER OTRO ELEMENTO O MATERIAL QUE PUEDA DAÑAR LOS CABLES, EN CUYO CASO SE DEBERÁ PROCEDER AL RELLENO MEDIANTE UN MATERIAL SELECCIONADO.
5. LAS COTAS CON *, SON VARIABLES EN FUNCIÓN DE LA SECCIÓN DE LOS CABLES DE POTENCIA. SE HA REPRESENTADO PARA UNA SECCIÓN DE 630 mm.
6. LA SEPARACIÓN MÍNIMA ENTRE LOS CABLES DE POTENCIA-F.O. Y LAS PAREDES LATERALES DE LA ZANJA SERÁ DE 100 mm.
7. PLACA DE PROTECCIÓN MECÁNICA PARA CANALIZACIONES DE M.T., DISEÑADA PARA LA PROTECCIÓN Y SEÑALIZACIÓN CONTINUA, MIN. 250 mm. DE ANCHO POR PLACA DE COLOR AMARILLO Y CON TEXTO IMPRESO DE ADVERTENCIA DE RIESGO ELÉCTRICO, FABRICADA CON RESPECTO A LA NORMA ESPAÑOLA RU0206B, FABRICADA EN PEAD O PP, LIBRE DE HALÓGENOS, EXENTA DE METALES PESADOS Y ESTABLE A LA RADIACIÓN U.V., CON UNA RESISTENCIA A LA TRACCIÓN MIN. DE 10 daN Y UNA RESISTENCIA MIN. A IMPACTO DE 50 JULIOS.
8. LOS HITOS IRÁN SITUADOS CADA 50 m. EN LOS CAMBIOS DE DIRECCIÓN DE LAS ZANJAS Y MARCANDO LOS EMPALMES.
9. (**) EL DIÁMETRO DEL TUBO SE PARTICULARIZARÁ EN CADA CASO EN FUNCIÓN DE LA AGRUPACIÓN DE CABLES A INSTALAR EN CADA ZANJA Y SU SECCIÓN, SIGUIENDO LAS INDICACIONES DEL FABRICANTE DEL CABLE, SIEMPRE CON EL OBJETO DE REALIZAR LA INSTALACIÓN TANTO TÉCNICA COMO ECONÓMICAMENTE JUSTIFICADA.
10. (***) LA SECCIÓN DEL CABLE DE CU SE PARTICULARIZARÁ EN CADA CASO, SIEMPRE CON EL OBJETO DE REALIZAR LA INSTALACIÓN TANTO TÉCNICA COMO ECONÓMICAMENTE JUSTIFICADA.

EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	
01	CURSO 2024-2025					ADENDA

TITULO PROYECTO:

PLANTA FOTOVOLTAICA GUADIANA I

TITULO PLANO:

DETALLES ZANJAS MT
SECCIONES EJEMPLO REFORZADAS BAJO VIAL

Universidad Europea

ESCALA: S/E

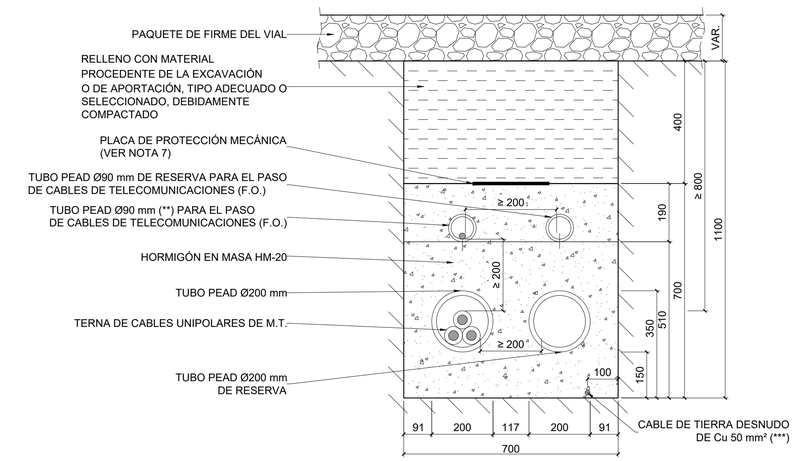
PLANO: DETALLE ZANJA

FECHA: CURSO 2024-2025

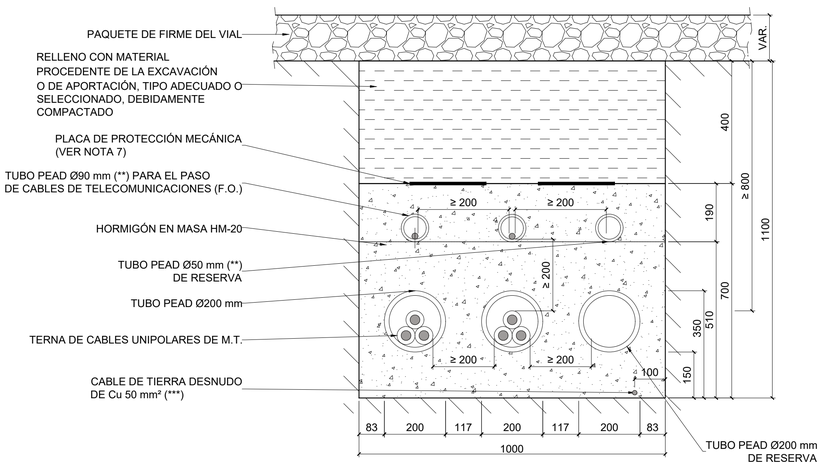
HOJA 1 SIGUE 2

DIN-A1

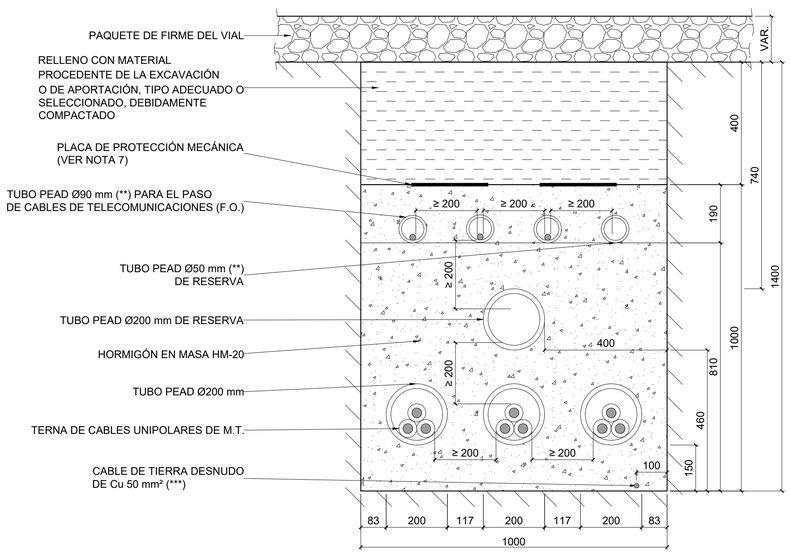
ZANJA TIPO Z-1a-PV



ZANJA TIPO Z-2b-PV



ZANJA TIPO Z-3b-PV



NOTAS.-

1. COTAS EN MILÍMETROS, SALVO DONDE SE INDIQUE LO CONTRARIO.
2. EN LAS AGRUPACIONES DE LOS CABLES DE M.T. DESDE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN HASTA SUBESTACIÓN Y ENTRE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, SE TENDRÁN EN CUENTA LOS COEFICIENTES DE AGRUPACIÓN PARA EL CÁLCULO DEL CABLE, RESPETANDO LAS DISTANCIAS ENTRE TERNAS DE CABLES PARA EVITAR SECCIONES QUE SEAN DEMASIADO ELEVADAS, SIEMPRE CON OBJETO DE REALIZAR LA INSTALACIÓN TANTO TÉCNICA COMO ECONÓMICAMENTE JUSTIFICADA. LA SEPARACIÓN MÍNIMA ENTRE LOS CABLES DE POTENCIA Y DE TELECOMUNICACIONES SERÁ DE 200 mm.
3. DURANTE LA FASE DE TENDIDO SE RESPETARÁN LOS RADIOS MÍNIMOS DE CURVATURA SEGÚN ESPECIFICACIONES DE CADA FABRICANTE.
4. RELLENO DE ZANJA EN TONGADAS CON UN ESPESOR MÁXIMO DE 300 mm, COMPACTADAS EN LA MEDIDA DE LO POSIBLE PARA EVITAR EL HUNDIMIENTO POSTERIOR POR ASENTAMIENTOS DEL SUELO, EL RELLENO CON MATERIAL PROCEDENTE DE EXCAVACIÓN, SIEMPRE Y CUANDO ESTA TIERRA NO CONTENGA PIEDRAS, RESTOS VEGETALES O CUALQUIER OTRO ELEMENTO O MATERIAL QUE PUEDA DAÑAR LOS CABLES, EN CUYO CASO SE DEBERÁ PROCEDER AL RELLENO MEDIANTE UN MATERIAL SELECCIONADO.
5. LAS COTAS CON *, SON VARIABLES EN FUNCIÓN DE LA SECCIÓN DE LOS CABLES DE POTENCIA. SE HA REPRESENTADO PARA UNA SECCIÓN DE 630 mm.
6. LA SEPARACIÓN MÍNIMA ENTRE LOS CABLES DE POTENCIA-F.O. Y LAS PAREDES LATERALES DE LA ZANJA SERÁ DE 100 mm.
7. PLACA DE PROTECCIÓN MECÁNICA PARA CANALIZACIONES DE M.T., DISEÑADA PARA LA PROTECCIÓN Y SEÑALIZACIÓN CONTINUA, MIN. 250 mm. DE ANCHO POR PLACA DE COLOR AMARILLO Y CON TEXTO IMPRESO DE ADVERTENCIA DE RIESGO ELÉCTRICO, FABRICADA CON RESPECTO A LA NORMA ESPAÑOLA RU0206B, FABRICADA EN PEAD O PP, LIBRE DE HALÓGENOS, EXENTA DE METALES PESADOS Y ESTABLE A LA RADIACIÓN U.V., CON UNA RESISTENCIA A LA TRACCIÓN MIN. DE 10 daN Y UNA RESISTENCIA MIN. A IMPACTO DE 50 JULIOS.
8. LOS HITOS IRÁN SITUADOS CADA 50 m. EN LOS CAMBIOS DE DIRECCIÓN DE LAS ZANJAS Y MARCANDO LOS EMPALMES.
9. (**) EL DIÁMETRO DEL TUBO SE PARTICULARIZARÁ EN CADA CASO EN FUNCIÓN DE LA AGRUPACIÓN DE CABLES A INSTALAR EN CADA ZANJA Y SU SECCIÓN, SIGUIENDO LAS INDICACIONES DEL FABRICANTE DEL CABLE, SIEMPRE CON EL OBJETO DE REALIZAR LA INSTALACIÓN TANTO TÉCNICA COMO ECONÓMICAMENTE JUSTIFICADA.
10. (***) LA SECCIÓN DEL CABLE DE CU SE PARTICULARIZARÁ EN CADA CASO, SIEMPRE CON EL OBJETO DE REALIZAR LA INSTALACIÓN TANTO TÉCNICA COMO ECONÓMICAMENTE JUSTIFICADA.

EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	
01	CURSO 2024-2025					ADENDA

TITULO PROYECTO:

PLANTA FOTOVOLTAICA GUADIANA I

TITULO PLANO:

DETALLES ZANJAS MT
SECCIONES EJEMPLO REFORZADAS BAJO VIAL

Universidad Europea

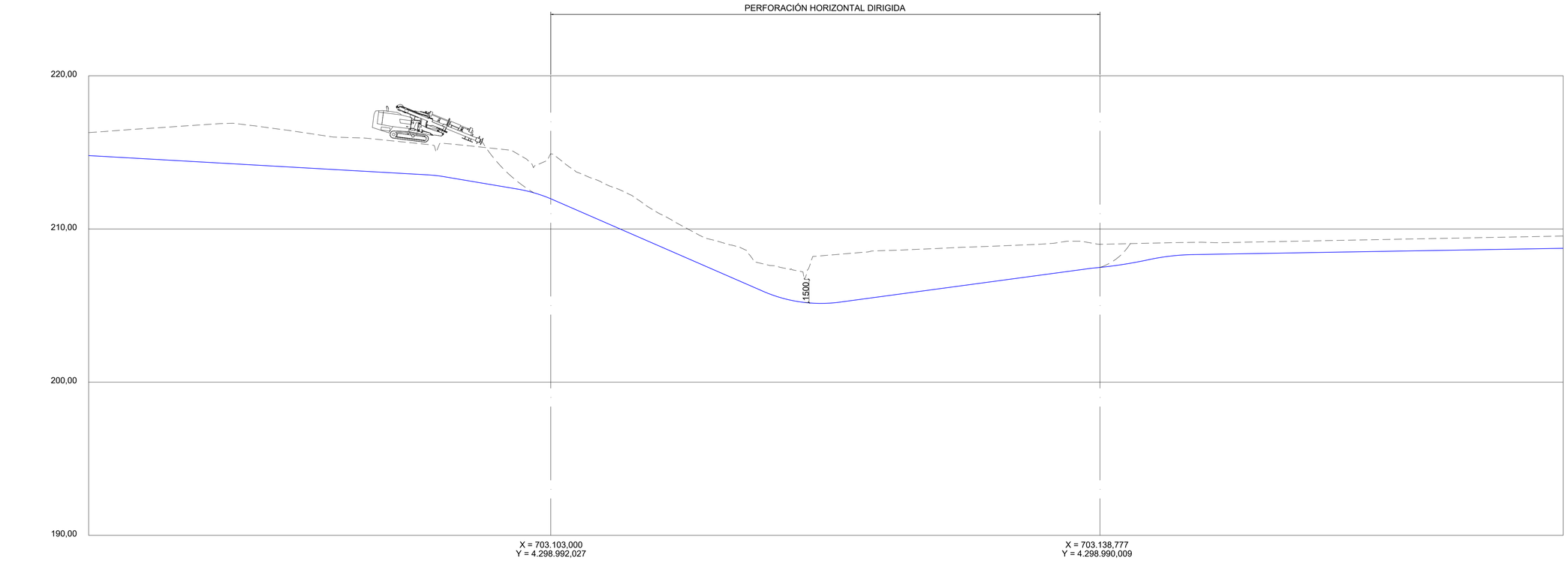
ESCALA: S/E

PLANO: DETALLE ZANJA

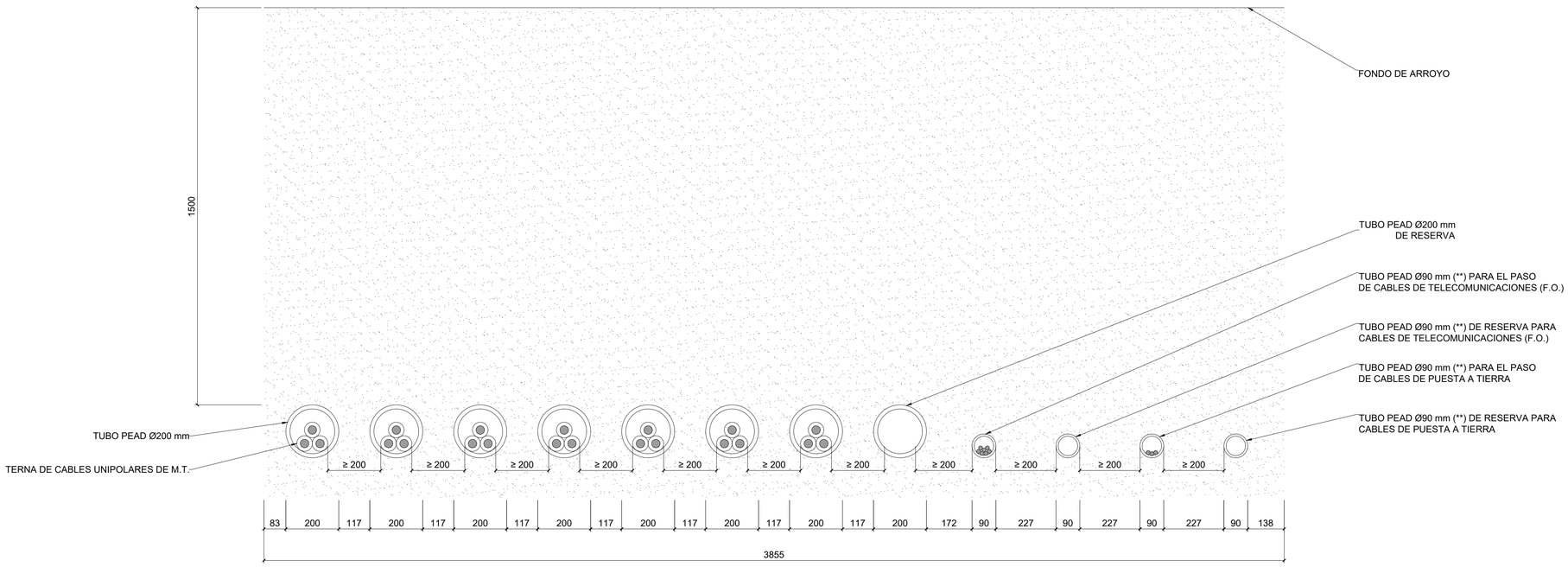
FECHA: CURSO 2024-2025

HOJA 2 SIGUE 3

DIN-A1



ESCALA 1/150



ESCALA 1/10

EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA
01	CURSO 2024-2025					ADENDA

TITULO PROYECTO:

PLANTA FOTOVOLTAICA GUADIANA I

TITULO PLANO:

DETALLES ZANJAS MT
SECCIONES EJEMPLO REFORZADAS BAJO VIAL

Universidad Europea

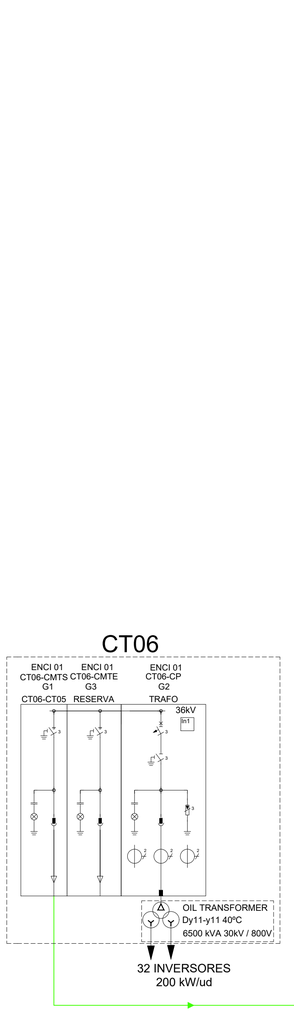
ESCALA: S/E

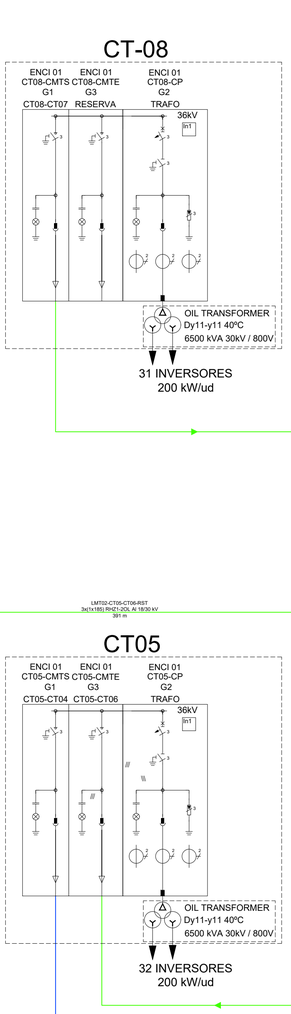
PLANO: DETALLE ZANJA

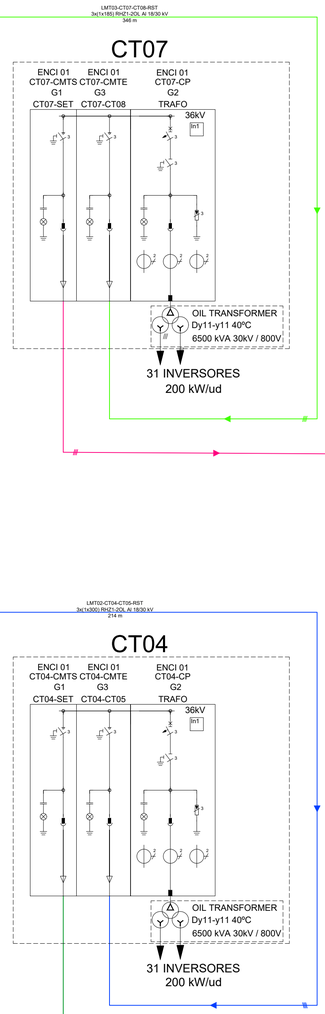
FECHA: CURSO 2024-2025

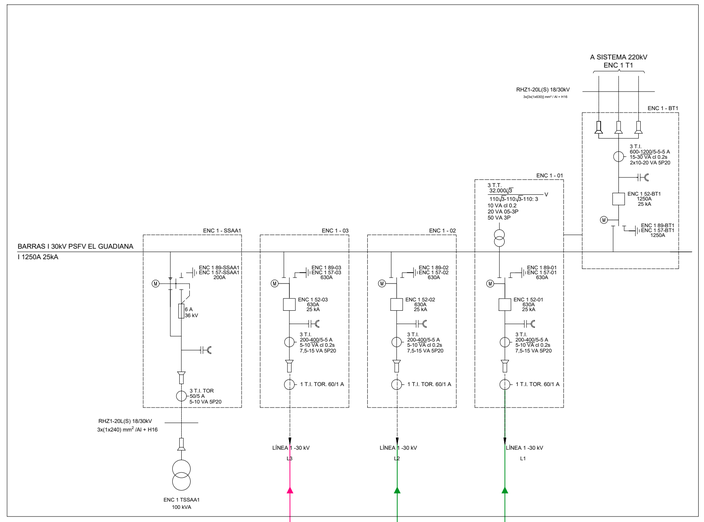
HOJA 3 SIGUE -

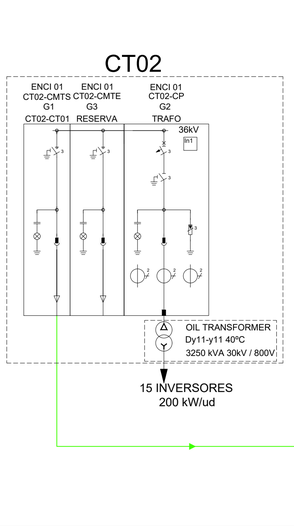
DIN-A1

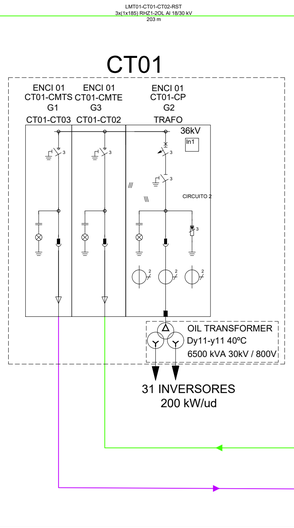


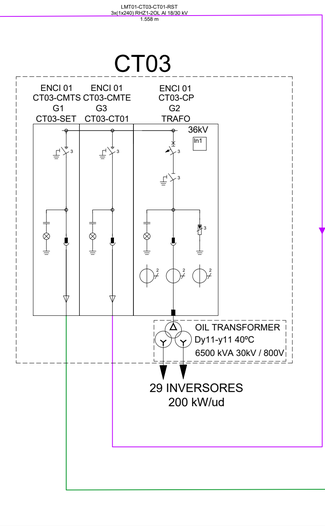


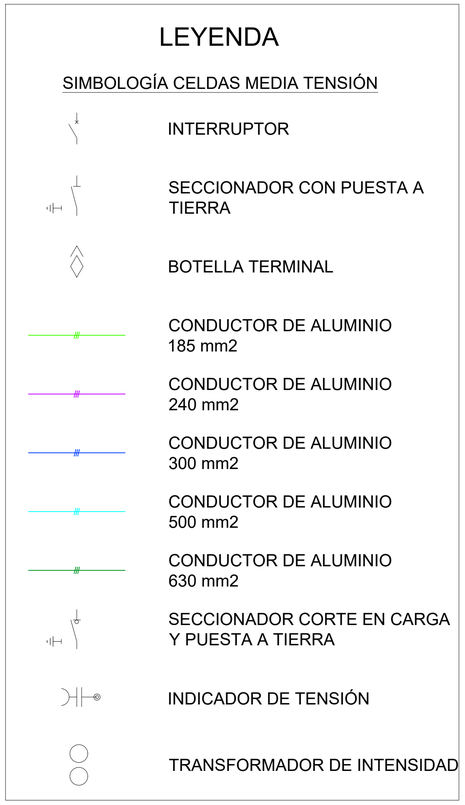












01	CURSO 2024-2025					ADENDA
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA

TITULO PROYECTO:

PLANTA FOTOVOLTAICA EL GUADIANA I

TITULO PLANO:

UNIFILAR MT

Universidad Europea

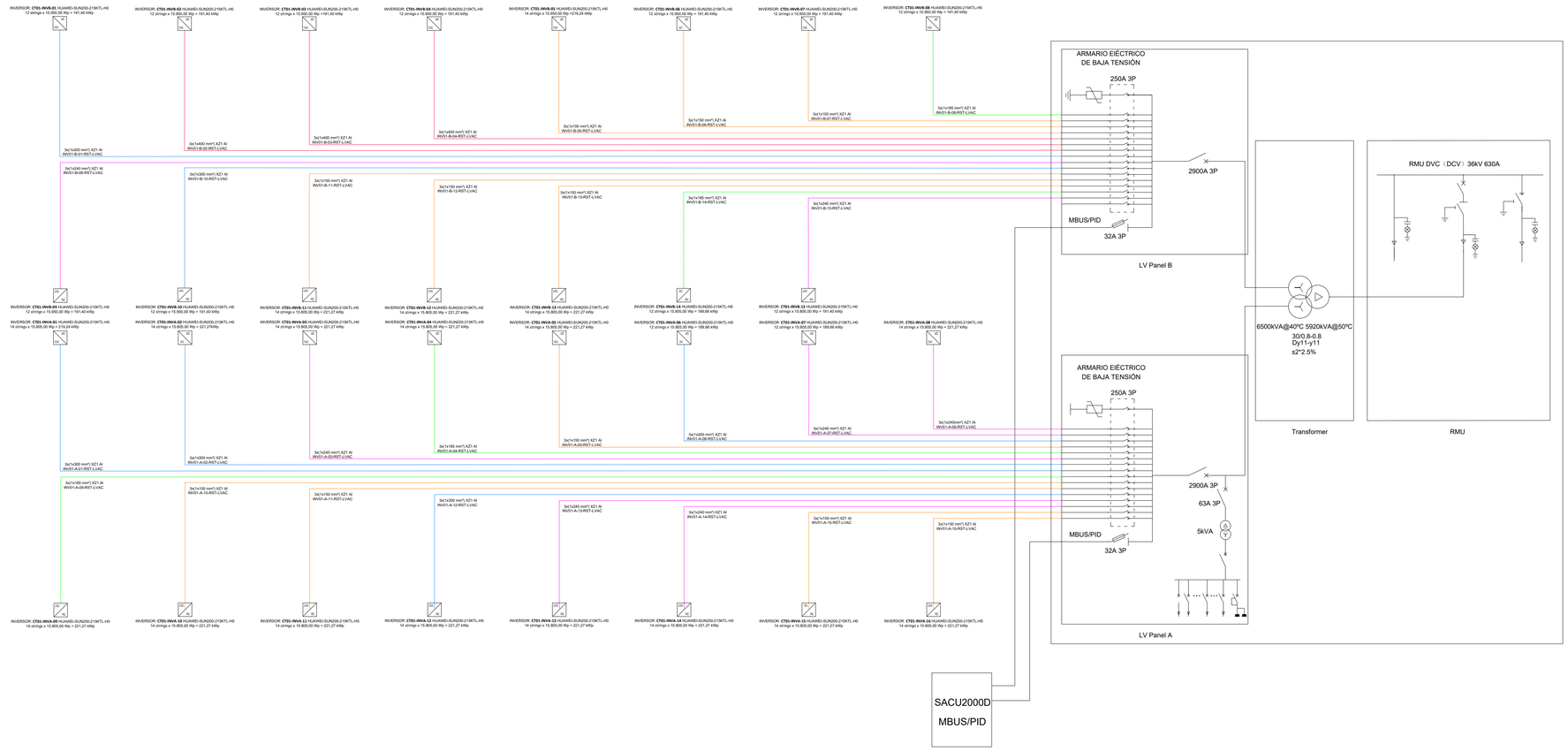
ESCALA:	S/E
PLANO:	ESQUEMA UNIFILAR
FECHA: CURSO 2024-2025	HOJA 1 SIGUE -

DIN-A1

CT-01

LEYENDA

- INVERSOR DE *STRINGS* (**CT0X.INVx.XX**)
- CONDUCTOR DE ALUMINIO
- TRANSFORMADOR DE POTENCIA
- TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES
- DESCARGADOR DE SOBRETENSIÓN
- INTERRUPTOR
- SECCIONADOR CON PUESTA A TIERRA



EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	
01	CURSO 2024-2025					ADENDA

TITULO PROYECTO:

PLANTA FOTOVOLTAICA GUADIANA I

TITULO PLANO:

UNIFILAR CA

Universidad Europea

ESCALA: S/E

PLANO: ESQUEMA UNIFILAR

FECHA: CURSO 2024-2025

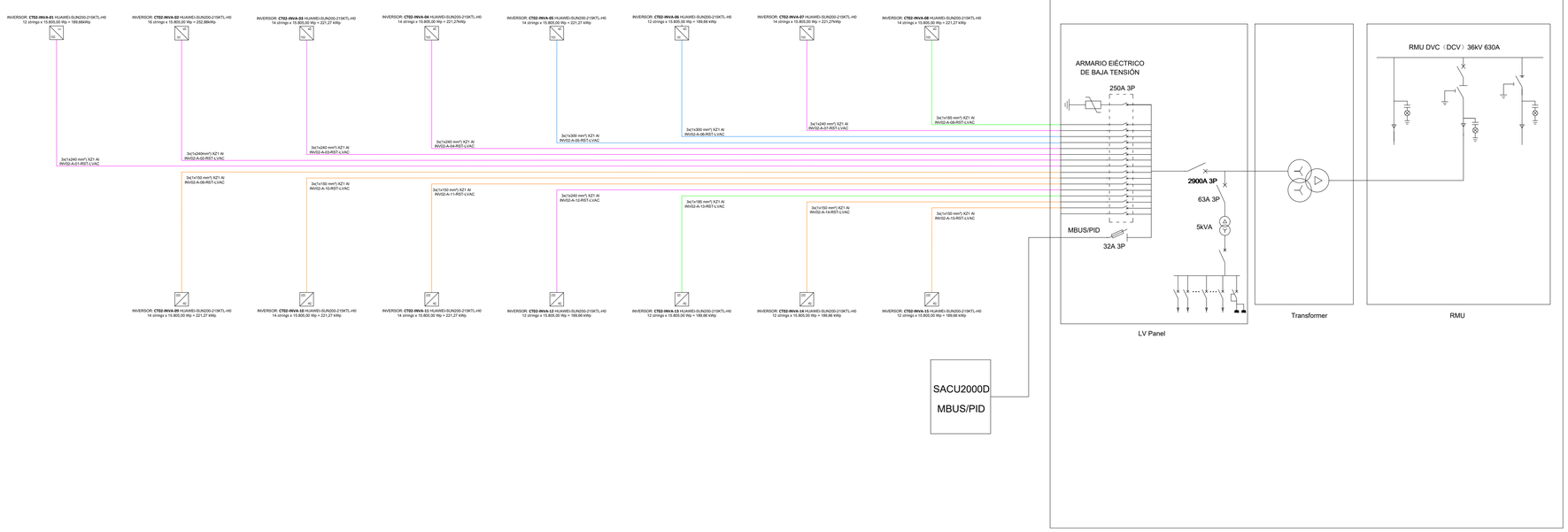
HOJA 1 SIGUE 2

DIN-A1

CT-02

LEYENDA

- INVERSOR DE *STRINGS* (**CT0X.INVx.XX**)
- CONDUCTOR DE ALUMINIO
- TRANSFORMADOR DE POTENCIA
- TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES
- DESCARGADOR DE SOBRETENSIÓN
- INTERRUPTOR
- SECCIONADOR CON PUESTA A TIERRA



01	CURSO 2024-2025					ADENDA
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA

TITULO PROYECTO:

PLANTA FOTOVOLTAICA GUADIANA I

TITULO PLANO:

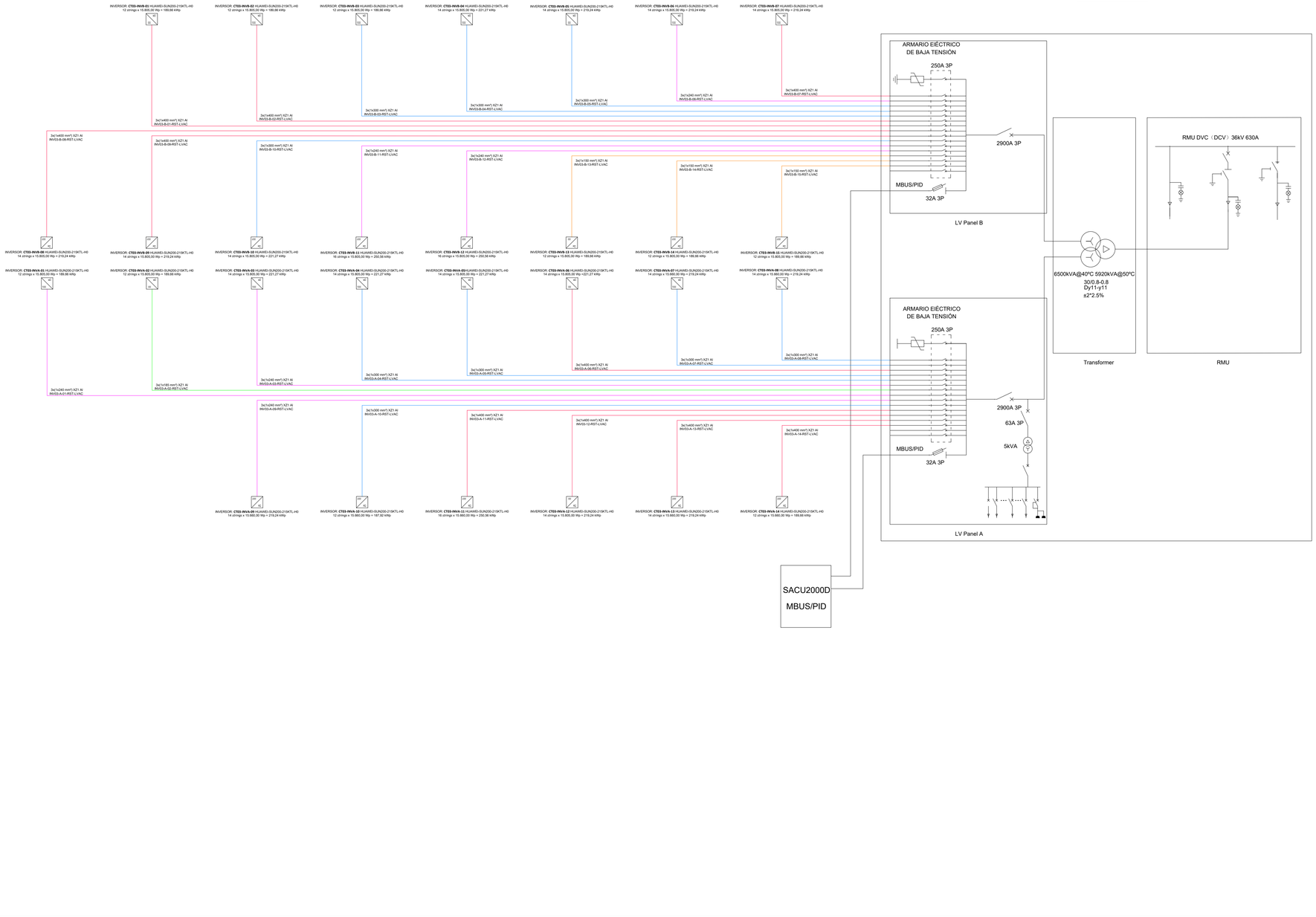
UNIFILAR CA

Universidad Europea

ESCALA:	S/E
PLANO:	ESQUEMA UNIFILAR
FECHA: CURSO 2024-2025	HOJA 2 SIGUE 3

DIN-A1

CT-03



LEYENDA

- INVERSOR DE *STRINGS* (**CT0X.INVx.XX**)
- CONDUCTOR DE ALUMINIO
- TRANSFORMADOR DE POTENCIA
- TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES
- DESCARGADOR DE SOBRETENSIÓN
- INTERRUPTOR
- SECCIONADOR CON PUESTA A TIERRA

01	CURSO 2024-2025					ADENDA
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA

TITULO PROYECTO:

PLANTA FOTOVOLTAICA GUADIANA I

TITULO PLANO:

UNIFILAR CA

Universidad Europea

ESCALA: S/E

PLANO: ESQUEMA UNIFILAR

FECHA: CURSO 2024-2025

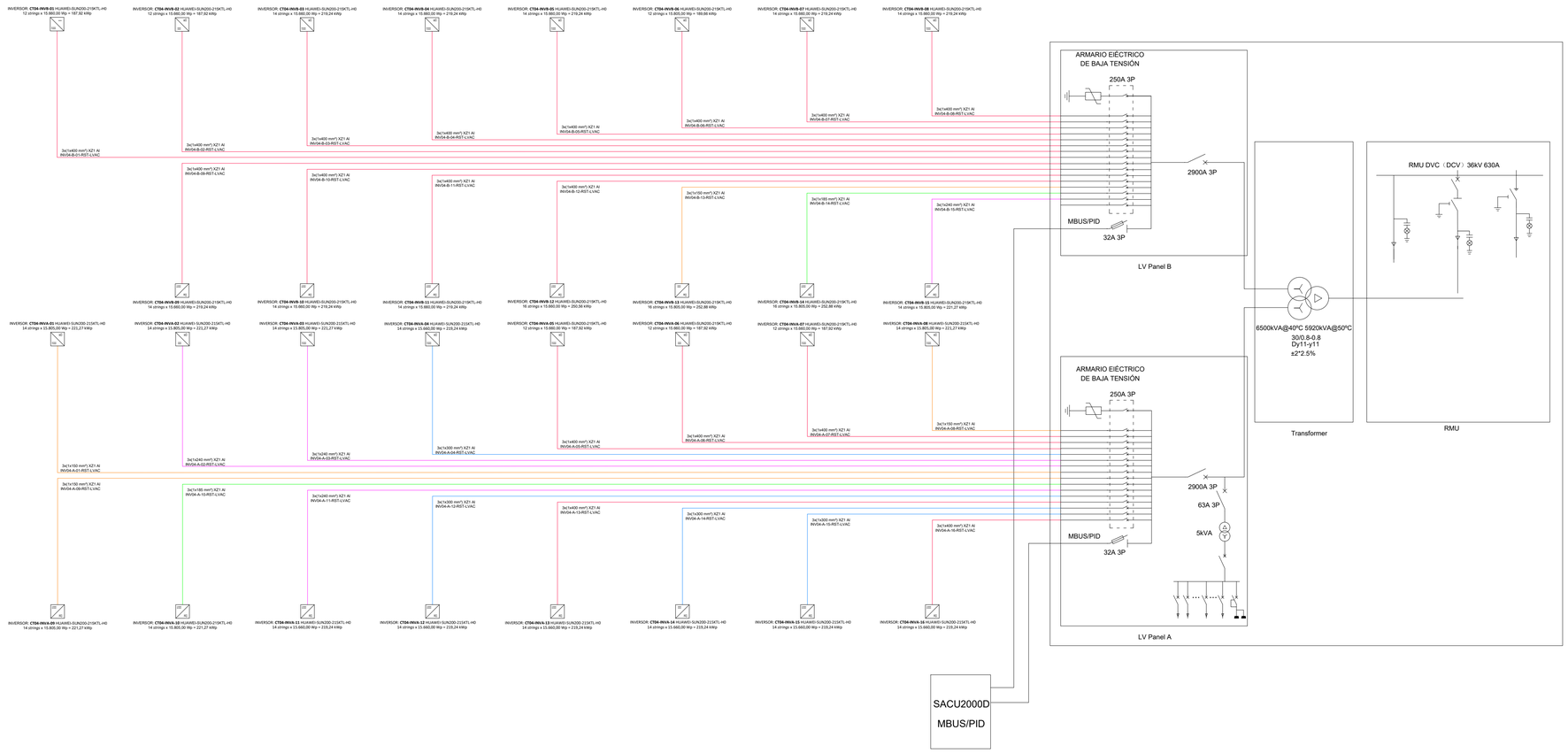
HOJA 3 SIGUE 4

DINA1

CT-04

LEYENDA

- INVERSOR DE *STRINGS* (**CT0X.INVx.XX**)
- CONDUCTOR DE ALUMINIO
- TRANSFORMADOR DE POTENCIA
- TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES
- DESCARGADOR DE SOBRETENSIÓN
- INTERRUPTOR
- SECCIONADOR CON PUESTA A TIERRA



01	CURSO 2024-2025					ADENDA
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA

TITULO PROYECTO:

PLANTA FOTOVOLTAICA GUADIANA I

TITULO PLANO:

UNIFILAR CA

Universidad Europea

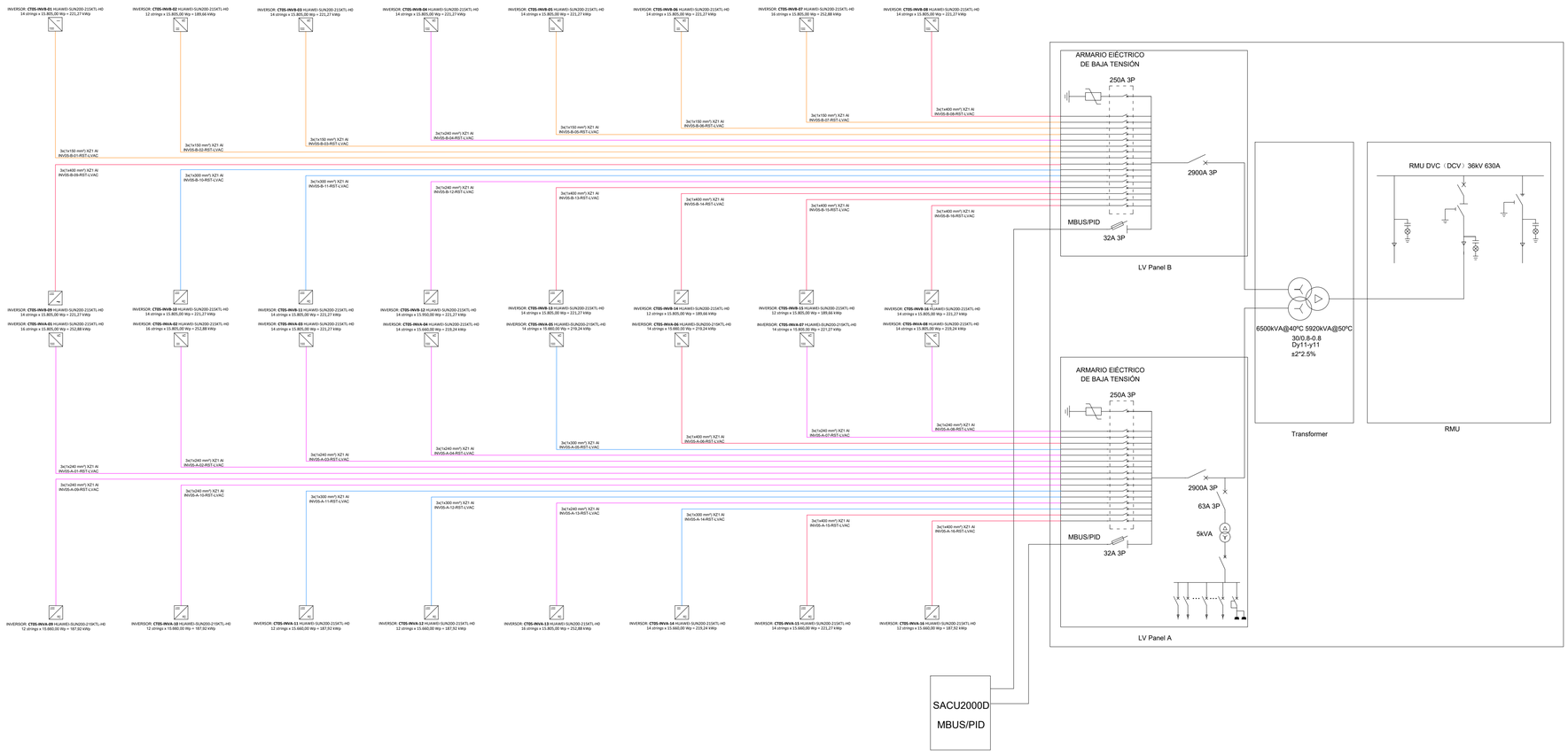
ESCALA:	S/E
PLANO:	ESQUEMA UNIFILAR
FECHA: CURSO 2024-2025	HOJA 4 SIGUE 5

DIN-A1

CT-05

LEYENDA

- INVERSOR DE *STRINGS* (**CT0X.INVx.XX**)
- CONDUCTOR DE ALUMINIO
- TRANSFORMADOR DE POTENCIA
- TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES
- DESCARGADOR DE SOBRETENSIÓN
- INTERRUPTOR
- SECCIONADOR CON PUESTA A TIERRA



01	CURSO 2024-2025					ADENDA
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA

TITULO PROYECTO:

PLANTA FOTOVOLTAICA GUADIANA I

TITULO PLANO:

UNIFILAR CA

Universidad Europea

ESCALA: S/E

PLANO: ESQUEMA UNIFILAR

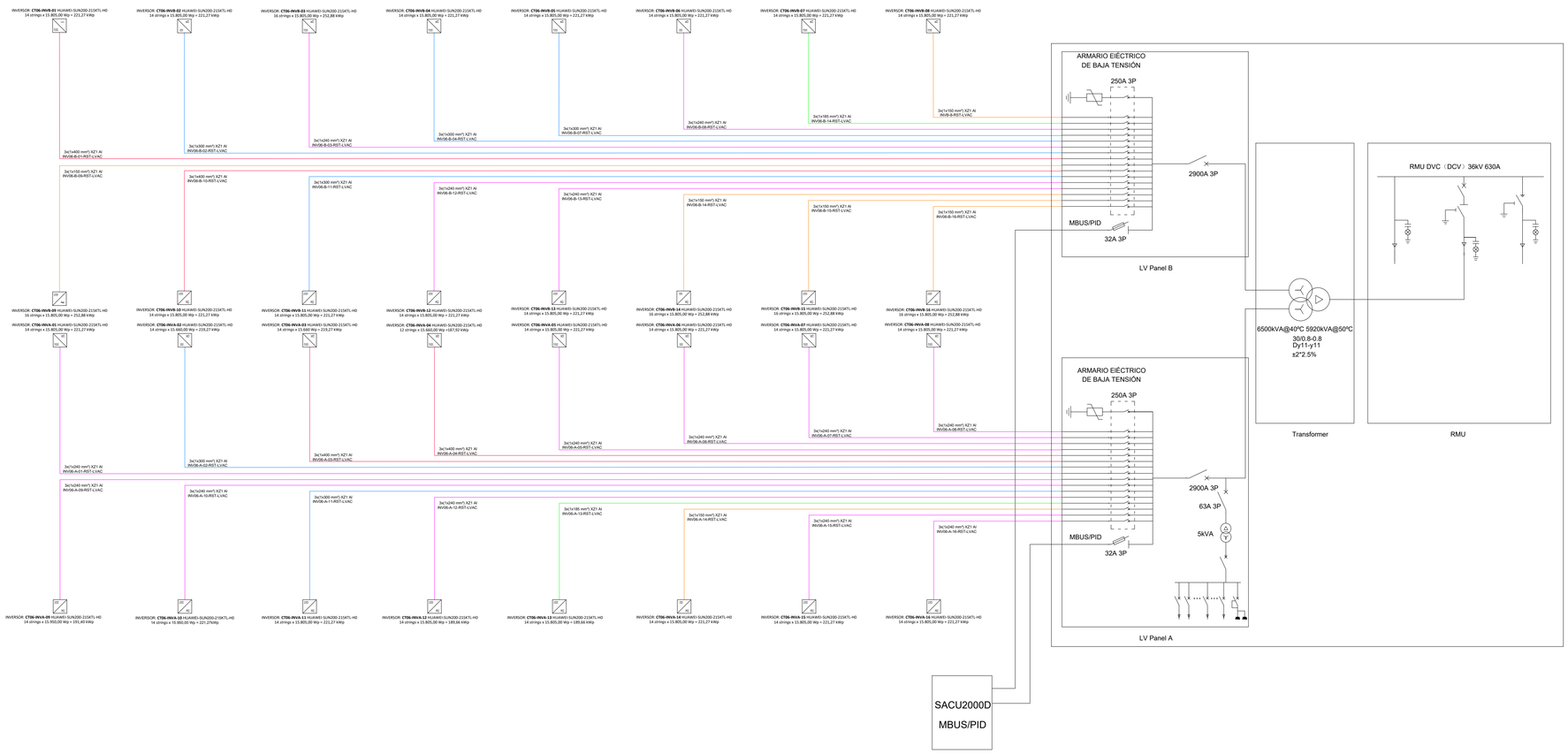
FECHA: CURSO 2024-2025 | HOJA 5 | SIGUE 6

DIN-A1

CT-06

LEYENDA

- INVERSOR DE *STRINGS* (**CT0X.INVx.XX**)
- CONDUCTOR DE ALUMINIO
- TRANSFORMADOR DE POTENCIA
- TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES
- DESCARGADOR DE SOBRETENSIÓN
- INTERRUPTOR
- SECCIONADOR CON PUESTA A TIERRA



EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	
01	CURSO 2024-2025					ADENDA

TITULO PROYECTO:

PLANTA FOTOVOLTAICA GUADIANA I

TITULO PLANO:

UNIFILAR CA

Universidad Europea

ESCALA: S/E

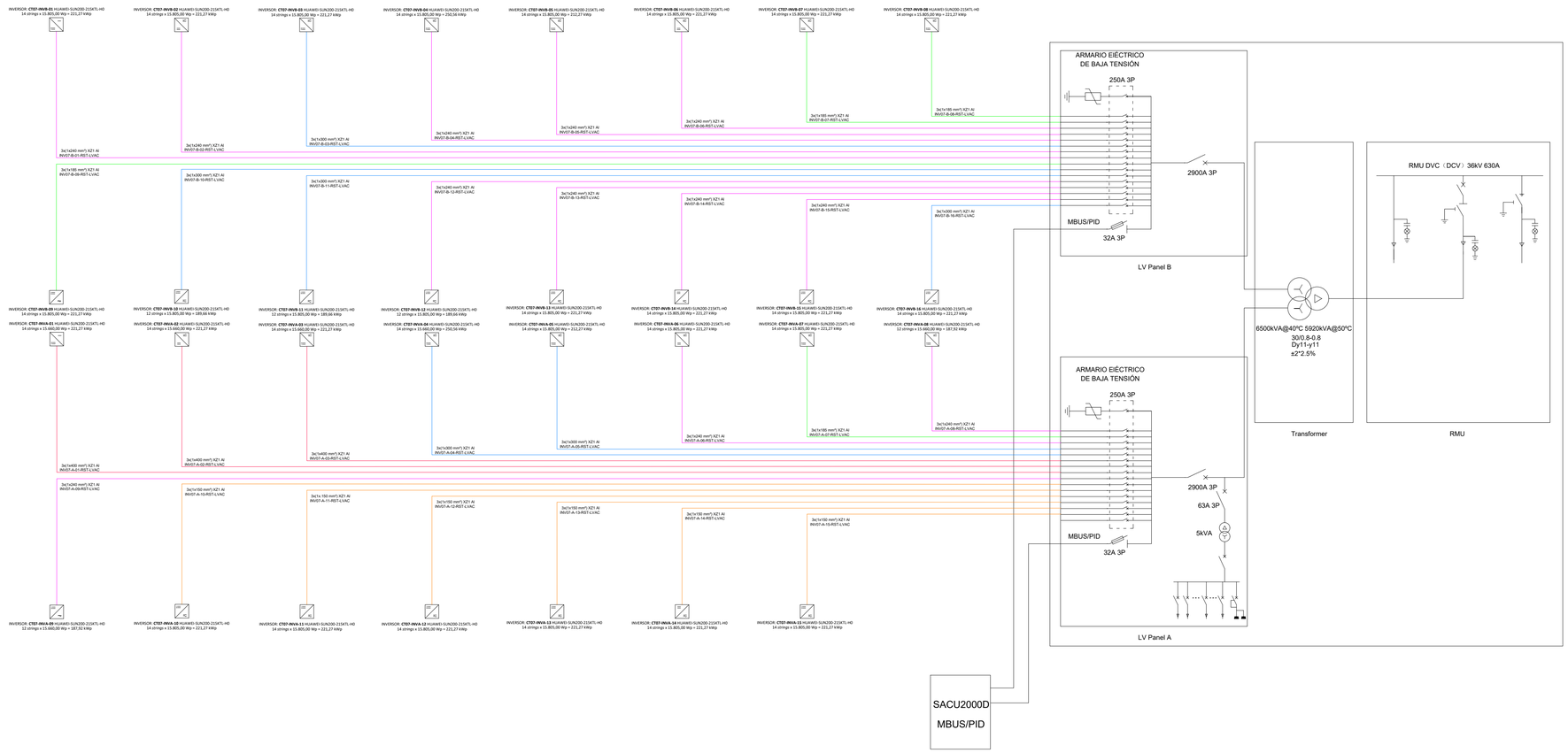
PLANO: ESQUEMA UNIFILAR

FECHA: CURSO 2024-2025

HOJA 6 SIGUE 7

DINA1

CT-07



LEYENDA

- INVERSOR DE *STRINGS* (**CT0X.INVx.XX**)
- CONDUCTOR DE ALUMINIO
- TRANSFORMADOR DE POTENCIA
- TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES
- DESCARGADOR DE SOBRETENSIÓN
- INTERRUPTOR
- SECCIONADOR CON PUESTA A TIERRA

EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	
01	CURSO 2024-2025					ADENDA

TITULO PROYECTO:

PLANTA FOTOVOLTAICA GUADIANA I

TITULO PLANO:

UNIFILAR CA

Universidad Europea

ESCALA: S/E

PLANO: ESQUEMA UNIFILAR

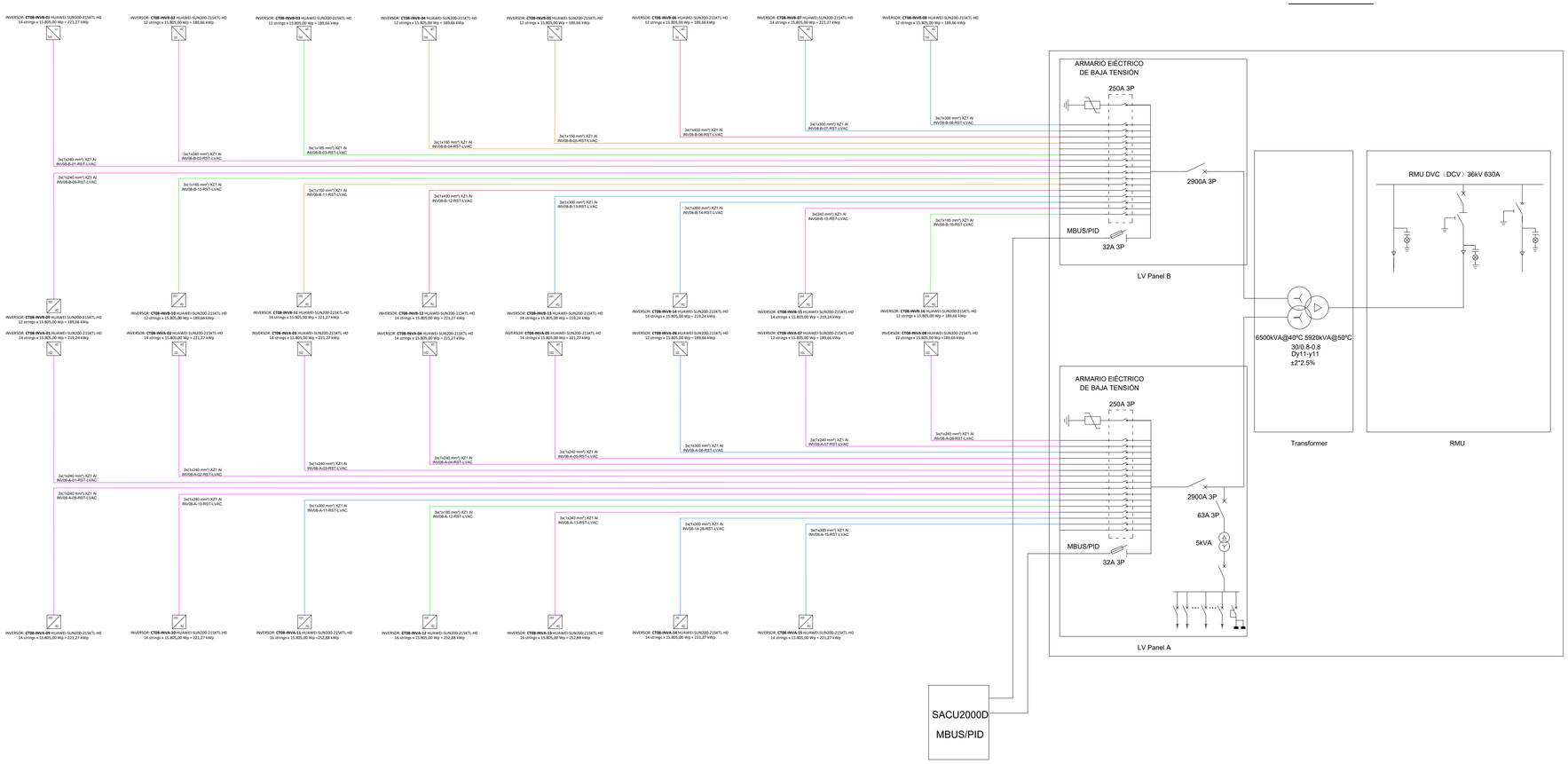
FECHA: CURSO 2024-2025 | HOJA 7 | SIGUE 8

DIN-A1

CT-08

LEYENDA

- INVERSOR DE *STRINGS* (**CT0X.INVx.XX**)
- CONDUCTOR DE ALUMINIO
- TRANSFORMADOR DE POTENCIA
- TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES
- DESCARGADOR DE SOBRETENSIÓN
- INTERRUPTOR
- SECCIONADOR CON PUESTA A TIERRA



01	CURSO 2024-2025					ADENDA
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA

TITULO PROYECTO:

PLANTA FOTOVOLTAICA GUADIANA I

TITULO PLANO:

UNIFILAR CA

Universidad Europea

ESCALA:	S/E
PLANO:	ESQUEMA UNIFILAR
FECHA: CURSO 2024-2025	HOJA 8 SIGUE -

DIN-A1

LEYENDA

- *TRACKER*
- CENTRO DE TRANSFORMACIÓN
- VALLADO
- VIAL INTERNO
- VIAL DE ACCESO
- CAMINOS (DESVÍO) EL ENCINAR
- POSICIÓN *STRING* Nº 1 *TRACKER*
- POSICIÓN *STRING* Nº 2 *TRACKER*
- CABLE *STRING* CC

LOCALIZACIÓN	BADAJOZ (BADAJOZ)
PITCH	6 m
TRACKERS 1Vx58	136
TRACKERS 2x(1Vx58)	723
POTENCIA NOMINAL DC	49.894 kWp
MÓDULOS	LONGI LR5-72HBD 540W, 545 W y 550 W
Nº DE MODULOS 540 W	26.564
Nº DE MODULOS 545 W	61.306
Nº DE MODULOS 550 W	3.886
Nº DE STRINGS	3.164
INVERSOR	HUAWEI SUN2000-215KTL
Nº DE INVERSORES	232
POTENCIA DE INVERSORES	232x 200kVA a 42ºC
Nº DE C. TRANSFORMACIÓN	8
POTENCIA TRANSFORMADORES	7x 6.500 kVA a 40 ºC, 1x 3.250 kVA a 40 ºC
POTENCIA NOMINAL AC	46.400 kVA a 40 ºC
RATIO DC/AC	1,075

INVERSOR

CTAA-INVZ-CC

- Número de inversor
- Designación cuadro LV (A o B)
- Designación de centro de transformación

STRING

CTAA-INVZ-CC-TXXX-SY

- Número de string
- Número de tracker
- Número de inversor
- Designación cuadro LV (A o B)
- Designación de centro de transformación

NOMENCLATURA

CT: Centro de Transformación
INV: Inversor
T: Tracker
S: String

NOTAS.-
1.- COTAS Y NIVELES EN mt. , EXCEPTO INDICADAS.
2.- LAS COTAS RIGEN AL DIBUJO.
3.- VERIFICAR COTAS Y NIVELES EN CAMPO.

EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA
01	CURSO 2024-2025					ADENDA

TITULO PROYECTO:

PLANTA FOTOVOLTAICA GUADIANA I

TITULO PLANO:

LAYOUT STRING CC

Universidad Europea

ESCALA: 1/5000

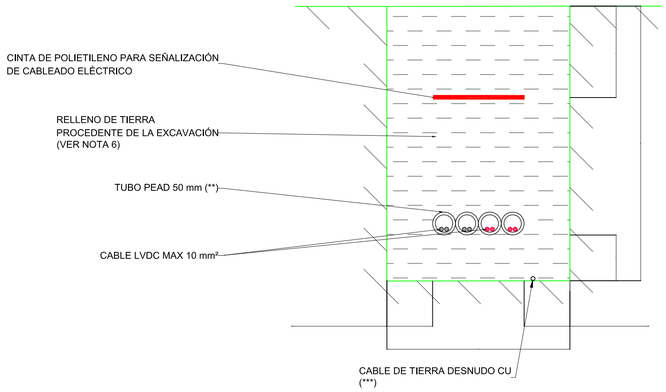
PLANO: STRING CC

FECHA: CURSO 2024-2025

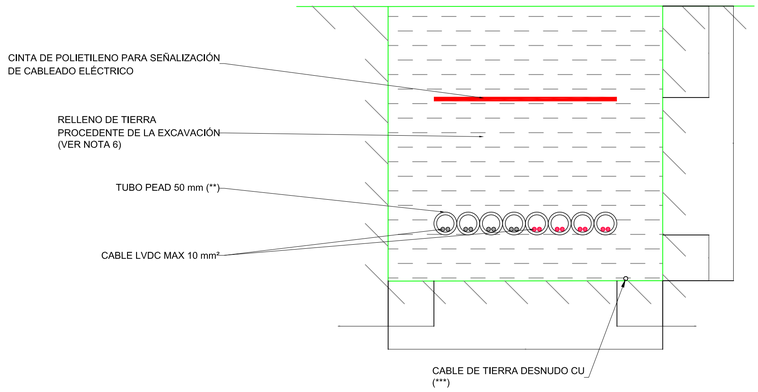
HOJA 1 SIGUE 2

DIN-A1

ZANJA TIPO CC-S
DE 1 A 16 STRINGS



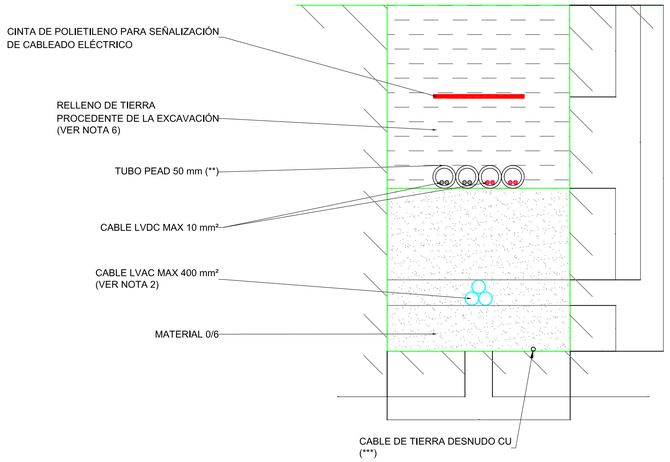
ZANJA TIPO CC-S
DE 16 A 32 STRINGS



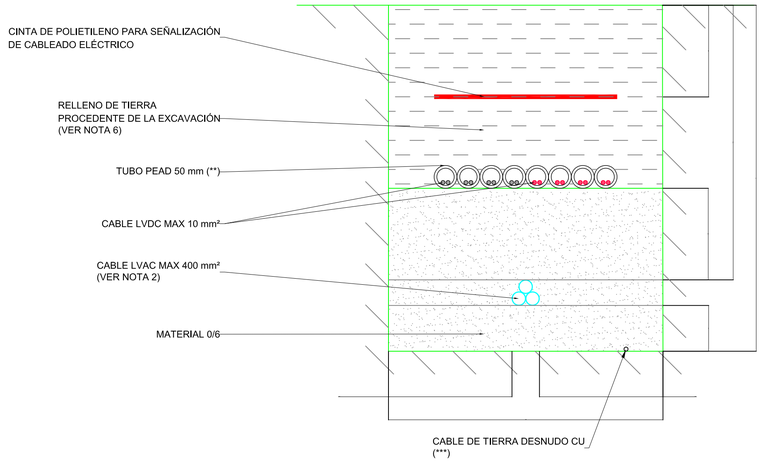
NOTAS:

1.- COTAS EN MILÍMETROS.
2.- EN LAS AGRUPACIONES DE LOS CABLES DE B.T DESDE LOS INVERSORES STRING HASTA LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, SE TENDRÁN EN CUENTA LOS COEFICIENTES DE AGRUPACIÓN PARA EL CÁLCULO DEL CABLE RESPETANDO LAS DISTANCIAS ENTRE TERNAS DE CABLES PARA EVITAR SECCIONES QUE SEAN DEMASIADO ELEVADAS, SIEMPRE CON OBJETO DE REALIZAR LA INSTALACIÓN TANTO TÉCNICA COMO ECONÓMICAMENTE JUSTIFICADAS.
3.- LA SEPARACIÓN MÍNIMA ENTRE LOS CABLES DE POTENCIA Y DE COMUNICACIONES SERÁ DE 200 MM, CUANDO EL CABLEADO ESTÉ DIRECTAMENTE ENTERRADO.
4.- DURANTE LA FASE DE TENDIDO SE RESPETARÁN LOS RADIOS MÍNIMOS DE CURVATURA SEGÚN ESPECIFICACIONES DE FABRICANTE, CUANDO EL CABLEADO ESTÉ DIRECTAMENTE ENTERRADO.
5.- LA SEPARACIÓN MÍNIMA ENTRE LOS CABLES Y EL LÍMITE HORIZONTAL DE LA ZANJA SERÁ DE MÍNIMO 100 MM.
6.- RELLENO DE ZANJA CON MATERIAL PROCEDENTE DE EXCAVACIÓN, SIEMPRE Y CUANDO ESTA TIERRA NO CONTENGA PIEDRAS, RESTOS VEGETALES O CUALQUIER OTRO ELEMENTO O MATERIAL QUE PUEDA DAÑAR LOS CABLES.
7.- (**) EL DIÁMETRO DEL TUBO SE PARTICULARIZARÁ EN CADA CASO EN FUNCIÓN DE LA AGRUPACIÓN DE CABLES A INSTALAR EN CADA ZANJA Y SU SECCIÓN, SIGUIENDO LAS INDICACIONES DEL FABRICANTE DEL CABLE, SIEMPRE CON EL OBJETO DE REALIZAR LA INSTALACIÓN TANTO TÉCNICA COMO ECONÓMICAMENTE JUSTIFICADA.
8.- (***) LA SECCIÓN DEL CABLE DE CU SE PARTICULIZARÁ EN CADA CASO, SIEMPRE CON EL OBJETO DE REALIZAR LA INSTALACIÓN TANTO TÉCNICA COMO ECONÓMICAMENTE JUSTIFICADAS.
9.- LAS LONGITUDES DE LAS ZANJAS SON APROXIMADAS PUDIENDO SER PARTICULARIZADAS PARA CASO A LA HORA DE EJECUTARLAS.
10.- EL TIPO DE CABLE DE COMUNICACIÓN SERÁ PARTICULARIZADO PARA CADA EQUIPO.

ZANJA TIPO 1-S
DE 1 A 16 STRINGS



ZANJA TIPO 1-S
DE 16 A 32 STRINGS



01	CURSO 2024-2025					ADENDA
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA

TITULO PROYECTO:

PLANTA FOTOVOLTAICA GUADIANA I

TITULO PLANO:

DETALLES ZANJAS CC

Universidad Europea

ESCALA: 4:1

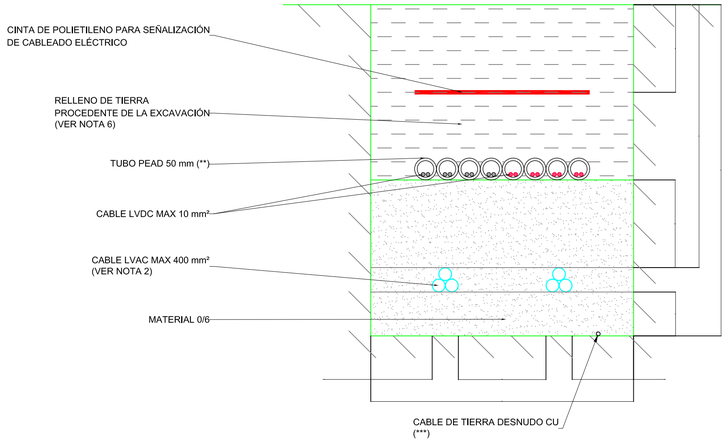
PLANO: ZANJAS STRING CC

FECHA: CURSO 2024-2025

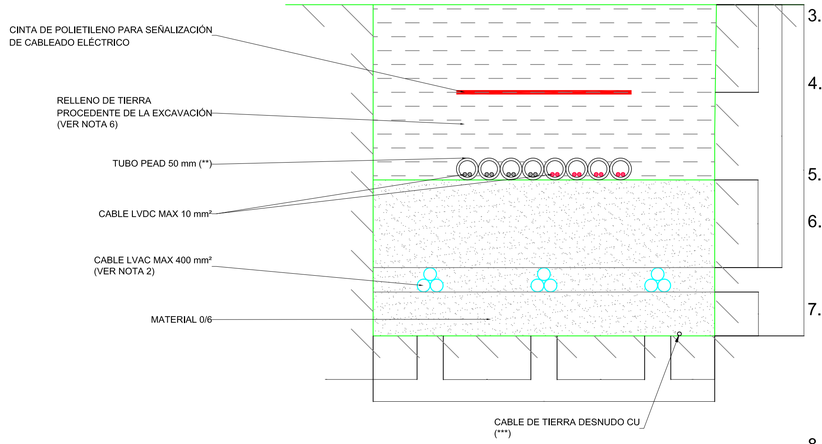
HOJA 1 SIGUE 2

DIN-A1

ZANJA TIPO BT-2-S



ZANJA TIPO BT-3-S



NOTAS:

1.- COTAS EN MILÍMETROS.

2.- EN LAS AGRUPACIONES DE LOS CABLES DE B.T DESDE LOS INVERSORES STRING HASTA LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, SE TENDRÁN EN CUENTA LOS COEFICIENTES DE AGRUPACIÓN PARA EL CÁLCULO DEL CABLE RESPETANDO LAS DISTANCIAS ENTRE TERNAS DE CABLES PARA EVITAR SECCIONES QUE SEAN DEMASIADO ELEVADAS, SIEMPRE CON OBJETO DE REALIZAR LA INSTALACIÓN TANTO TÉCNICA COMO ECONÓMICAMENTE JUSTIFICADAS.

3.- LA SEPARACIÓN MÍNIMA ENTRE LOS CABLES DE POTENCIA Y DE COMUNICACIONES SERÁ DE 200 MM, CUANDO EL CABLEADO ESTÉ DIRECTAMENTE ENTERRADO.

4.- DURANTE LA FASE DE TENDIDO SE RESPETARÁN LOS RADIOS MÍNIMOS DE CURVATURA SEGÚN ESPECIFICACIONES DE FABRICANTE, CUANDO EL CABLEADO ESTÉ DIRECTAMENTE ENTERRADO.

5.- LA SEPARACIÓN MÍNIMA ENTRE LOS CABLES Y EL LÍMITE HORIZONTAL DE LA ZANJA SERÁ DE MÍNIMO 100 MM.

6.- RELLENO DE ZANJA CON MATERIAL PROCEDENTE DE EXCAVACIÓN, SIEMPRE Y CUANDO ESTA TIERRA NO CONTENGA PIEDRAS, RESTOS VEGETALES O CUALQUIER OTRO ELEMENTO O MATERIAL QUE PUEDA DAÑAR LOS CABLES.

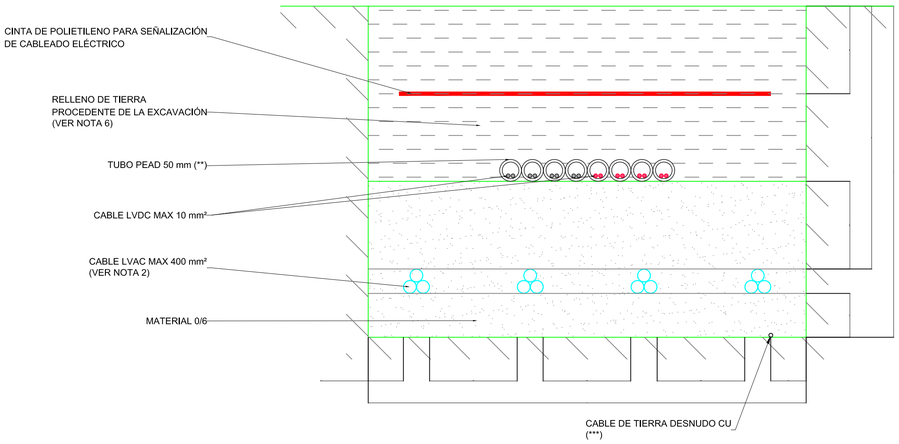
7.- (**) EL DIÁMETRO DEL TUBO SE PARTICULARIZARÁ EN CADA CASO EN FUNCIÓN DE LA AGRUPACIÓN DE CABLES A INSTALAR EN CADA ZANJA Y SU SECCIÓN, SIGUIENDO LAS INDICACIONES DEL FABRICANTE DEL CABLE, SIEMPRE CON EL OBJETO DE REALIZAR LA INSTALACIÓN TANTO TÉCNICA COMO ECONÓMICAMENTE JUSTIFICADA.

8.- (***) LA SECCIÓN DEL CABLE DE CU SE PARTICULIZARÁ EN CADA CASO, SIEMPRE CON EL OBJETO DE REALIZAR LA INSTALACIÓN TANTO TÉCNICA COMO ECONÓMICAMENTE JUSTIFICADAS.

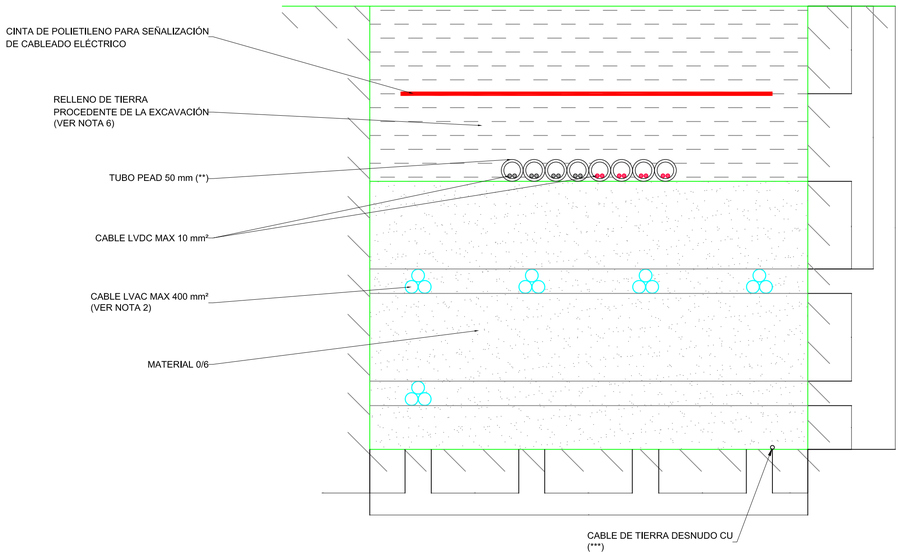
9.- LAS LONGITUDES DE LAS ZANJAS SON APROXIMADAS PUDIENDO SER PARTICULARIZADAS PARA CASO A LA HORA DE EJECUTARLAS.

10.- EL TIPO DE CABLE DE COMUNICACIÓN SERÁ PARTICULARIZADO PARA CADA EQUIPO.

ZANJA TIPO BT-4-S



ZANJA TIPO BT-5-S



EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA
01	CURSO 2024-2025					ADENDA

TITULO PROYECTO:

PLANTA FOTOVOLTAICA GUADIANA I

TITULO PLANO:

UNIFILAR CC

Universidad Europea

ESCALA: 4:1

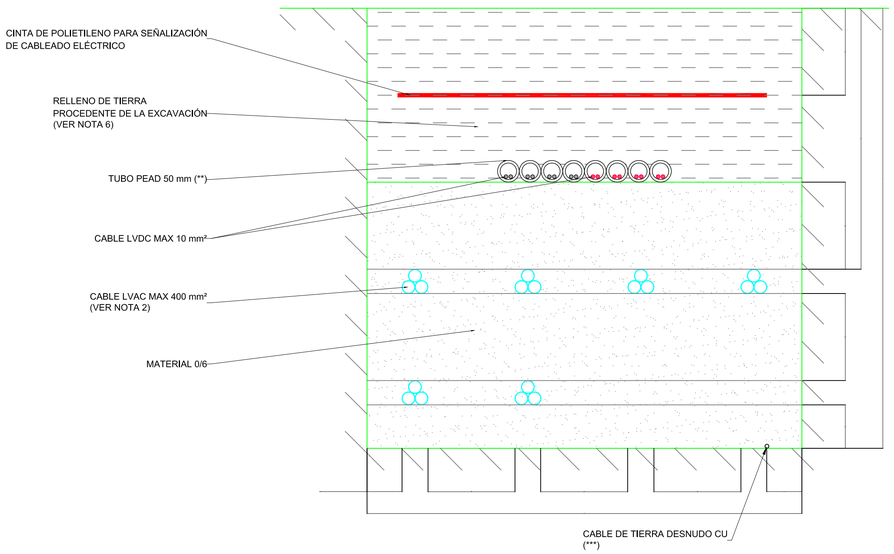
PLANO: ZANJAS STRING CC

FECHA: CURSO 2024-2025

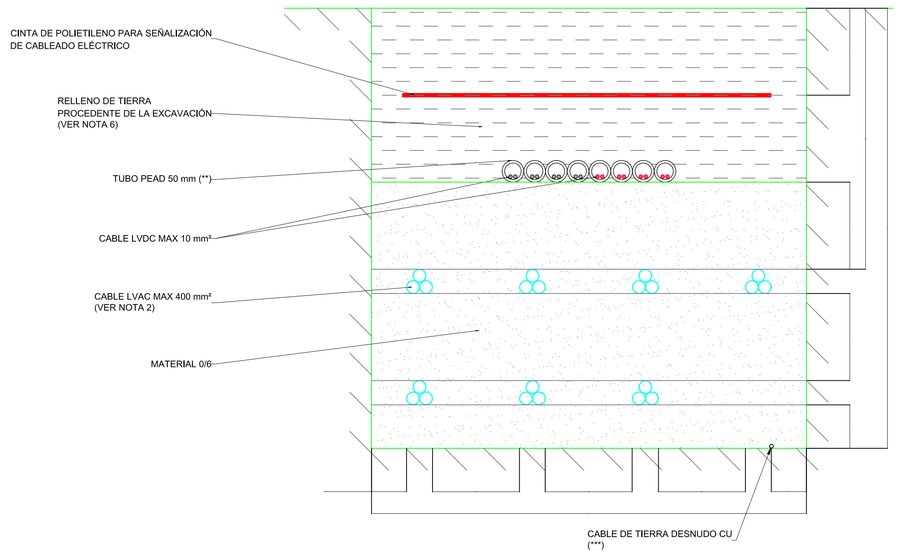
HOJA 2 SIGUE 3

DIN-A1

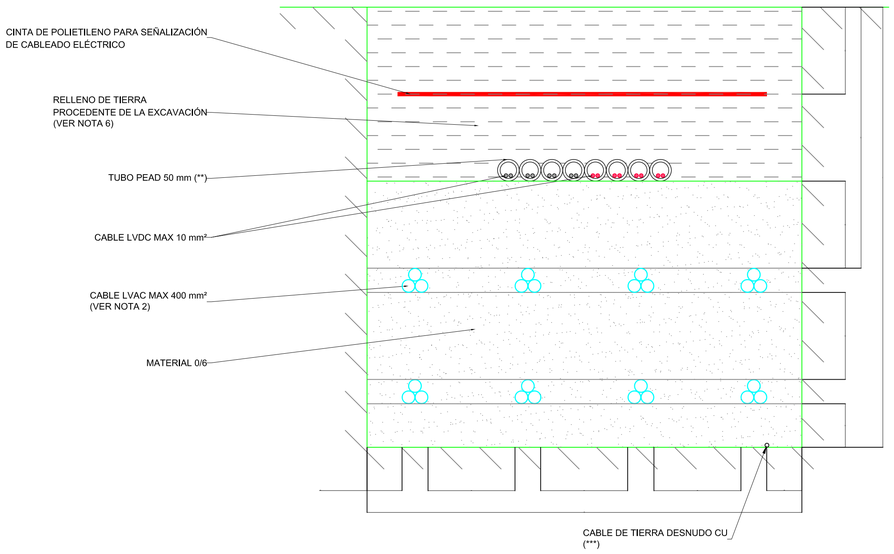
ZANJA TIPO BT-6-S



ZANJA TIPO BT-7-S



ZANJA TIPO BT-8-S



NOTAS:

1.- COTAS EN MILÍMETROS.
2.- EN LAS AGRUPACIONES DE LOS CABLES DE B.T DESDE LOS INVERSORES STRING HASTA LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, SE TENDRÁN EN CUENTA LOS COEFICIENTES DE AGRUPACIÓN PARA EL CÁLCULO DEL CABLE RESPETANDO LAS DISTANCIAS ENTRE TERNAS DE CABLES PARA EVITAR SECCIONES QUE SEAN DEMASIADO ELEVADAS, SIEMPRE CON OBJETO DE REALIZAR LA INSTALACIÓN TANTO TÉCNICA COMO ECONÓMICAMENTE JUSTIFICADAS.
3.- LA SEPARACIÓN MÍNIMA ENTRE LOS CABLES DE POTENCIA Y DE COMUNICACIONES SERÁ DE 200 MM, CUANDO EL CABLEADO ESTÉ DIRECTAMENTE ENTERRADO.
4.- DURANTE LA FASE DE TENDIDO SE RESPETARÁN LOS RADIOS MÍNIMOS DE CURVATURA SEGÚN ESPECIFICACIONES DE FABRICANTE, CUANDO EL CABLEADO ESTÉ DIRECTAMENTE ENTERRADO.
5.- LA SEPARACIÓN MÍNIMA ENTRE LOS CABLES Y EL LÍMITE HORIZONTAL DE LA ZANJA SERÁ DE MÍNIMO 100 MM.
6.- RELLENO DE ZANJA CON MATERIAL PROCEDENTE DE EXCAVACIÓN, SIEMPRE Y CUANDO ESTA TIERRA NO CONTENGA PIEDRAS, RESTOS VEGETALES O CUALQUIER OTRO ELEMENTO O MATERIAL QUE PUEDA DAÑAR LOS CABLES.
7.- (**) EL DIÁMETRO DEL TUBO SE PARTICULARIZARÁ EN CADA CASO EN FUNCIÓN DE LA AGRUPACIÓN DE CABLES A INSTALAR EN CADA ZANJA Y SU SECCIÓN, SIGUIENDO LAS INDICACIONES DEL FABRICANTE DEL CABLE, SIEMPRE CON EL OBJETO DE REALIZAR LA INSTALACIÓN TANTO TÉCNICA COMO ECONÓMICAMENTE JUSTIFICADA.
8.- (***) LA SECCIÓN DEL CABLE DE CU SE PARTICULIZARÁ EN CADA CASO, SIEMPRE CON EL OBJETO DE REALIZAR LA INSTALACIÓN TANTO TÉCNICA COMO ECONÓMICAMENTE JUSTIFICADAS.
9.- LAS LONGITUDES DE LAS ZANJAS SON APROXIMADAS PUDIENDO SER PARTICULARIZADAS PARA CASO A LA HORA DE EJECUTARLAS.
10.- EL TIPO DE CABLE DE COMUNICACIÓN SERÁ PARTICULARIZADO PARA CADA EQUIPO.

EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA
01	CURSO 2024-2025					ADENDA

TITULO PROYECTO:

PLANTA FOTOVOLTAICA GUADIANA I

TITULO PLANO:

UNIFILAR CC

Universidad Europea

ESCALA: 4:1

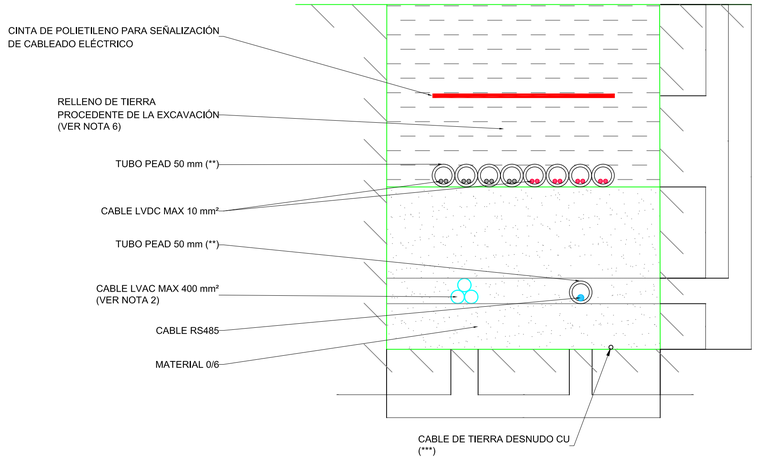
PLANO: ZANJAS STRING CC

FECHA: CURSO 2024-2025

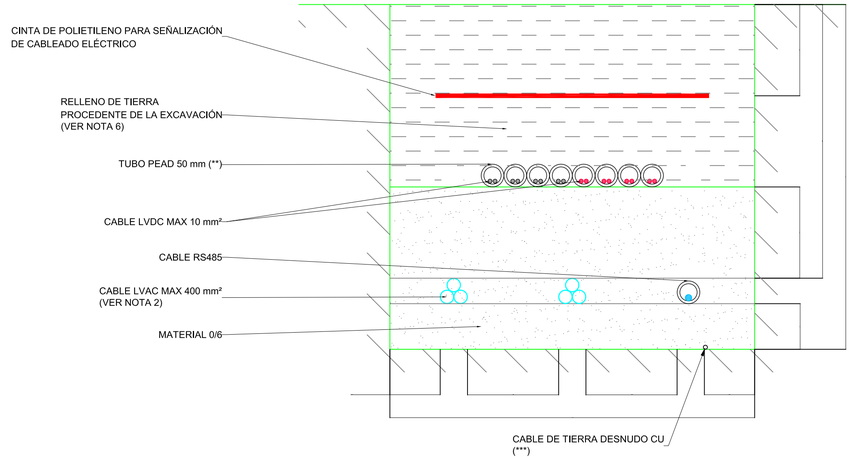
HOJA 3 SIGUE 4

DIN-A1

ZANJA TIPO BT-1-S COM



ZANJA TIPO BT-2-S COM



NOTAS:

1.- COTAS EN MILÍMETROS.

2.- EN LAS AGRUPACIONES DE LOS CABLES DE B.T DESDE LOS INVERSORES STRING HASTA LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, SE TENDRÁN EN CUENTA LOS COEFICIENTES DE AGRUPACIÓN PARA EL CÁLCULO DEL CABLE RESPETANDO LAS DISTANCIAS ENTRE TERNAS DE CABLES PARA EVITAR SECCIONES QUE SEAN DEMASIADO ELEVADAS, SIEMPRE CON OBJETO DE REALIZAR LA INSTALACIÓN TANTO TÉCNICA COMO ECONÓMICAMENTE JUSTIFICADAS.

3.- LA SEPARACIÓN MÍNIMA ENTRE LOS CABLES DE POTENCIA Y DE COMUNICACIONES SERÁ DE 200 MM, CUANDO EL CABLEADO ESTÉ DIRECTAMENTE ENTERRADO.

4.- DURANTE LA FASE DE TENDIDO SE RESPETARÁN LOS RADIOS MÍNIMOS DE CURVATURA SEGÚN ESPECIFICACIONES DE FABRICANTE, CUANDO EL CABLEADO ESTÉ DIRECTAMENTE ENTERRADO.

5.- LA SEPARACIÓN MÍNIMA ENTRE LOS CABLES Y EL LÍMITE HORIZONTAL DE LA ZANJA SERÁ DE MÍNIMO 100 MM.

6.- RELLENO DE ZANJA CON MATERIAL PROCEDENTE DE EXCAVACIÓN, SIEMPRE Y CUANDO ESTA TIERRA NO CONTENGA PIEDRAS, RESTOS VEGETALES O CUALQUIER OTRO ELEMENTO O MATERIAL QUE PUEDA DAÑAR LOS CABLES.

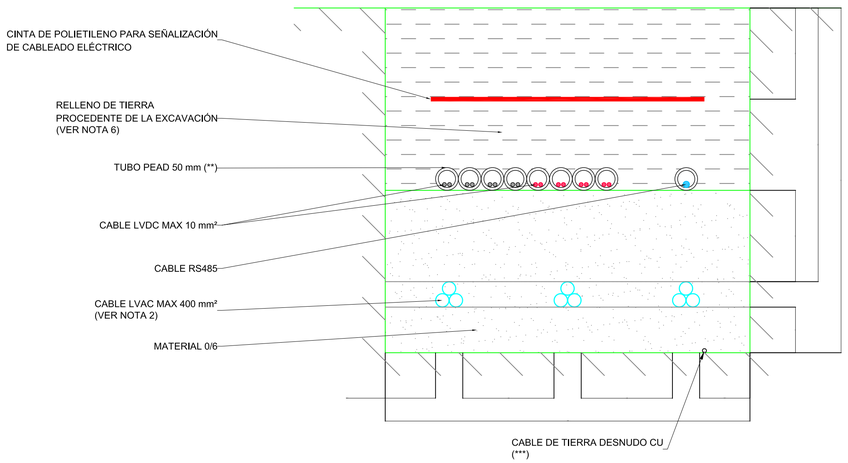
7.- (**) EL DIÁMETRO DEL TUBO SE PARTICULARIZARÁ EN CADA CASO EN FUNCIÓN DE LA AGRUPACIÓN DE CABLES A INSTALAR EN CADA ZANJA Y SU SECCIÓN, SIGUIENDO LAS INDICACIONES DEL FABRICANTE DEL CABLE, SIEMPRE CON EL OBJETO DE REALIZAR LA INSTALACIÓN TANTO TÉCNICA COMO ECONÓMICAMENTE JUSTIFICADA.

8.- (***) LA SECCIÓN DEL CABLE DE CU SE PARTICULIZARÁ EN CADA CASO, SIEMPRE CON EL OBJETO DE REALIZAR LA INSTALACIÓN TANTO TÉCNICA COMO ECONÓMICAMENTE JUSTIFICADAS.

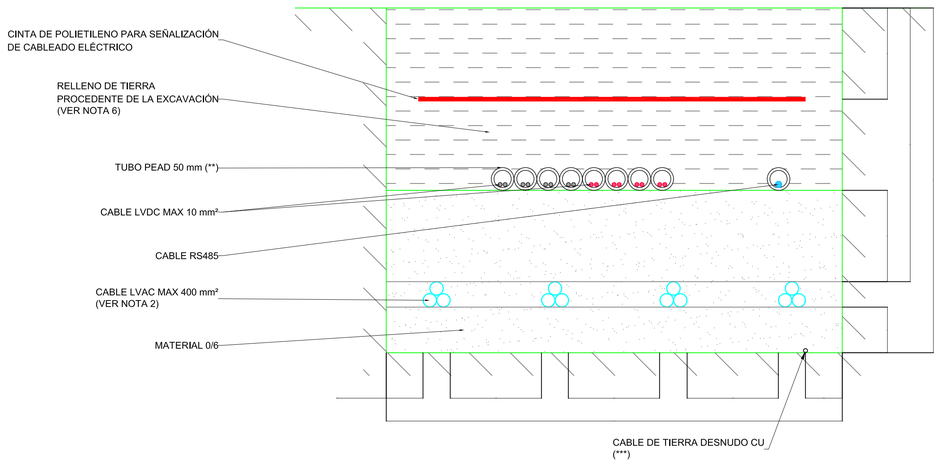
9.- LAS LONGITUDES DE LAS ZANJAS SON APROXIMADAS PUDIENDO SER PARTICULARIZADAS PARA CASO A LA HORA DE EJECUTARLAS.

10.- EL TIPO DE CABLE DE COMUNICACIÓN SERÁ PARTICULARIZADO PARA CADA EQUIPO.

ZANJA TIPO BT-3-S COM



ZANJA TIPO BT-4-S COM



EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	
01	CURSO 2024-2025					ADENDA

TITULO PROYECTO:

PLANTA FOTOVOLTAICA GUADIANA I

TITULO PLANO:

UNIFILAR CC

Universidad Europea

ESCALA: 4:1

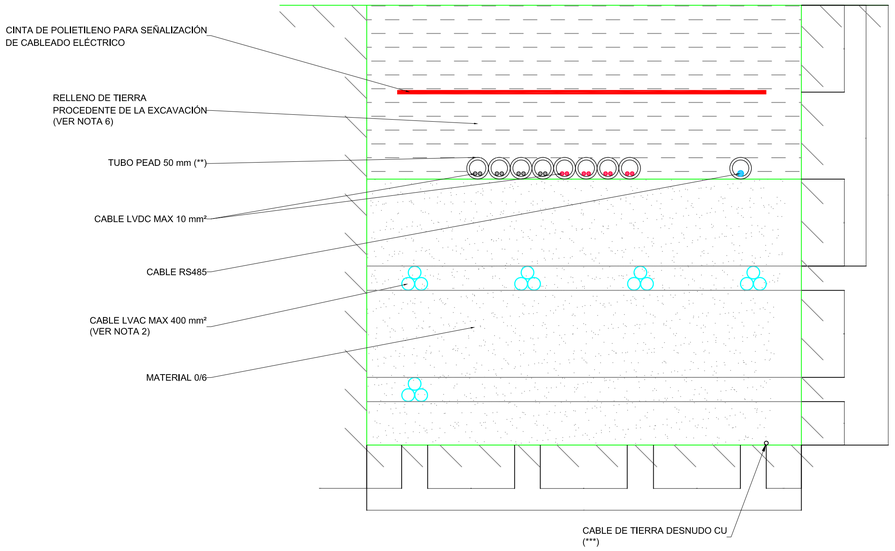
PLANO: ZANJAS STRING CC

FECHA: CURSO 2024-2025

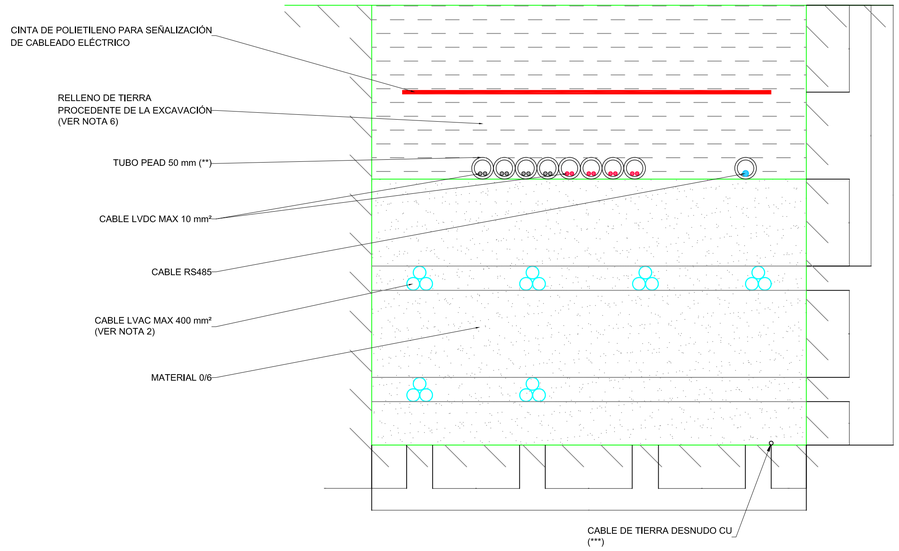
HOJA 4 SIGUE 5

DIN-A1

ZANJA TIPO BT-5-S COM



ZANJA TIPO BT-6-S COM



NOTAS:

1.- COTAS EN MILÍMETROS.

2.- EN LAS AGRUPACIONES DE LOS CABLES DE B.T DESDE LOS INVERSORES STRING HASTA LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, SE TENDRÁN EN CUENTA LOS COEFICIENTES DE AGRUPACIÓN PARA EL CÁLCULO DEL CABLE RESPETANDO LAS DISTANCIAS ENTRE TERNAS DE CABLES PARA EVITAR SECCIONES QUE SEAN DEMASIADO ELEVADAS, SIEMPRE CON OBJETO DE REALIZAR LA INSTALACIÓN TANTO TÉCNICA COMO ECONÓMICAMENTE JUSTIFICADAS.

3.- LA SEPARACIÓN MÍNIMA ENTRE LOS CABLES DE POTENCIA Y DE COMUNICACIONES SERÁ DE 200 MM, CUANDO EL CABLEADO ESTÉ DIRECTAMENTE ENTERRADO.

4.- DURANTE LA FASE DE TENDIDO SE RESPETARÁN LOS RADIOS MÍNIMOS DE CURVATURA SEGÚN ESPECIFICACIONES DE FABRICANTE, CUANDO EL CABLEADO ESTÉ DIRECTAMENTE ENTERRADO.

5.- LA SEPARACIÓN MÍNIMA ENTRE LOS CABLES Y EL LÍMITE HORIZONTAL DE LA ZANJA SERÁ DE MÍNIMO 100 MM.

6.- RELLENO DE ZANJA CON MATERIAL PROCEDENTE DE EXCAVACIÓN, SIEMPRE Y CUANDO ESTA TIERRA NO CONTENGA PIEDRAS, RESTOS VEGETALES O CUALQUIER OTRO ELEMENTO O MATERIAL QUE PUEDA DAÑAR LOS CABLES.

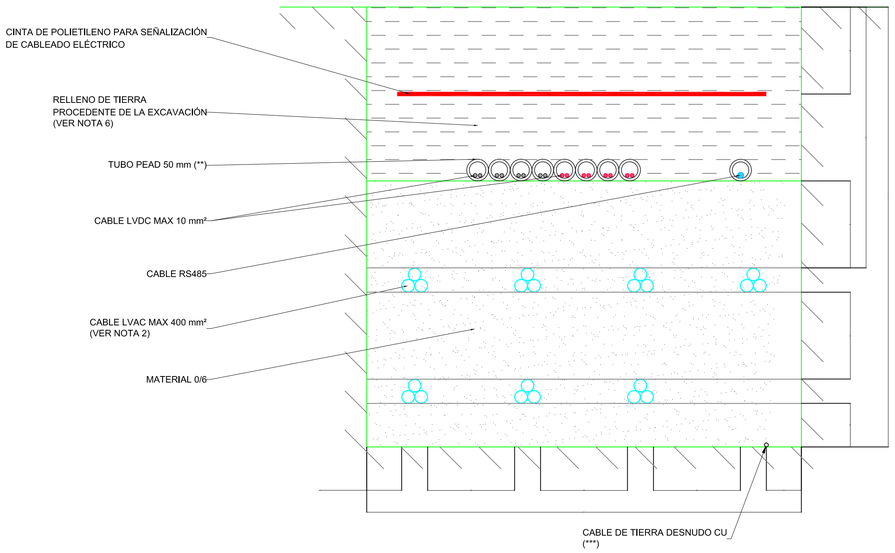
7.- (**) EL DIÁMETRO DEL TUBO SE PARTICULARIZARÁ EN CADA CASO EN FUNCIÓN DE LA AGRUPACIÓN DE CABLES A INSTALAR EN CADA ZANJA Y SU SECCIÓN, SIGUIENDO LAS INDICACIONES DEL FABRICANTE DEL CABLE, SIEMPRE CON EL OBJETO DE REALIZAR LA INSTALACIÓN TANTO TÉCNICA COMO ECONÓMICAMENTE JUSTIFICADA.

8.- (***) LA SECCIÓN DEL CABLE DE CU SE PARTICULIZARÁ EN CADA CASO, SIEMPRE CON EL OBJETO DE REALIZAR LA INSTALACIÓN TANTO TÉCNICA COMO ECONÓMICAMENTE JUSTIFICADAS.

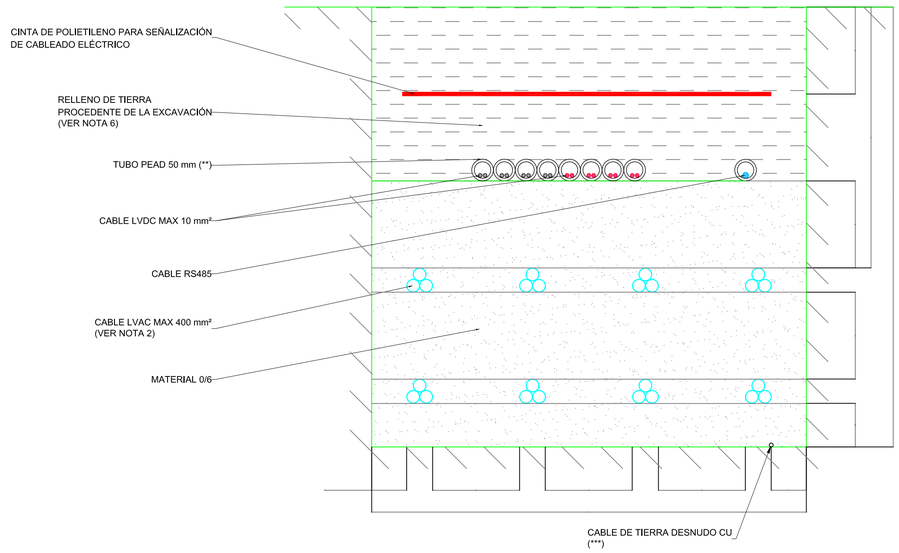
9.- LAS LONGITUDES DE LAS ZANJAS SON APROXIMADAS PUDIENDO SER PARTICULARIZADAS PARA CASO A LA HORA DE EJECUTARLAS.

10.- EL TIPO DE CABLE DE COMUNICACIÓN SERÁ PARTICULARIZADO PARA CADA EQUIPO.

ZANJA TIPO BT-7-S COM



ZANJA TIPO BT-8-S COM



EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA
01	CURSO 2024-2025					ADENDA

TITULO PROYECTO:

PLANTA FOTOVOLTAICA GUADIANA I

TITULO PLANO:

UNIFILAR CC

Universidad Europea

ESCALA: 4:1

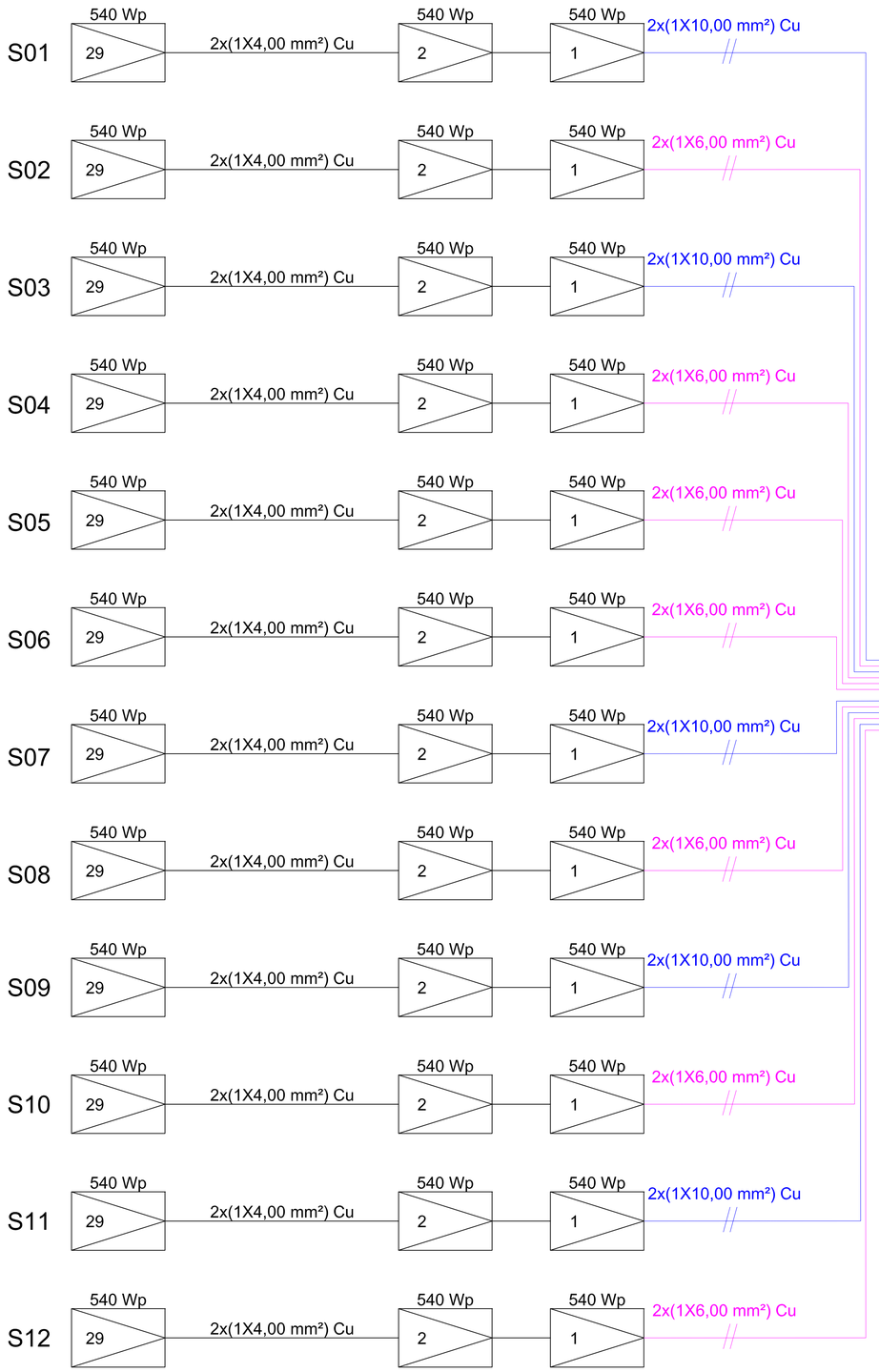
PLANO: ZANJAS STRING CC

FECHA: CURSO 2024-2025

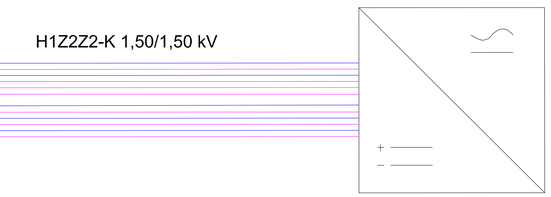
HOJA 5 SIGUE 6

DIN-A1

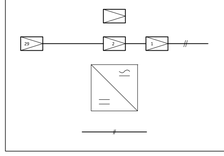
STRINGS: 29 módulos LONGI LR5-72HBD 540M
29 módulos x 540,00 Wp = 15.660,00 Wp



INVERSOR: **CT0X.INVx.XX** HUAWEI-SSUN200-215KTL-H0
12 *strings* x 15.660,00 Wp = 187,92 kWp



LEYENDA



MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO
STRING (**CT0X.INVx.XX.TX.SXX**)
INVERSOR DE *STRINGS* (**CT0X.INVx.XX**)
CONDUCTOR DE COBRE

PLANO DE REFERENCIA:
- String Inverter details

Inversores
CT03-INVA-10
CT03-INVA-14

EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	
01	CURSO 2024-2025					ADENDA

TITULO PROYECTO:
PLANTA FOTOVOLTAICA GUADIANA I

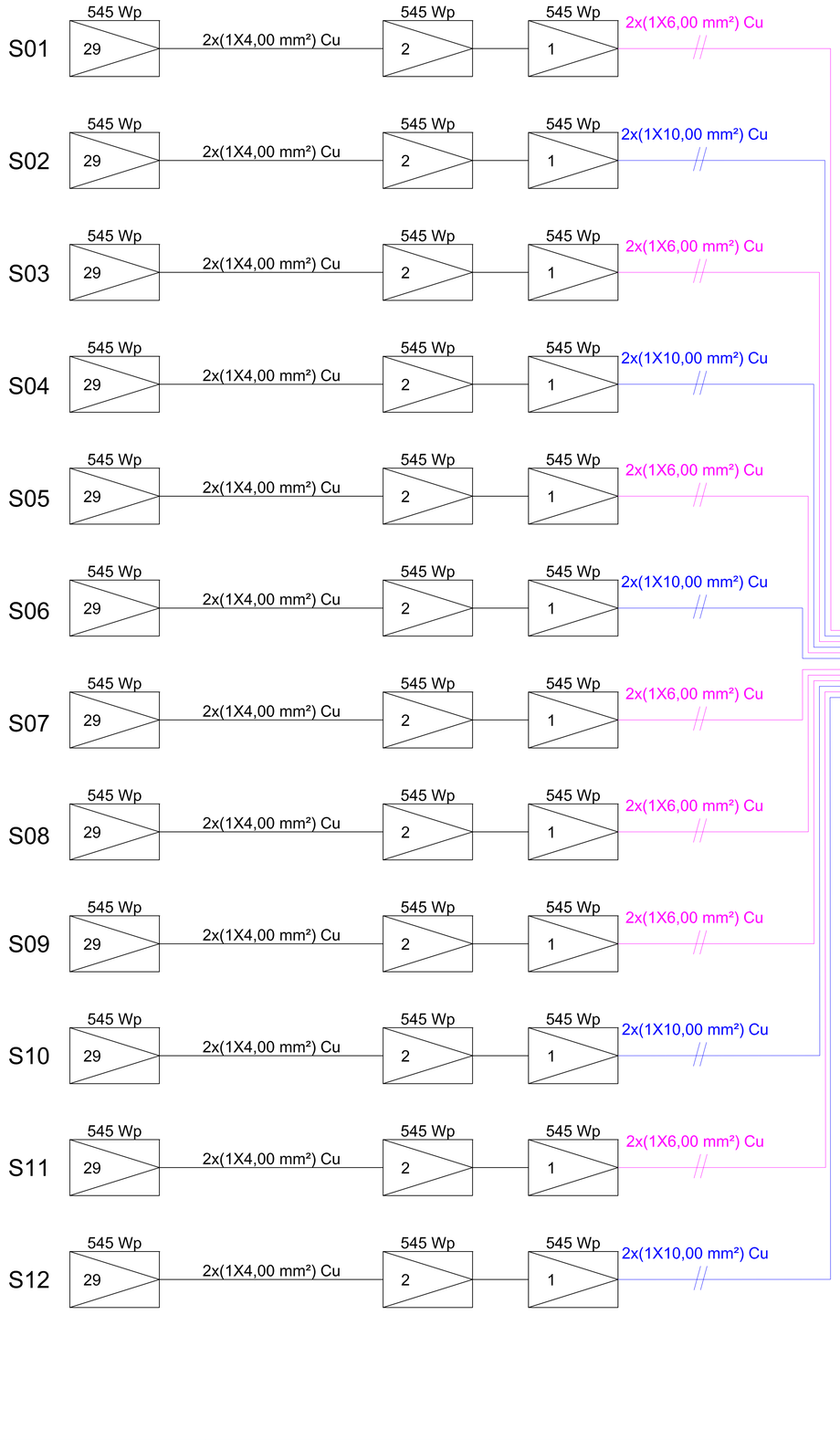
TITULO PLANO:
UNIFILAR CC

Universidad Europea

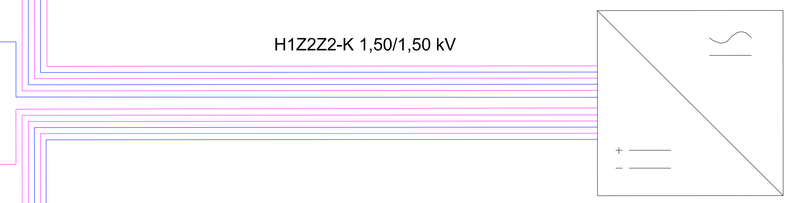
ESCALA: 4:1
PLANO: ESQUEMA UNIFILAR STRNG
FECHA: CURSO 2024-2025 | HOJA 2 | SIGUE 3

DIN-A1

STRINGS: 29 módulos LONGI LR5-72HBD 545M
29 módulos x 545,00 Wp = 15.805,00 Wp



INVERSOR: **CT0X.INVx.XX** HUAWEI-SUN2000-215KTL-H0
12 *strings* x 15.805,00 Wp = 189,66 kWp



LEYENDA

- MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO
- *STRING* (**CT0X.INVx.XX.TX.SXX**)
- INVERSOR DE *STRINGS* (**CT0X.INVx.XX**)
- CONDUCTOR DE COBRE

PLANO DE REFERENCIA:
- String Inverter details

INVERSORES
CT04-INVB-01
CT04-INVB-02

EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	
01	CURSO 2024-2025					ADENDA

TITULO PROYECTO:

PLANTA FOTOVOLTAICA GUADIANA I

TITULO PLANO:

UNIFILAR CC

Universidad Europea

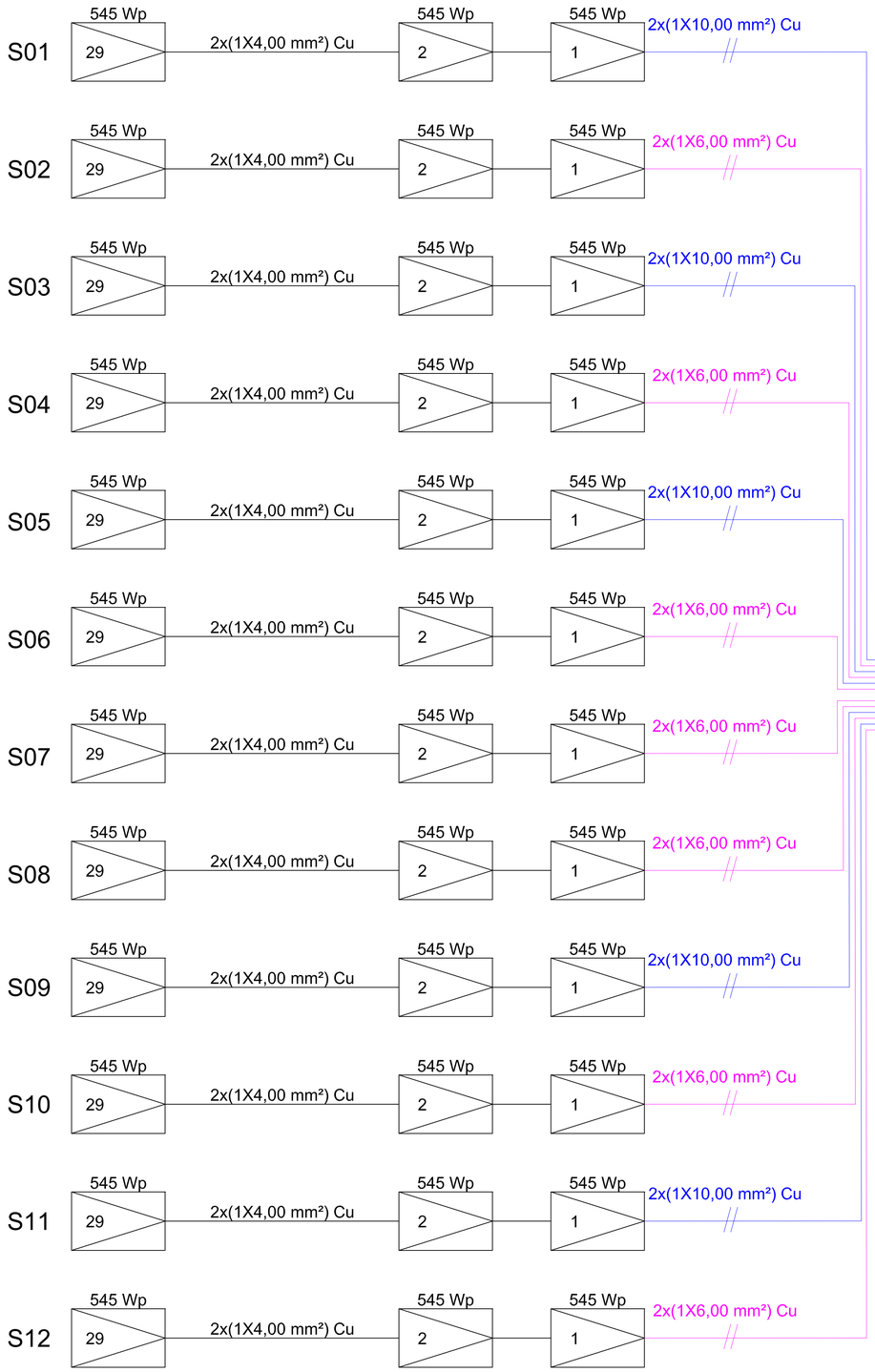
ESCALA: 4:1

PLANO: ESQUEMA UNIFILAR STRING

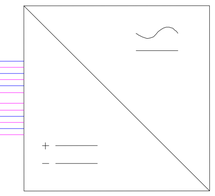
FECHA: CURSO 2024-2025 | HOJA 3 | SIGUE 4

DIN-A1

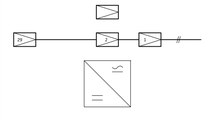
STRINGS: 29 módulos LONGI LR5-72HBD 545M
29 módulos x 545,00 Wp = 15.805,00 Wp



INVERSOR: **CT0X.INVx.XX** HUAWEI-SUN2000-215KTL-H0
12 *strings* x 15.805,00 Wp = 189,66 kWp



LEYENDA



PLANO DE REFERENCIA:
- String Inverter details

INVERSORES
CT04-INVB-06

EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	
01	CURSO 2024-2025					ADENDA

TITULO PROYECTO:
PLANTA FOTOVOLTAICA GUADIANA I

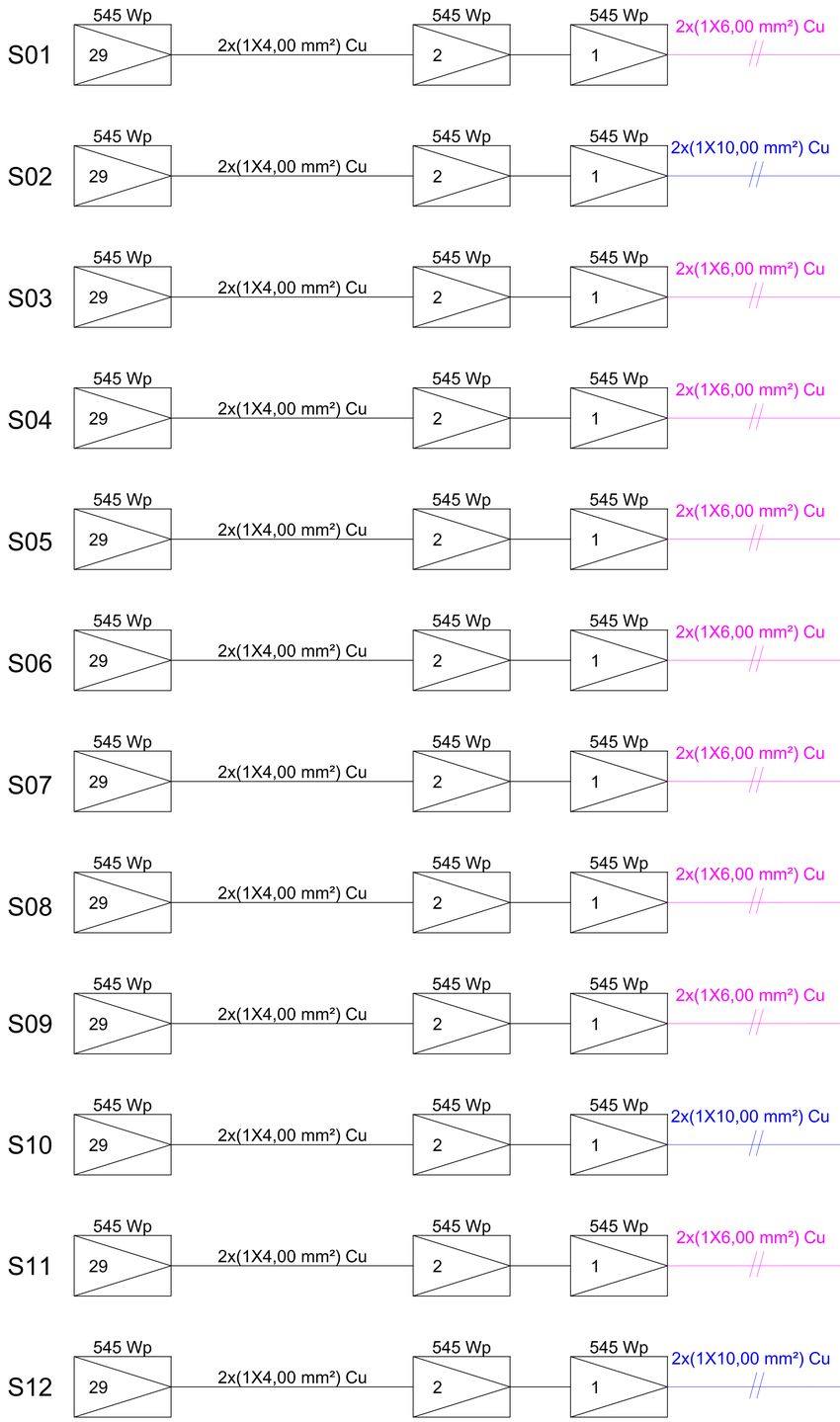
TITULO PLANO:
UNIFILAR CC

Universidad Europea

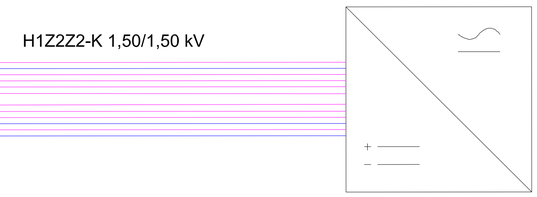
ESCALA: 4:1
PLANO: ESQUEMA UNIFILAR STRING
FECHA: CURSO 2024-2025
HOJA 4 SIGUE 5

DIN-A1

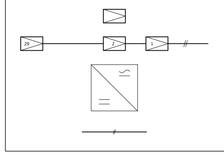
STRINGS: 29 módulos LONGI LR5-72HBD 545M
29 módulos x 545,00 Wp = 15.805,00 Wp



INVERSOR: **CT0X.INVx.XX** HUAWEI-SSUN200-215KTL-H0
12 *strings* x 15.805,00 Wp = 189,66 kWp



LEYENDA



PLANO DE REFERENCIA:
- String Inverter details

INVERSORES
CT04-INVA-05
CT04-INVA-06
CT04-INVA-07
CT05-INVA-09
CT05-INVA-10
CT05-INVA-11
CT05-INVA-12
CT06-INVA-04

EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	
01	CURSO 2024-2025					ADENDA

TITULO PROYECTO:
PLANTA FOTOVOLTAICA GUADIANA I

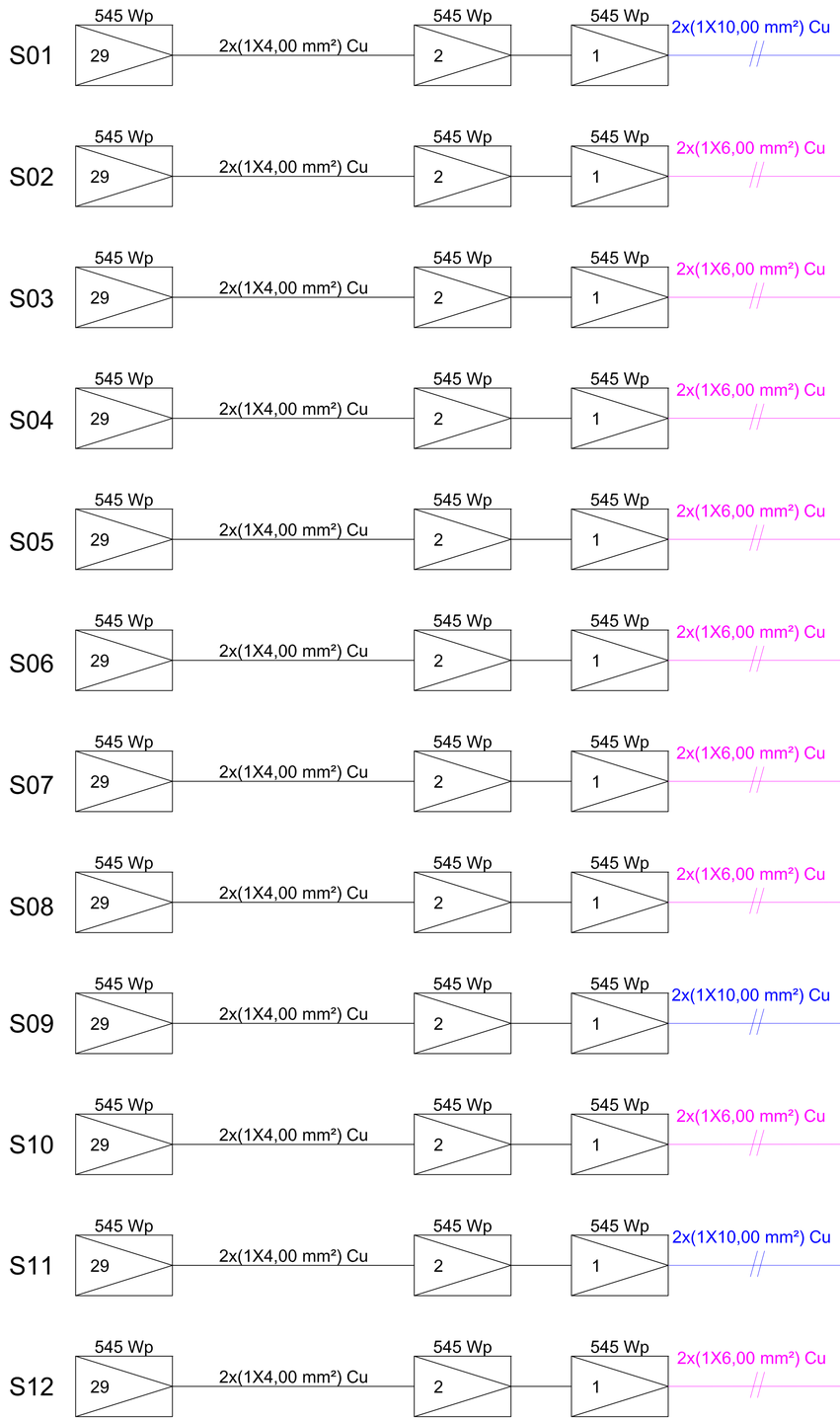
TITULO PLANO:
UNIFILAR CC

Universidad Europea

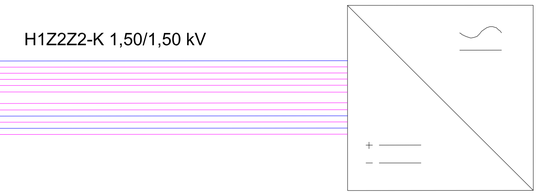
ESCALA: 4:1
PLANO: ESQUEMA UNIFILAR STRING
FECHA: CURSO 2024-2025
HOJA 5 SIGUE 6

DIN-A1

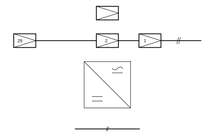
STRINGS: 29 módulos LONGI LR5-72HBD 545M
29 módulos x 545,00 Wp = 15.805,00 Wp



INVERSOR: **CT0X.INVx.XX** HUAWEI-SSUN200-215KTL-H0
12 *strings* x 15.805,00 Wp = 189,66 kWp



LEYENDA



PLANO DE REFERENCIA:
- String Inverter details

INVERSORES
CT05-INVA-16
CT07-INVA-08
CT07-INVA-09

EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	
01	CURSO 2024-2025					ADENDA
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA

TITULO PROYECTO:

PLANTA FOTOVOLTAICA GUADIANA I

TITULO PLANO:

UNIFILAR CC

Universidad Europea

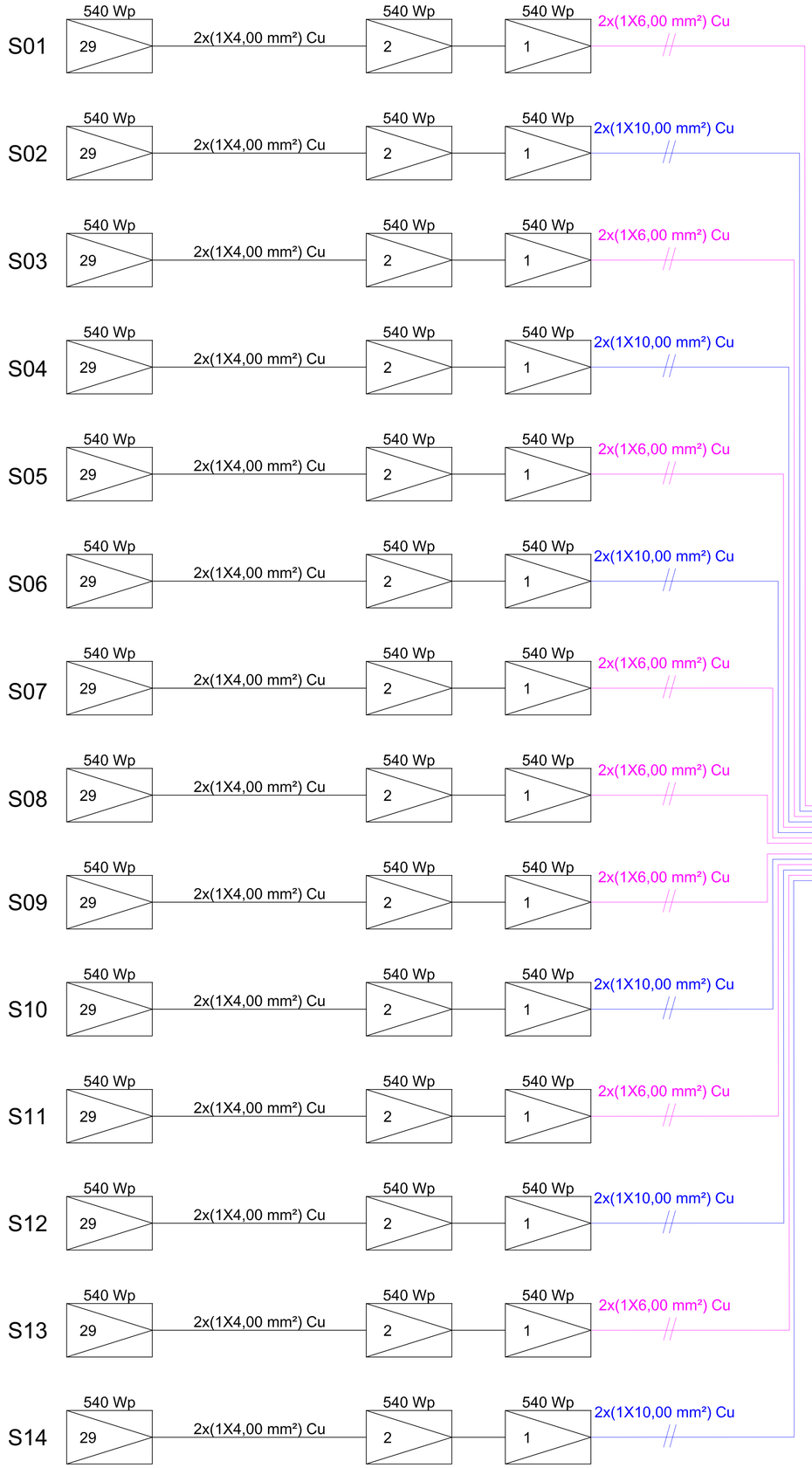
ESCALA: 4:1

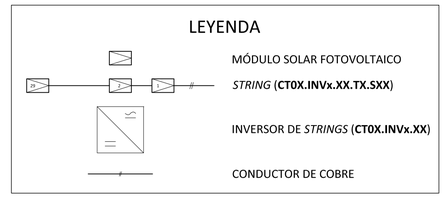
PLANO: ESQUEMA UNIFILAR STRING

FECHA: CURSO 2024-2025 | HOJA 6 | SIGUE 7

DIN-A1

STRINGS: 29 módulos LONGI LR5-72HBD 540M
29 módulos x 540,00 Wp = 15.660,00 Wp

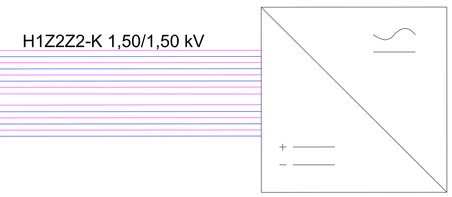




PLANO DE REFERENCIA:
- String Inverter details

INVERSORES
CT03-INVA-07
CT03-INVA-08
CT03-INVA-09
CT04-INVB-03
CT04-INVB-05
CT04-INVB-10
CT04-INVB-11

INVERSOR: **CTXX.INVx.XX** HUAWEI-SSUN200-215KTL-H0
14 *strings* x 15.660,00 Wp = 219,24 kWp



01	CURSO 2024-2025					ADENDA
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA

TITULO PROYECTO:

PLANTA FOTOVOLTAICA GUADIANA I

TITULO PLANO:

UNIFILAR CC

Universidad Europea

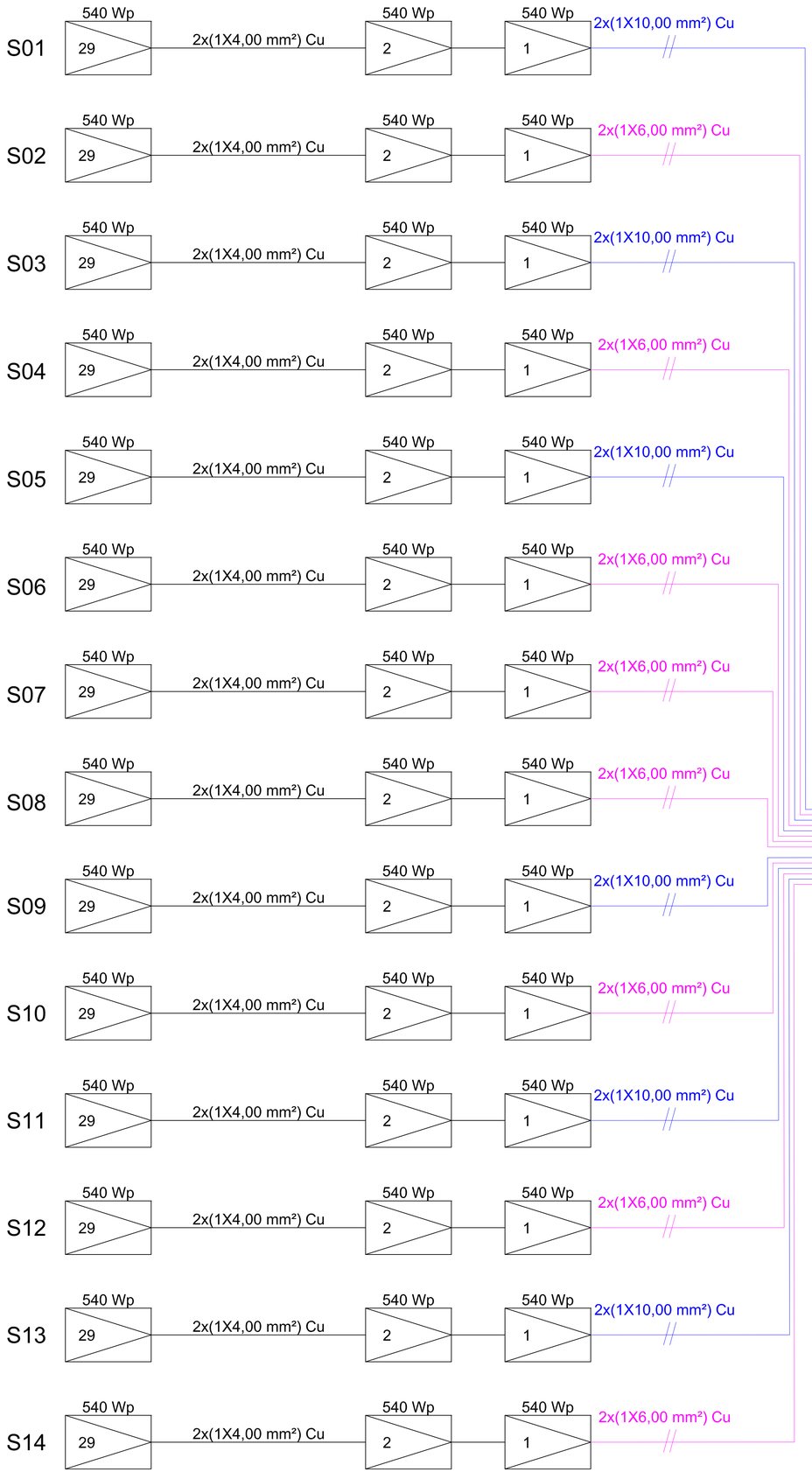
ESCALA: 4:1

PLANO: ESQUEMA UNIFILAR STRING

FECHA: CURSO 2024-2025 | HOJA 7 | SIGUE 8

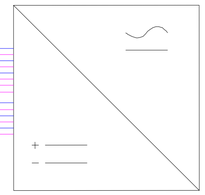
DIN-A1

STRINGS: 29 módulos LONGI LR5-72HBD 540M
29 módulos x 540,00 Wp = 15.660,00 Wp

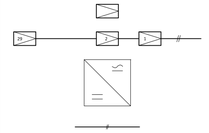


INVERSOR: **CTXX.INVx.XX** HUAWEI-SSUN200-215KTL-H0
14 *strings* x 15.660,00 Wp = 219,24 kWp

H1Z2Z2-K 1,50/1,50 kV



LEYENDA



MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO

STRING (**CT0X.INVx.XX.TX.SXX**)

INVERSOR DE *STRINGS* (**CT0X.INVx.XX**)

CONDUCTOR DE COBRE

PLANO DE REFERENCIA:
- String Inverter details

INVERSORES
CT03-INVA-12
CT03-INVA-13
CT04-INVB-07
CT04-INVB-08
CT04-INVB-09

EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	
01	CURSO 2024-2025					ADENDA
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA

TITULO PROYECTO:

PLANTA FOTOVOLTAICA GUADIANA I

TITULO PLANO:

UNIFILAR CC

Universidad Europea

ESCALA: 4:1

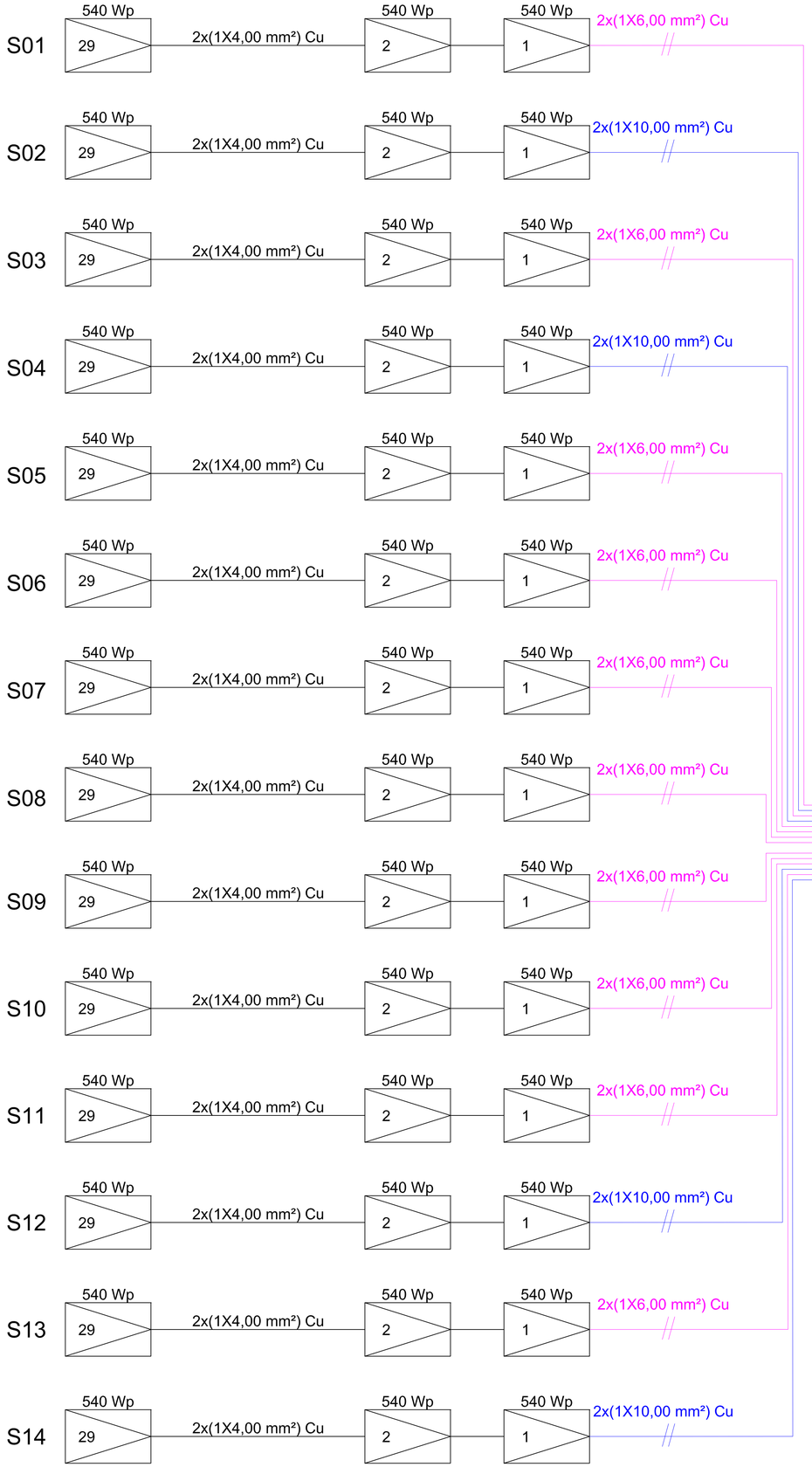
PLANO: ESQUEMA UNIFILAR STRING

FECHA: CURSO 2024-2025

HOJA 8 SIGUE 9

DIN-A1

STRINGS: 29 módulos LONGI LR5-72HBD 540M
29 módulos x 540,00 Wp = 15.660,00 Wp



LEYENDA

- MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO
- *STRING* (**CT0X.INVx.XX.TX.SXX**)
- INVERSOR DE *STRINGS* (**CT0X.INVx.XX**)
- CONDUCTOR DE COBRE

PLANO DE REFERENCIA:
- String Inverter details

INVERSORES
CT04-INVB-04
CT04-INVA-04
CT04-INVA-14
CT04-INVA-15
CT04-INVA-16
CT05-INVA-04
CT05-INVA-05
CT05-INVA-06
CT06-INVA-02
CT06-INVA-03
CT07-INVA-01
CT07-INVA-02

INVERSOR: **CTXX.INVx.XX** HUAWEI-SSUN200-215KTL-H0
14 *strings* x 15.660,00 Wp = 219,24 kWp

01	CURSO 2024-2025					ADENDA
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA

TITULO PROYECTO:

PLANTA FOTOVOLTAICA GUADIANA I

TITULO PLANO:

UNIFILAR CC

Universidad Europea

ESCALA: 4:1

PLANO: ESQUEMA UNIFILAR STRING

FECHA: CURSO 2024-2025 | HOJA 9 | SIGUE 10

DIN-A1