

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SORBAS II

LOS GALLARDOS – ALMERÍA

AUTORA: Lucía Lampón Bentrón
Ingeniera Industrial
(Col. 3002 ICOLIIG)

DEPARTAMENTO TÉCNICO



ÍNDICE

página

Documento 01: Memoria.....	7
1.1. Introducción y antecedentes.....	7
1.2. Objeto del proyecto	8
1.3. Alcance	8
1.4. Normativa	9
1.5. Uso de la instalación fotovoltaica	10
1.6. Promotor del campo solar	10
1.7. Empresa instaladora.....	10
1.8. Emplazamiento.....	10
1.9. Organismos públicos, empresas de servicios públicos o de interés general afectados	11
1.10. Descripción general de las centrales solares fotovoltaicas	11
1.11. Características básicas de la instalación proyectada	12
1.12. Características del punto de conexión	12
1.13. Configuración de medida.....	14
1.14. Descripción de las instalaciones. Obra civil	15
1.14.1. Vallado perimetral	15
1.14.2. Acondicionamiento y nivelación de terreno.....	15
1.14.3. Situación de los inversores	16
1.14.4. Estructura.....	16
1.14.5. Zanjas.....	17
1.14.6. Centro de entrega (CT y CPM)	17
1.14.7. Órgano de Corte de Red (OCR)	18
1.14.8. Plataforma de centro de entrega (CT y CPM)	18
1.14.9. Sistema de seguridad	18
1.14.10. Alumbrado exterior.....	19
1.15. Descripción de las instalaciones. Instalación eléctrica	19
1.15.1. Módulos fotovoltaicos	19
1.15.2. Inversores	20
1.15.3. Monitorización	21

1.15.4.	Cableado	21
1.15.5.	Zanjas y canalizaciones.....	22
1.15.6.	Centro de transformación	24
1.15.7.	Elemento de telecontrol.....	24
1.15.8.	Línea de evacuación.....	24
1.15.9.	Forma de la onda	25
1.15.10.	Protecciones	25
1.15.11.	Puesta a Tierra	31
1.15.12.	Descripción del sistema de protección contra contactos indirectos.....	35
1.15.13.	Descripción del sistema de protección contra contactos directos.....	36
1.15.14.	Líneas principales de tierra	37
1.15.15.	Derivaciones de las líneas principales de tierra	37
1.16.	Consideraciones finales	37
ANEXOS.....		39
Anexo 01: Cálculos		40
01.1. Dimensionamiento del generador fotovoltaico y del inversor		40
01.2. Cálculos de producción		43
01.2.1.	Origen de los datos de radiación.....	43
01.2.2.	Estimación de la producción de energía anual	43
01.2.3.	Distancia mínima entre filas de módulos.	45
01.2.4.	Pérdidas por orientación e inclinación	46
01.2.5.	Pérdidas por sombreado	47
01.3. Cálculos eléctricos		47
01.3.1.	Tensión nominal y caída de tensión máxima admisible.....	47
01.3.2.	Criterios de diseño.....	47
01.3.3.	Cálculos de sección	50
01.3.4.	Cálculos de canalizaciones subterráneas	55
01.3.5.	Cálculo sección de conductores de tierra.....	56
01.3.6.	Cálculo de puesta a tierra de la instalación	56
01.4. Resultados de cálculo.....		60
01.4.1.	Tramo de corriente continua.....	61
01.4.2.	Tramos de corriente alterna (BT)	65
01.4.3.	Tramos de corriente alterna (MT)	65

Anexo 02. Fichas técnicas y certificados.....	66
Anexo 03. Análisis se seguridad estructural.....	101
Anexo 04: Línea de evacuación	103
04.1. Objeto	103
04.2. Descripción general de las líneas de evacuación	103
04.3. Características básicas de la instalación proyectada	103
04.4. Actuaciones a realizar para la ejecución de una LAMT	104
04.4.1. Cimentaciones para apoyos	104
04.4.2. Instalación de apoyos	104
04.4.3. Instalación de herrajes y accesorios	104
04.4.4. Tendido de cableado.....	104
04.4.5. Señalizaciones y protecciones	105
04.5. Descripción detallada de los elementos de la LAMT	105
04.5.1. Apoyos metálicos	105
04.5.2. Herrajes y accesorios.....	105
04.5.3. Cadenas de aisladores.....	105
04.5.4. Cimentación	106
04.5.5. Puesta a tierra	106
04.5.6. Cableado	107
04.6. Criterios de diseño	108
04.7. Dimensionamiento	108
04.7.1. Cálculos eléctricos	108
04.7.1. Cálculos mecánicos	111
04.7.1.1. Cálculo de conductores	111
04.7.1.1. Cálculo de esfuerzos transmitidos a los apoyos.....	113
04.7.2. Distancias de seguridad	116
04.7.2.1. Cruce con otras líneas	116
04.7.2.2. Cruce con carreteras.....	116
04.7.2.3. Cruzamientos con cauces.....	116
04.7.2.4. Cruzamientos con el terreno.....	117
04.7.2.5. Distancia entre conductores	117
04.7.2.6. Servidumbres de vuelo	117
04.7.3. Apoyos y crucetas	118

04.7.4. Cimentaciones	118
04.8. Vano destensado.....	119
04.9. Resultados de cálculo.....	120
Anexo 05: tabla de coordenadas de apoyos.....	139
Documento 02: Planos	140
Plano 01. Situación y emplazamiento.....	140
Plano 02. Emplazamiento. Ortofoto.....	140
Plano 03. Emplazamiento. Catastro	140
Plano 04. Infraestructura eléctrica	140
Plano 05. Zona inversores	140
Plano 06. Detalle canalizaciones BT.....	140
Plano 07. Detalle canalizaciones MT.....	140
Plano 08. Esquema unifilar. General.....	140
Plano 09. Esquema unifilar. Hoja 1.....	140
Plano 10. Esquema unifilar. Hoja 2.....	140
Plano 11. Afección parque fotovoltaico. (Planta) Rambla de Mira Flores.....	140
Plano 12. Centro de transformación. Vistas	140
Plano 13. Centro de transformación. Puesta a tierra	140
Plano 14. Puesta a tierra. Detalle general.....	140
Plano 15. Detalle de arqueta ciega	140
Plano 16. Detalle de arqueta registrable.....	140
Plano 17. Viales de acceso	140
Plano 18. Detalle de estructura	140
Plano 19. Vallado perimetral y puerta de acceso	140
Plano 20. Línea de evacuación	140
Plano 21. Detalle orientativo de apoyos	140
Documento 03: Pliego de condiciones	162
3.1. Empresa instaladora.....	162
3.2. Calidad de los materiales	162
3.2.1. Conductores eléctricos.....	162
3.2.2. Conductores de protección.....	163
3.2.3. Identificación de los conductores	163

3.2.4.	Canalizaciones	164
3.2.5.	Cajas de empalme y derivación	168
3.2.6.	Aparatos de mando y maniobra	168
3.2.7.	Aparatos de protección	169
3.3.	Normas de ejecución de las instalaciones	173
3.4.	Verificaciones y pruebas reglamentarias	174
3.5.	Condiciones de uso, mantenimiento y seguridad	174
3.5.1.	Mantenimiento	174
3.5.2.	Condiciones de seguridad	175
3.6.	Certificados y documentación	175
3.7.	Libro de órdenes.....	176
3.8.	Libro de mantenimiento.....	176
3.9.	Consideraciones finales	176
	Documento 04: Presupuesto	177
4.1.	Mediciones y presupuesto	177
4.2.	Resumen de presupuesto	178
	Documento 05: Gestión de residuos.....	180
5.1.	Antecedentes	180
5.2.	Estimación de la cantidad de residuos de construcción y demolición que se generarán en la obra.....	180
5.3.	Medidas de prevención de residuos en la obra	181
5.4.	Medidas para la separación de los residuos en obra	181
5.5.	Prescripciones del pliego de prescripciones técnicas particulares del proyecto	181
5.6.	Valoración del coste previsto de la gestión de los residuos de construcción y demolición de la obra	182
	Documento 06: Estudio de básico de seguridad y salud	183
6.1.	Objeto	183
6.2.	Alcance	184
6.3.	Normas de seguridad aplicables a la obra.....	184
6.3.1.	Leyes	184
6.3.2.	Reales decretos	184
6.4.	Características de la instalación	186

6.4.1.	Descripción de la instalación y ubicación	186
6.4.2.	Descripción del proceso	186
6.4.3.	Número previsto de personal y duración estimada de los trabajos de instalación	186
6.4.4.	Características generales de la obra	186
6.4.4.1.	<i>Suministro de energía eléctrica</i>	187
6.4.4.2.	<i>Suministro de agua potable</i>	187
6.4.4.3.	<i>Servicios higiénicos</i>	187
6.4.4.4.	<i>Servidumbre y condicionantes</i>	187
6.5.	Riesgos laborales evitables completamente	187
6.6.	Riesgos laborales no eliminables completamente	188
6.6.1.	Aspectos generales	188
6.6.1.1.	<i>Riesgos más frecuentes</i>	188
6.6.1.2.	<i>Medidas preventivas y protecciones colectivas</i>	188
6.6.1.3.	<i>Equipos de protección individual</i>	189
6.6.2.	Movimiento de tierras	189
6.6.2.1.	<i>Riesgos más frecuentes</i>	189
6.6.2.2.	<i>Medidas preventivas y protecciones colectivas</i>	190
6.6.3.	Descarga y montaje de elementos prefabricados	190
6.6.3.1.	<i>Riesgos más frecuentes</i>	190
6.6.3.2.	<i>Medidas preventivas y protecciones colectivas</i>	191
6.6.4.	Puesta en tensión	191
6.6.4.1.	<i>Riesgos más frecuentes</i>	191
6.6.4.2.	<i>Medidas preventivas y protecciones colectivas</i>	191
6.6.4.3.	<i>Protecciones individuales</i>	191
6.7.	Riesgos laborales especiales	192
6.8.	Formación	192
6.9.	Medidas preventivas y primeros auxilios	192
6.9.1.	Botiquines	192
6.9.2.	Asistencia a accidentados	193
6.10.	Previsiones para trabajos posteriores	193
6.11.	Consideraciones finales	193

Documento 01: Memoria

1.1. Introducción y antecedentes

La energía solar eléctrica o fotovoltaica, que es como más comúnmente se la conoce, es una energía limpia y renovable, de fácil instalación y mantenimiento. Se basa en el llamado efecto fotovoltaico que se produce al incidir la luz sobre materiales semiconductores.

De esta forma se genera un flujo de electrones en el interior de esos materiales y una diferencia de potencial que puede ser aprovechada.

La unidad base es la célula fotovoltaica. Las células se agrupan en paneles que permiten generar electricidad. Esa electricidad puede acumularse en baterías, o bien, mediante conexión, se inyecta a la red de distribución eléctrica o en la red interior de una instalación consumidora.

La generación de electricidad por fuentes alternativas ha sido el reto de nuestra sociedad desde la crisis del petróleo en los años setenta. Hoy la energía solar es una realidad y se ha convertido en el mayor recurso potencial de suministro de electricidad a largo plazo. Producir energía limpia; frenar la dependencia de las importaciones energéticas, limitar el efecto invernadero; apostar por las renovables son objetivos a los que es difícil oponerse.

Las características principales que definen este tipo de energía son las siguientes:

- Se produce de forma continua y es inagotable: en último término, casi todas las formas de energías renovables provienen directa o indirectamente del sol. Así, la energía eólica es provocada por el viento, que a su vez es causado por la diferencia de presión creada con el aumento de temperatura del aire. La biomasa depende por completo de la luz solar, así como la energía hidráulica, cuyo ciclo se inicia con la evaporación. Por ello podemos asegurar su permanencia.
- No contaminante: no produce emisiones de dióxido de carbono, y sus residuos son fácilmente tratables. A pesar de producir efectos negativos sobre el medio ambiente, estos son mucho menores que en los casos de los combustibles fósiles y la energía nuclear.

- No son fuentes autóctonas: existen, de una forma u otra, en todas las áreas geográficas. Aunque resulta evidente que existen zonas más propensas a su utilización de acuerdo a sus condicionantes climáticas.

La implantación del Parque Fotovoltaico Sorbas II contribuye a reducir la dependencia energética, aprovechar los recursos de energías renovables y diversificar las fuentes de suministro incorporando las menos contaminantes.

Por otro lado, se debe incrementar el ritmo actual de implantación de centrales renovables, para hacer frente a los objetivos internacionales de transformación energética que buscan reducir los efectos del cambio global. El Acuerdo de París pretende, como mínimo, mantener el incremento de la temperatura media del planeta “muy por debajo de 2 °C” durante el presente siglo, en comparación con los niveles preindustriales. La incorporación de las energías renovables, junto con el incremento de la eficiencia energética, constituyen la piedra angular para una solución climática viable.

1.2. Objeto del proyecto

El objeto del presente proyecto es definir técnicamente las obras e instalaciones necesarias para la implantación de la Instalación Fotovoltaica Sorbas II en el municipio de Los Gallardos, provincia de Almería.

Este documento, además tiene por objeto exponer ante las diferentes entidades y los organismos competentes que se cumple con las condiciones exigidas por la normativa vigente y servir de base en la tramitación de las autorizaciones necesarias para la ejecución de las obras, así como para la posterior puesta en marcha y explotación de la instalación.

1.3. Alcance

Se desarrollan en este proyecto la memoria y los cálculos necesarios para definir las características que debe tener la instalación para que sea conforme al fin al que se pretende destinar.

La misión de este documento es justificar la solución adoptada y, junto con los cálculos, planos, pliego de condiciones y presupuesto, describir de forma unívoca el objeto del proyecto.

1.4. Normativa

La elección de los materiales, el diseño, y el montaje de la instalación se realizará de acuerdo a lo estipulado en el proyecto y a las normas y disposiciones legales vigentes:

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- 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.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para baja tensión y las ITC correspondientes.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.
- IDAE, octubre de 2002, Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red.
- Plan de Energías Renovables en España (PER) 2011-2020.
- Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2014-2020.
- Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009.

- Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.
- Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Especificaciones Técnicas, Procedimientos, Proyectos Tipo y Normas particulares de la compañía distribuidora.
- Demás condiciones impuestas por los Organismos públicos afectados y ordenanzas Municipales.

1.5. Uso de la instalación fotovoltaica

La instalación descrita en el presente proyecto se usará para la venta a red de la energía eléctrica producida.

1.6. Promotor del campo solar

- ✓ **Empresa:** Energía, Innovación y Desarrollo Fotovoltaico, S.A.
- ✓ **C.I.F.:** A-55.025.068
- ✓ **Domicilio:** Pol. Ind. Outeda Curro E03, 36692, Barro, Pontevedra

1.7. Empresa instaladora

- ✓ **Empresa instaladora:** Energía, Innovación y Desarrollo Fotovoltaico, S.A.
- ✓ **C.I.F.:** A-55.025.068
- ✓ **Domicilio:** Pol. Ind. Outeda Curro E03, 36692, Barro, Pontevedra

1.8. Emplazamiento

- **Ubicación:** Polígono 11, parcela 15. Los Burgos. Los Gallardos, Almería.
- **Coordenadas UTM:** huso 30; X: 594.893 m E; Y: 4.116.178 m N
- **Ref catastral:** 04048A011000150000FZ
- **Superficie de la parcela:** 68.377 m²
- **Superficie de actuación:** 14.517 m²
- **Uso habitual del lugar en el que se ubica:** agrario
- **Localización de la instalación:** terreno

1.9. Organismos públicos, empresas de servicios públicos o de interés general afectados

A continuación, se indican los organismos públicos afectados por la instalación fotovoltaica objeto de este proyecto:

- Ayuntamiento de Los Gallardos.
- Gobierno de Andalucía:
 - Consejería de Transformación Económica, Industria, Conocimiento y Universidades: Servicio Provincial de Almería.
 - Consejería de Agricultura, Ganadería, Pesca y Desarrollo Sostenible. Dirección General de Medio Natural, Biodiversidad y Espacios Protegidos: Servicio Provincial de Almería.
 - Consejería de Agricultura, Ganadería, Pesca y Desarrollo Sostenible. Delegación Territorial de Desarrollo Sostenible en Almería. Servicio de Dominio Público Hidráulico y Calidad de Aguas.
- Distribuidora eléctrica de la zona.

1.10. Descripción general de las centrales solares fotovoltaicas

La instalación proyectada consiste en una Central Solar Fotovoltáica cuyo objeto es la Generación de Energía Eléctrica utilizando como materia prima la radiación lumínica del sol. Es por esto que se trata de una instalación novedosa y con un alto interés social al generar energía limpia, y contribuyendo al desarrollo sostenible tan necesario.

La conversión directa de la energía solar en energía eléctrica se debe al fenómeno físico de la interacción de la radiación luminosa con los electrones en los materiales semiconductores, fenómeno conocido como efecto fotovoltaico. Este efecto consiste en la liberación de los electrones de la última capa de los átomos de silicio cuando son sometidos a un haz lumínico, de manera que cuando un fotón choca de la manera adecuada con un Electrón libre del Silicio, ese adquiere la energía suficiente para formar parte de la corriente de electrones que salen a la superficie de la célula fotovoltaica.

Esta corriente es recogida de la superficie de la célula por unas líneas de material conductor de manera que la colocación de varias células en serie nos permite ir aumentando la tensión de funcionamiento de las células, así pues, para fabricar módulos

que funcionen a 45 V DC se utilizan 48 células o bien para que funcionen a 46 V DC se utilizan 96 células.

Para la caracterización de un módulo se miden sus prestaciones eléctricas en unas condiciones determinadas. Se ilumina con una radiación solar de 1000 W/m², a 25°C de temperatura en las células fotovoltaicas y a una velocidad del aire de 1 m/s. La máxima potencia generada en estas condiciones por cada módulo fotovoltaico se mide en Wp (vatios pico). Asimismo, la energía producida se mide en kWh, siendo 1 kWh la energía que produciría 1 módulo de 100 Wp que recibiese una radiación de 1000 W/m² durante 10 horas.

La energía producida en un módulo fotovoltaico es en forma de Corriente Continua, por lo que para poder ser inyectada en la red ha de ser convertida en Corriente Alterna. Esta función la realiza un aparato electrónico llamado inversor, de cuya potencia depende la Potencia Nominal de la Central Fotovoltaica.

1.11. Características básicas de la instalación proyectada

El presente proyecto contempla la instalación solar fotovoltaica compuesta por 2.688 módulos de 450 Wp por unidad, de la marca TALESUN, modelo BISTAR TP6L72M, alcanzando una potencia pico de 1.209,6 kWp. La potencia nominal corresponderá a la proporcionada por el sistema de inversores, de la marca Sungrow, que tienen una potencia unitaria de 250 kW. La potencia nominal de la planta es de 1.000 kW, siendo la potencia máxima correspondiente 1.000 kW.

El sistema dispondrá de un transformador para adecuar la tensión y corriente de salida al nivel de media tensión para su distribución en la red eléctrica. Se empleará un transformador de 1.000 kVA de potencia nominal.

Según los cálculos expresados más adelante la energía estimada total que generará esta Instalación Solar Fotovoltaica será aproximadamente de 2.169 MWh anuales.

El campo se distribuirá en las parcelas con referencia catastral 04048A011000150000FZ, en el término municipal de Los Gallardos (Almería).

1.12. Características del punto de conexión

La parte de generación de la instalación del presente proyecto, es en baja tensión, ya que este es el nivel de tensión en el que la energía circula por los módulos fotovoltaicos y los inversores. Es por esto por lo que la instalación se acogerá a lo indicado en el

Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, concretamente, la ITC-BT 40, de Instalaciones generadoras.

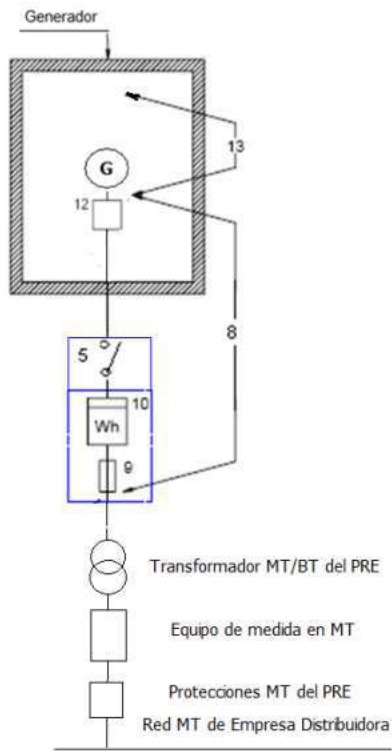
Dentro de la clasificación que realiza esta ITC, la instalación del presente proyecto se encuadra dentro de una instalación generadora interconectada c2):

“c2) Las instalaciones generadoras con punto de conexión en la red de alta tensión mediante un transformador elevador de tensión, que no tiene otras redes de distribución de baja tensión que alimentan cargas ajenas, conectadas a él. Este esquema, está igualmente incluido en las condiciones del RBT, aunque por su consideración de instalación generadora conectada directamente a la red de AT requiere condiciones especiales de conexión, atendiendo a las reglamentaciones vigentes sobre protecciones y condiciones de conexión de alta tensión.”

El punto de conexión se efectuará en un apoyo de la LAMT Sorbas, de 25 kV, tal y como se indica en la aceptación de la Distribuidora.

La instalación de generación se conecta en Baja Tensión a los equipos y protecciones necesarios, para posteriormente elevar la tensión mediante transformadores y alcanzar las condiciones del punto de conexión descrito.

El esquema de la configuración de la conexión a red está recogido en la misma norma (ITC BT-40) y corresponde al Esquema 14.



Esquema 14

Los bloques 5 y 9 son necesarios únicamente si se conecta un contador (bloque 10) en baja tensión.

<u>Leyenda para instalaciones receptoras</u>	<u>Leyenda para instalaciones generadoras</u>
1 Red de distribución	1 Red de distribución
2 Acometida	2 Acometida
3 Caja general de protección (CGP)	3 Caja General de Protección (CGP)
4 Línea general de alimentación (LGA)	4 Línea General de conexión (LGC)
5 Interruptor general de maniobra (IGM)	5 Interruptor general de maniobra (IGM)
6 Caja de derivación	6 Caja de derivación
7 Centralización de contadores (CC)	7 Centralización de contadores (CC)
8 Derivación individual (DI)	8 Línea Individual del generador (LIG)
9 Fusible de seguridad	9 Fusible de seguridad
10 Contador	10 Contador
11 Caja para interruptor de control de potencia (ICP)	11 Caja para interruptor de control de potencia (ICP)
12 Dispositivos generales de mando y protección (DGMP).	12 Dispositivos de mando y protección Interiores (DPI)
13 Instalación interior	13 Equipo generador-inversor (GEN)
14 Conjunto de protección y medida (CMP)	14 Conjunto de protección y medida (CMP)
	15 Conmutador de conexión red/generador con sistema de sincronismo
	16 Tramo de la conexión privada (TCP)

1.13. Configuración de medida

Según lo establecido en el Art. 7 del RD 1110/2007 donde se establece la Clasificación de los puntos de medida y frontera, se considera que la instalación descrita en el presente Proyecto corresponde al Tipo 2:

“Puntos situados en las fronteras de generación, cuya potencia aparente nominal sea igual o superior a 450 kVA.”

En el presente proyecto se declara, por tanto, el cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 9 del R.D. 1110/2007 “Equipos de Medida Básicos”.

1.14. Descripción de las instalaciones. Obra civil

A continuación, se describen las actuaciones fundamentales a realizar para instalar un Campo Solar Fotovoltaico:

1.14.1. Vallado perimetral

Se realizará el vallado perimetral de la parcela, retranqueado unos 5 m desde los lindes de la parcela, con cercado metálico de unos 2 m de altura, empleando para ello enrejado tipo malla cinética y postes de acero galvanizado, incluyendo todos los accesorios para el correcto montaje como tensores, ángulos de refuerzo, etc.

El vallado cinético servirá para permitir el paso de fauna, disminuyendo el efecto barrera de la instalación.

Este se ejecutará dejando un espacio libre desde el suelo de al menos 15 cm y cada 50 m, como máximo, se habilitarán pasos a ras de suelo con unas dimensiones de al menos 40 cm de ancho por 60 cm de alto. Además, carecerá de elementos cortantes o punzantes como alambres de espino o similar.

El vallado se anclará en cilindros de hormigón HM-25/b/20 de 40 cm de diámetro y 50 cm de profundidad.

Este elemento tiene la finalidad de mantener la seguridad de la planta, en fase de ejecución y tras la puesta en marcha.

1.14.2. Acondicionamiento y nivelación de terreno

Se realizará un desbroce del terreno, empleando para ello medios mecánicos y manuales, de las zonas donde se realizará la instalación, dejándolas libres de vegetación y objetos que puedan ejercer de obstáculo durante la construcción.

En caso de encontrarse zonas de especial protección, éstas serán delimitadas de forma exhaustiva antes de inicio de los trabajos y se informará al personal de la prohibición de

realizar cualquier acción o trabajo en dicha zona, así como de la necesidad de conservarlas.

La parcela donde se desarrollará el proyecto, cuenta con un desnivel en su extensión despreciable, por tanto, el movimiento de tierras necesario para nivelar el terreno será prácticamente mínimo, consistiendo principalmente en dejar el terreno libre de hoyos. Por tanto, se respetarán las curvas topológicas y los cauces pluviales naturales de la zona.

1.14.3. Situación de los inversores

En una instalación fotovoltaica los inversores son los dispositivos electrónicos que invierten la energía eléctrica en corriente continua que proviene de los módulos fotovoltaicos, en energía eléctrica en corriente alterna. Es por tanto, el elemento clave en la instalación.

Los inversores se situarán en la misma estructura donde se instalarán los módulos, ya que cuentan con suficiente grado de protección como para posicionarse a la intemperie. De esta forma, se reduce su impacto visual, se consigue el máximo aprovechamiento del espacio y se evita instalar una estructura específica para soportar estos equipos.

1.14.4. Estructura

Las estructuras sobre las que se colocarán los módulos fotovoltaicos es una estructura fija metálica de modo que los módulos quedarán con una inclinación de 30°. El material a emplear será acero con un recubrimiento metálico de aleación especial de zinc, un 3,5% de aluminio y un 3% de magnesio (Magnelis®). Este recubrimiento metálico ofrece una excelente resistencia a la corrosión, tres veces superior a otras alternativas como el acero galvanizado.

Sobre esta estructura se colocará dos filas de módulos, posicionados verticalmente. La estructura se hincará al suelo con pilares. Con esto evitamos cimentar el terreno o el uso de zapatas, por lo que también se respeta el terreno actual y se evitan filtraciones nocivas al subsuelo. Además, este tipo de sistema, permite una mejor adaptación a terrenos que no sean totalmente planos, evitando trabajos adicionales de nivelación del terreno.

La estructura y los pilares están diseñados para soportar los esfuerzos de peso propio de la instalación fotovoltaica, viento y nieve.

La distancia entre filas se calcula de forma que evitamos que se produzcan sombras en los módulos fotovoltaicos.

1.14.5. Zanjas

Será necesario realizar la apertura y cerrado de zanjas para las canalizaciones del cableado de BT, MT comunicaciones y servicios auxiliares, cuyo tamaño será suficiente para transportar los tubos necesarios en cada caso. Se contempla el uso de varios planos de tubos en las zanjas, por ejemplo, en los casos que se produzcan cruces, sin embargo, la distancia mínima entre el nivel del terreno y el primer tubo será siempre de 0,60 m.

Las zanjas para las canalizaciones de BT cumplirán lo dispuesto en la ITC-BT-07 y las de MT atenderán a lo establecido en la ITC-LAT-06.

De forma general, estas zanjas estarán constituidas por un lecho de arena de río lavada sobre el que se colocará el cable que se cubrirá por una tongada de arena. A continuación, se extenderá el cable de comunicaciones y se dispondrá otra capa de arena, cubriendo ambas toda la anchura de la zanja. A lo largo de todo el recorrido se colocará una placa de protección de cables subterráneos. La última capa se realizará en tierra vegetal, procedente de la capa superficial de la excavación y acopiada convenientemente, con el fin de recuperar el entorno vegetal de la zona. En esta última capa se dispondrán bandas de señalización a una profundidad de unos 10 cm.

Se dispondrán arquetas en los cambios de dirección y en los tramos rectos se instalarán arquetas intermedias o calas de tiro, como máximo cada 40 m para facilitar el tendido eléctrico.

En el apartado de zanjas y canalizaciones del punto 1.15. Descripción de las instalaciones. Instalación eléctrica se recogen más detalles.

1.14.6. Centro de entrega (CT y CPM)

Se instalará una caseta prefabricada con doble acceso, y accesible desde la vía pública, que albergará el centro de transformación (transformador, el cuadro de baja tensión, servicios auxiliares y celdas de protección), así como el recinto o centro de seccionamiento (celda de entrada-salida y celda de entrega) y el recinto o centro de protección y medida del cliente (celdas de protección y medida y elementos de control).

Los recintos serán partes independientes y separadas, de forma que al recinto de seccionamiento tenga acceso, únicamente, la Distribuidora.

El centro de entrega dispondrá de los siguientes elementos de seguridad y primeros auxilios:

- Banqueta aislante
- Guantes de goma
- Alumbrado de emergencia
- Placa de instrucciones de primeros auxilios

1.14.7. Órgano de Corte de Red (OCR)

Se instalará un Órgano de Corte de Red (OCR) en el último apoyo de la línea de evacuación, aguas abajo del punto de conexión con la red de la empresa distribuidora.

Este OCR es un interruptor-seccionador de aislamiento y corte en SF6 diseñado para ser montado en todo tipo de postes en redes de distribución de hasta 36kV. Dicho órgano de corte estará conectado con el centro de transformación y centro de protección y medida del parque.

1.14.8. Plataforma de centro de entrega (CT y CPM)

El centro de entrega, se instalarán directamente sobre el terreno, sobre una excavación de las dimensiones especificadas por el fabricante, sin necesidad de realizar ningún tipo de cimentación.

Se realizará una excavación con las dimensiones necesarias y 560 mm de profundidad. Se extenderá una capa de arena de nivelación de 100 mm de espesor, compactada de forma que una persona pueda caminar sobre ella sin dejar huella. En el caso de terrenos blandos que no superen 0,9 kg/cm² de resistencia se podrá valorar la construcción de una vacada de hormigón armado.

1.14.9. Sistema de seguridad

Se instala un sistema de vigilancia perimetral que proteja de intrusiones en el parque fotovoltaico, reaccionando ante este evento mediante el envío de alarmas, etc. Este se basa en un circuito cerrado de televisión y detección lineal. Dispone de un sistema de

alimentación de emergencia para poder funcionar al menos 72 horas en caso de fallo de suministro eléctrico.

1.14.10. Alumbrado exterior

Se instalará un sistema de alumbrado de activación manual con el fin de facilitar tareas de mantenimiento, pudiendo utilizar el mismo en mandado por el sistema de seguridad para encenderse como modo sorpresivo. Se emplearán las protecciones pertinentes frente a sobrecargas y cortocircuitos, incluyendo puesta a tierra.

La zona en la que se ubica la parcela objeto del proyecto se clasifica, en función de su protección contra la contaminación luminosa, según el tipo de actividad a desarrollar en la misma, como zona E2. Por tanto, las luminarias a instalar garantizarán que el flujo hemisférico superior instalado (FHSinst) no será superior al 5%, límite establecido para las zonas clasificadas como E2.

1.15. Descripción de las instalaciones. Instalación eléctrica

1.15.1. Módulos fotovoltaicos

Están constituidos por células fotovoltaicas de silicio monocristalino de alta eficiencia, capaces de producir energía con tan solo un 4-5% de radiación solar. Este hecho asegura una producción que se extiende desde el amanecer hasta el atardecer, aprovechando un porcentaje muy elevado de la potencia útil suministrada por el sol.

Las conexiones redundantes múltiples en la parte delantera y trasera de cada célula ayudan a asegurar la fiabilidad del circuito del módulo.

Gracias a su construcción con marcos laterales de metal y el frente de vidrio, de conformidad con estrictas normas de calidad, estos módulos soportan las inclemencias climáticas más duras, funcionando eficazmente sin interrupción durante su larga vida.

Las células de alta eficiencia están totalmente embutidas en EVA y protegidas contra la suciedad, humedad y golpes, por un frente especial de vidrio templado antirreflector de bajo contenido en hierro y una lámina de TEDLAR en su parte posterior, asegurando de esta norma su total estanqueidad.

La caja de conexión incorpora diodos de derivación, que evitan la posibilidad de avería de las células y su circuito, por sombreados parciales de uno o varios módulos dentro de un conjunto.

Se instalará el módulo de la marca TALESUN, modelo BISTAR TP6L72M

Especificaciones generales					
Fabricante:		TALESUN			
Modelo:		BISTAR TP6L72M			
Tipo de célula		Monocrystalina			
Rendimiento del módulo		20,70%			
Especificaciones eléctricas					
Tensión máx. del sistema(V)		1.500,00	Potencia máxima (Wp):		450
Corriente de cortocircuito (A):		11,54	Tensión a circuito abierto (V):		49,60
Corriente a máx. potencia (A):		11,01	Tensión a máx. potencia (V):		40,90
Características constructivas					
Alto (mm):	2.094,00	Ancho (mm):	1.038,00	Espesor (mm):	35,00
Peso (kg)	25,50	Coe. V %/C	-0,2600	Coe. I %/C	0,043

1.15.2. Inversores

El inversor es un equipo diseñado para inyectar en la instalación eléctrica la energía producida por un generador fotovoltaico.

Proporciona una solución, el equipo está diseñado para poder trabajar con diferentes potencias sin problemas, adecuado para su utilización en entornos industriales en los que la facilidad de utilización, mantenimiento, bajo nivel sonoro y el aspecto estético son aspectos importantes.

El diseño debe permitir su reciclado en el caso de nuevas aplicaciones o futuras ampliaciones, conformando un sistema abierto a los futuros cambios que puedan producirse.

A lo largo del día la radiación solar va cambiando desde el mínimo hasta el máximo, y en todos los casos el equipo debe aprovechar al máximo la energía generada consiguiendo que los paneles trabajen en el punto de máxima potencia durante la mayor parte del día.

Se ha seleccionado el inversor SG250HX del fabricante Sungrow.

A continuación, sus características técnicas.

Especificaciones generales					
Fabricante:		SUNGROW			
Modelo:		SG250HX			
Especificaciones eléctricas					
Potencia Nominal (W):		250.000,00	Potencia máxima (W):		250.000,00
Tensión DC mínima (V):		600	Tensión DC máxima (V):		1.500
Tensión AC nominal (V):		800	Factor de potencia		0,80ind...0,80cap
Rendimiento (%)		98,70	Tipo de salida		TRIFÁSICA
Características constructivas					
Largo (mm):		1.051,00	Ancho (mm):		660,00
Alto (mm):		363,00			
Peso (Kg):		99,00			

1.15.3. Monitorización

Se utilizará el sistema de monitorización del propio fabricante de inversores, que permite obtener datos en tiempo real de los principales datos de los mismos, incluyendo monitorización a nivel de string.

1.15.4. Cableado

Los conductores serán de cobre o aluminio y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamiento. La sección de los conductores está calculada para no sobrepasar en la parte de DC una caída de tensión del 1,5% y los de la parte de AC una caída de tensión del 1,5%, además de superar los criterios de intensidades máximas admisibles tal y como marca el PCT IDAE 2002 y el punto 5 de la ITC BT-40.

Todo el cableado de continua es de doble aislamiento y de 1,5 kV de tensión de aislamiento en DC, por lo que es adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

Se empleará para el tramo de corriente continua que une los módulos fotovoltaicos con los inversores, cable de cobre de 4 mm² de sección con aislamiento HEPR libre de halógenos.

Los conductores usados en los tramos de AC de BT serán aislados y unipolares, siendo su tensión asignada 0,6/1 kV. Se usarán cables no propagadores de incendio, con emisiones de humos y opacidad reducida. Los cables con características equivalentes las de la norma UNE 21123 parte 4 o 5, cumplen con estas prescripciones.

Para los tramos de corriente alterna se utilizará cable de aluminio de 240 mm² de sección con aislamiento de XLPE libre de halógenos.

En el tramo de media tensión enterrado, se utilizará cable de 95 mm² de sección y tensión asignada 18/30 kV según norma UNE HD 632-6A, con conductor de aluminio HEPRZ1, con aislamiento XLPE libre de halógenos, admitiendo una T^a de 90 °C en régimen permanente. Dispondrán de pantalla metálica.

Mientras que, la línea aérea de media tensión privada, se empleará un cable sin aislamiento de aluminio-acero, LA-56 (47-AL1/8-ST1A), formado por 1 hilo de acero y 6 de aluminio, según norma UNE EN 50182. Se instalarán los dispositivos necesarios para la protección de avifauna a lo largo de la línea aérea. Por último, desde el último apoyo de la línea aérea de media tensión privada, se instala un interruptor-seccionador telemandado desde el cual se tiende un vano flojo hasta el apoyo a intercalar en la línea de EDE. También se empleará un cable sin aislamiento de aluminio-acero, LA-56 (47-AL1/8-ST1A), formado por 1 hilo de acero y 6 de aluminio, según norma UNE EN 50182.

1.15.5. Zanjas y canalizaciones

La distribución del cableado se realizará a través de tubo enterrado. El trazado de zanjas se realizará buscando optimizar el recorrido del cableado, reduciendo pérdidas y costes, optimizando la producción.

Para la ejecución de zanjas se está a lo dispuesto en la normativa vigente, en especial en el caso de Media Tensión, se estará a lo dispuesto en las Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, y la normativa particular de la distribuidora para líneas de Media Tensión.

Las zanjas se dimensionarán de forma adecuada a las características de los tubos a albergar.

Se respetarán las siguientes distancias mínimas:

- Los cables se instalarán en tubo y tendrán una profundidad mínima de 60 cm.

- La distancia mínima entre cables de baja tensión y otros cables de alta tensión será de 0,25 m, mientras con los de baja tensión la distancia mínima será de 0,10 m.
- La distancia de puntos de cruce a empalmes será superior a 1 m.
- La separación entre cables de energía eléctrica y telecomunicaciones será igual o superior a 0,20 m.

Las zanjas de DC estarán rellenas de arena en los primeros 42,75 cm y luego rellenas de tierra compactada.

En las zanjas de BT se estará a lo dispuesto en la ITC-BT-07 y el apartado 1.2.4 de la ITC-BT-21. Y para las de Media Tensión, cumplirá lo establecido en la ITC-LAT-06.

Se evitarán, en lo posible, los cambios de dirección de los tubos. En los puntos donde se produzcan y para facilitar la manipulación de los cables, se dispondrán arquetas con tapa, registrables o no. Para facilitar el tendido de los cables, en los tramos rectos se instalarán arquetas intermedias, registrables, ciegas o simplemente calas de tiro, como máximo cada 40 m. Esta distancia podrá variarse de forma razonable, en función de derivaciones, cruces u otros condicionantes viarios. A la entrada en las arquetas, los tubos deberán quedar debidamente sellados en sus extremos para evitar la entrada de roedores y de agua.

Se instalará un circuito por tubo. La relación entre el diámetro interior del tubo y el diámetro aparente del circuito será superior a 2, pudiéndose aceptar excepcionalmente 1,5. En el caso de una línea con cable tripolar o con una terna de cables unipolares en el interior de un mismo tubo, se aplicará un factor de corrección de 0,8. Si se trata de una línea con cuatro cables unipolares situados en sendos tubos, podrá aplicarse un factor de corrección de 0,9. Si se trata de una agrupación de tubos, el factor dependerá del tipo de agrupación y variará para cada cable según esté colocado en un tubo central o periférico. Cada caso deberá estudiarse individualmente. En el caso de canalizaciones bajo tubos que no superen los 15 m, si el tubo se rellena con aglomerados especiales no será necesario aplicar factor de corrección de intensidad por este motivo.

Todas las zanjas llevarán cinta señalizadora de riesgo eléctrico a una profundidad de 20 cm por encima del cable.

1.15.6. Centro de transformación

Se instalará en el recinto del centro de transformación que albergará los siguientes componentes:

- Transformador de 1.000 kVA y 0,8/25 kV.
- Cuadro de baja tensión.
- Celda de protección.
- Celdas de línea.
- Módulo de protecciones.
- Transformador para servicios auxiliares.

1.15.7. Elemento de telecontrol

El elemento de telecontrol/telemedida a ceder a la distribuidora se encuentra separado del centro de transformación, en el primer apoyo de la derivación a ceder a Edistribucion, unido mediante vano flojo al apoyo de punto de conexión a intercalar entre dos apoyos existentes pertenecientes a Edistribucion. Consiste en un interruptor tripolar telecontrolado de montaje aéreo, según Esquema 4 de la norma NRZ104 y definido en norma AND016 "Interruptor-seccionador trifásico exterior telemandado para líneas aéreas de MT" de Endesa.

1.15.8. Línea de evacuación

Esta línea unirá el centro de entrega de la instalación fotovoltaica con el apoyo del punto de conexión en el que se realizará la conexión de entrada-salida.

Se ejecutará una la línea de evacuación subterránea cuyo trazado discurrirá, en parte, por la propia parcela, así como próxima a los lindes de otras parcelas, hasta el apoyo de la LAMT 25 kV Sorbas, en la que se realizará la conexión. El trazado de la misma puede ver en el plano correspondiente.

El cableado se conducirá a través de una zanja hasta un apoyo de fin de línea de conversión aéreo-subterránea, y tal y como se ha mencionado en el apartado de cableado, se empleará cable de 240 mm² de sección, conductor de Aluminio HEPRZ1, con aislamiento XLPE libre de halógenos y tensión asignada 18/30 kV.

Los conductores de la línea de evacuación privada entre el apoyo de conversión aéreo-subterránea y el apoyo que aloja el OCR, se realizará mediante conductores aéreos tipo LA - 56 18/30 kV.

1.15.9. Forma de la onda

La tensión generada por los inversores será prácticamente senoidal, con una tasa máxima de armónicos, en cualquier condición de funcionamiento de:

- Armónicos de orden par: $4/n$
- Armónicos de orden 3: 5
- Armónicos de orden impar (≥ 5): $25/n$

Los anteriores límites de distorsión en tensión se acogen al cumplimiento del punto 6 de la ITC BT-40.

1.15.10. Protecciones

La instalación está protegida contra sobretensiones transitorias según lo establecido en la ITC-BT-23 como instalación fija de categoría II o IV en función de su ubicación. Se han seguido los criterios indicados en la misma norma y se detallan en el punto 2.3.2.5.

Al ser una instalación de generación interconectada con la Red de Distribución Pública, se dispondrá de un conjunto de protecciones que actúan sobre el interruptor de interconexión.

Las protecciones generales de la instalación serán las siguientes:

1. Interruptor General manual, magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión.
2. Interruptor automático diferencial del lado de MT para protección contra derivaciones.
3. Interruptor automático diferencial en el lado de BT de la instalación.
4. Interruptor automático de interconexión controlado mediante software. Parte de las protecciones vendrán incluidas en el propio inversor, como son la protección anti-isla, aislamiento galvánico y vigilante de aislamiento del lado de DC. Las protecciones son las siguientes:
 - Protección de mínima tensión (27): integrada en los inversores.
 - Protección de máxima tensión (59): integrada en los inversores.

- Protección de máxima tensión homopolar (59N): Medida en MT y actúa sobre interruptor automático.
- Protección de mínima y máxima frecuencia (81m-M): integrado en el propio inversor.
- Protección de sobreintensidad de fases y neutro: (50/50N, 51/51N).
- Protección anti-isla: integrada en el propio inversor.
- Vigilancia de tensión de alimentación del sistema de protecciones, de forma que se evite que estas queden inoperativas.
- Enclavamientos: se dispondrá de enclavamiento en el interruptor automático de protección hasta que las protecciones de máx./mín. tensión y máx./mín. frecuencia hayan detectado las condiciones de normalidad de ambos parámetros durante tres minutos consecutivos.
- Relé de bloqueo por presencia de tensión (este elemento puede ser común a varias instalaciones de generación conectadas a la misma LAMT).

5. Sistema de telecontrol/telemando:

Se instalará un sistema de telemando que incorpora:

- Una Unidad Compacta de Telemando, o Unidad Periférica, formada por:
 - Armario de control
 - Cuadro para transformador de aislamiento de 10 kV.
- Detectores de paso por falta direccionales.

Se diseña según las especificaciones del proyecto tipo de centro de transformación de la distribuidora.

6. Fusibles con función seccionadora en cada polo del generador fotovoltaico.

7. Puesta a tierra de los principales elementos según normativa y sin alterar las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora:

- a. Marco de módulos y estructura.
- b. Puesta a tierra de carcasas de cuadros y elementos auxiliares con envolventes metálicas accesibles.
- c. Puesta a tierra de la carcasa de los inversores.
- d. Puesta a tierra de la carcasa del transformador.
- e. Utilización de elementos con aislamiento clase II

De forma detallada, se muestra el resumen de las Protecciones instaladas en cada tramo de la instalación eléctrica de la planta fotovoltaica:

Módulos fotovoltaicos:

El esquema de conexión del generador es de modo flotante, quedando asegurado frente a contactos indirectos siempre que se mantenga una vigilancia constante sobre la resistencia de aislamiento y se actúe ante un primer defecto a tierra. Parte de esta protección vienen dada por los equipos, que disponen de aislamiento clase II (módulos fotovoltaicos, cajas de conexión, cables, etc.).

Caja General de Conexión:

Se emplea un fusible a la entrada del inversor en el lado de continua, en este caso, se instala en las Cajas Generales de Conexión. Se utilizan dos fusibles por serie, instaladas en bases portafusibles seccionables. Se instalarán fusibles tipo gG según EN 60269, de intensidad de 12 A con el fin de dejar un margen de seguridad y evitar fusiones no deseadas. La finalidad de estos fusibles es proteger contra sobrecargas y cortocircuitos:

- Cortocircuitos: El cortocircuito no es un punto de trabajo peligroso para el generador fotovoltaico, siendo la corriente operacional máxima muy próxima a la nominal del mismo, sin embargo, esta puede resultar dañina para el inversor.
- Sobrecargas: Se instalan fusibles con cierto margen de seguridad sobre la intensidad nominal de las líneas a proteger.
- Corrientes inversas: En el caso de existir tres o más series en paralelo es especialmente importante la protección de las mismas debido a la posibilidad de que en determinadas situaciones se den corrientes inversas en una de las series, pudiendo llegar a dañar los módulos fotovoltaicos.

Inversor:

- El inversor cuenta con las protecciones necesarias integradas en el mismo elemento, de acuerdo con el punto 7 de la ITC-BT-40, tanto en el lado de continua como de alterna, así como protecciones contra sobretensiones.
- Vigilante permanente de aislamiento, que garantice el modo flotante de la parte de DC deteniendo el funcionamiento del equipo si se supera el umbral de seguridad.
- Varistores conectados a tierra del lado de DC (protección ante sobrecargas). Serán dispositivos de clase II y vendrán integrados en el propio inversor.

- Varistores conectados a tierra del lado de la red (protección ante sobrecargas)
- Detección de isla de acuerdo al punto 7 de la ITC-BT-40, del RD 1955/2000, y UNE 271001.
- Interruptor de circuito por falla de arco (ICFA) de acuerdo con la Sección 690.11 del Código Eléctrico Nacional.
- Separación galvánica: El inversor cumple las exigencias de seguridad establecidas en el RD 1699/2011 y RD 661/2007 mediante el empleo de técnicas equivalentes a la separación galvánica mediante transformador de aislamiento galvánico.

Inversor --> Cuadro Inversores:

- Interruptor Automático magnetotérmico y diferencial

Cuadro Inversores → Cuadro General de Mando y Protección de la Planta PV:

- Interruptor Automático Diferencial con rearme automático que cuenta con las siguientes protecciones de tensión y frecuencia tal y como indica la ITC BT-40:

Protección	Función
25	Comprobación de sincronismo
27L	Mínima tensión, red de distribución
27-BT	Mínima tensión lado BT
59	Sobretensión trifásica, etapa de ajuste bajo.
81	Subfrecuencia o sobrefrecuencia
A Ret.	Anti retorno
R.A.	Protec. Anti-isla
59N	Sobretensión homopolar

- Interruptor general de maniobra accesible por la empresa distribuidora.

Se aplica la normativa ITC-BT-24 de protección contra contactos directos e indirectos, más adelante en este proyecto, se explican y nombran los distintos elementos y métodos diseñados para este tipo de protección.

Especificadas estas protecciones nos aseguramos del completo cumplimiento de las normativas aplicables. El cálculo del dimensionamiento de estas protecciones se refleja en el punto 2.4. del presente proyecto.

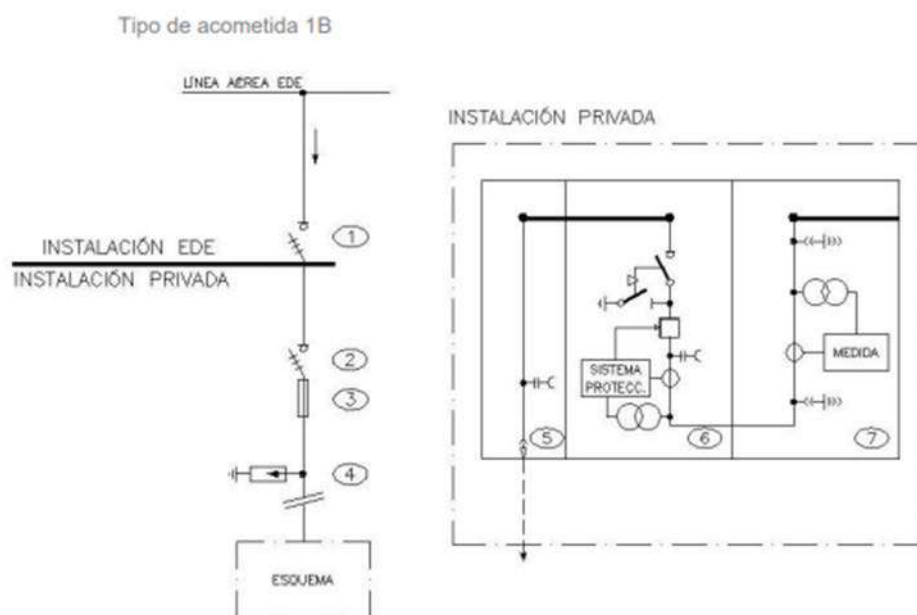
Protección anti-isla:

Esta viene integrada en los propios inversores y está certificada por la norma UNE 206007-1 IN:2013.

Centro de transformación, centro de protección y medida, centro de entrega y centro de seccionamiento

Se instala un Centro de transformación particular con acceso desde el vial público.

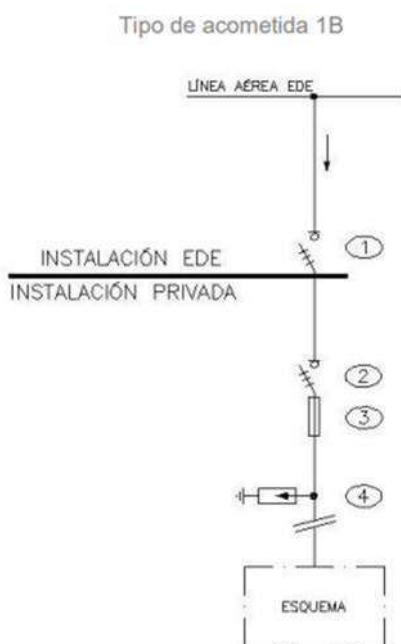
Este Centro de Transformación seguirá el esquema indicado en la norma particular “NRZ104 Instalaciones privadas conectadas a la red de distribución. Generadores en Alta y Media Tensión”. En concreto se seguirá el Esquema 6: CT DE INTERIOR EN ENVOLVENTE COMÚN, CON DOBLE ACOMETIDA



Acometida:

Para el punto de conexión con la red de distribución se realizará una derivación aérea privada desde el centro de transformación hasta el apoyo de entronque, donde se instalará un interruptor-seccionador telecontrolado en un apoyo a ceder a la distribuidora, y desde este un vano flojo hasta el apoyo existente de la línea de media tensión de Edistribución, con coordenadas UTM: 30T, 594.888 m E, 4.116.388 m N.

Para ello se seguirá el tipo de acometida 1B, con acometida única desde derivación aérea privada, que partirá desde el nuevo apoyo a instalar por EDistribucion, y un vano flojo hasta el primer apoyo de la derivación (a ceder a EDistribucion), donde se instalará un interruptor telecontrolado. En el segundo apoyo de la derivación se instalará un interruptor-seccionador (o seccionador con Load Buster) y protección fusible, además de la derivación de tipo PAS (paso aéreo-subterráneo) y dispondrá de pararrayos:



La derivación de circuito simple, la instalación del interruptor-seccionador telemandado, el apoyo con interruptor-seccionador tripolar y fusibles APR y la conversión aéreo-subterránea se realizará según los planos AYZ10124, AYZ10129, AYZ10126 y AYZ10127 respectivamente del proyecto tipo de línea aérea de media tensión de Endesa (AYZ10000).

Parte de estos trabajos se consideran de refuerzo, adecuación, adaptación o reforma de instalaciones de la red de distribución existente en servicio, y serán realizados por la distribuidora. Entre ellos se incluye:

- Conexión en el apoyo existente A940662 dotándolo de las medidas reglamentarias para protección de la avifauna; se realizará tendido desde el primer apoyo a instalar por el solicitante y proyecto para legalizar estas actuaciones.
- Entronque y conexión a la red existente.

Los trabajos necesarios para la conexión de la instalación de generación hasta el punto de conexión con la red de distribución, que vaya a formar parte de la red de distribución, podrán ser realizados por la empresa distribuidora o por otra empresa instaladora legalmente autorizada. Estos trabajos incluyen:

- Instalaciones entre el punto frontera y el punto de conexión con la red de distribución: Derivación particular en vano flojo con cable LA-56 e instalación primer apoyo de derivación particular de un interruptor seccionador telemandado. Seccionador, apoyo y vano flojo son cedidos a la empresa distribuidora.
- Instalaciones a construir como refuerzo de las instalaciones existentes sin afección a las mismas.

El vano flojo se dimensionará de acuerdo a las recomendaciones de Endesa, limitándolo a una distancia máxima de 20 metros. En relación al tendido del conductor se aplicará el criterio de que la tensión sea tal que la flecha en condiciones de máxima tensión mecánica del conductor sea del 5% de la longitud del vano.

1.15.11. Puesta a Tierra

1.15.11.1. *Introducción*

La instalación de puesta a tierra cumplirá con lo dispuesto en la norma ITC BT-18 y la ITC BT-40 sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red.

Con la instalación de puesta a tierra se consigue que no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, están conectadas a una única tierra. Esta tierra es independiente de la del neutro de la empresa distribuidora.

Todas las masas se conectarán a una tierra de protección (herrajes), que incluirá las celdas de MT, las carcasas del transformador de potencia, los blindajes metálicos de los cables si existiesen, los hilos de guarda o cables de tierra de las líneas aéreas, y la armadura de la envolvente de hormigón.

Existe una segunda tierra de servicio, a la que se conecta el neutro del centro de transformación.

Estas cumplirán lo dispuesto en la MIE-RAT 13 y la ITC-BT-18.

1.15.11.2. *Materiales*

Los materiales instalados aseguran lo establecido en el punto 3 de la ITC-BT-18 que dispone:

- El valor de la resistencia de puesta a tierra esté conforme con las normas de protección y de funcionamiento de la instalación y se mantenga de esta manera a lo largo del tiempo, teniendo en cuenta los requisitos generales indicados en la ITC-BT-24 y los requisitos particulares de las Instrucciones Técnicas aplicables a cada instalación.
- Las corrientes de defecto a tierra y las corrientes de fuga puedan circular sin peligro, particularmente desde el punto de vista de solicitaciones térmicas, mecánicas y eléctricas. - La solidez o la protección mecánica quede asegurada con independencia de las condiciones estimadas de influencias externas.
- Contemplan los posibles riesgos debidos a electrólisis que pudieran afectar a otras partes metálicas.

1.15.11.3. *Tomas de Tierra*

Para la toma de tierra se pueden utilizar electrodos formados por:

- Barras, tubos.
- Pletinas, conductores desnudos.
- Placas: anillos, mallas metálicas; constituidas por los elementos anteriores o sus combinaciones; armaduras de hormigón enterradas; con excepción de las armaduras pretensadas; otras estructuras enterradas que se demuestre que son apropiadas.

Los conductores de cobre utilizados como electrodos serán de construcción y resistencia eléctrica según la clase 2 de la norma UNE 21.022.

El tipo y la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra deben ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia del hielo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto.

Se emplearán picas metálicas para las puestas a tierra.

La instalación se conectará a la instalación de tierra creada independiente de la del neutro de la red de distribución pública.

1.15.11.4. Conductores de tierra

Los conductores de tierra cumplirán las prescripciones de la siguiente tabla cuando estén enterrados:

TIPO	Protegido mecánicamente	No protegido mecánicamente
Protegido contra la corrosión*	Según apartado 3.4	16 mm ² Cobre 16 mm ² Acero Galvanizado
No protegido contra la corrosión	25 mm ² Cobre 50 mm ² Hierro	
* La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente		

Durante la ejecución de las uniones entre conductores de tierra y electrodos de tierra se extremará el cuidado para que resulten eléctricamente correctas.

Se cuidará, en especial, que las conexiones, no dañen ni a los conductores ni a los electrodos de tierra.

1.15.11.5. Bornes de puesta a tierra

En la instalación de puesta a tierra se preverá un borne principal de tierra, al cual se unen los conductores siguientes:

- Los conductores de tierra
- Los conductores de protección
- Los conductores de unión equipotencial principal
- Los conductores de puesta a tierra funcional, si son necesarios

También se preverá sobre los conductores de tierra y en un lugar accesible, un dispositivo que permita medir la resistencia de la toma de tierra instalada, cumpliendo el punto 3.3. de la ITC-BT-18.

El electrodo se dimensiona de forma que su resistencia de tierra, en cualquier circunstancia previsible, no será superior al valor especificado para ella.

Según el punto 9 de la ITC-BT-18, este valor de resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a:

- 24V en local o emplazamiento conductor
- 50 V en los demás casos

La resistencia de un electrodo depende de sus dimensiones, de su forma y de la resistividad del terreno en el que se establece. Esta resistividad varía frecuentemente de un punto a otro del terreno, y varía también con la profundidad.

Los cálculos necesarios para este dimensionado están reflejados en las tablas 3, 4 y 5 del punto 9 de la ITC-BT-18.

1.15.11.6. Conductores de protección

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación con el borne de tierra, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos. Los conductores de protección tendrán una sección mínima igual a la fijada en la tabla siguiente:

Sección conductores de fase (mm ²)	Sección conductores protección (mm ²)
$S_f < 16$	$S_p = S_f$
$16 < S_f < 35$	$S_p = 16$
$S_f > 35$	$S_p = S_f/2$

Los conductores de protección están convenientemente protegidos contra deterioros mecánicos, químicos y electroquímicos y contra los esfuerzos electrodinámicos.

Las conexiones están accesibles para la verificación y ensayos, excepto en el caso de las efectuadas en cajas selladas con material de rellenos o en cajas no desmontables con juntas estancas.

Estarán constituidos por conductores aislados HO7V – R/U/K de 750 V de tensión nominal de color amarillo-verde. De un modo general el tendido de estos conductores (protección, derivación, línea principal de tierra) se efectuará de modo que su recorrido sea el más corto posible, acompañando a los conductores activos correspondientes, sin cambios bruscos de dirección y sin conectarse a ningún aparato de protección, garantizando en todo momento su continuidad.

1.15.11.7. Conductor de equipotencialidad

El conductor principal de equipotencialidad tiene una sección no inferior a la mitad de la del conductor de protección de sección mayor de la instalación, con un mínimo de 4 mm².

1.15.11.8. Separación entre tomas de tierra de las masas de las instalaciones de utilización y de las masas de un centro de transformación

Se verifica que las masas de la instalación, así como los conductores de protección asociados a estas masas o a los relés de protección de masa, no están unidas a la toma de tierra de las masas de un centro de transformación.

1.15.11.9. Revisión de las tomas de tierra

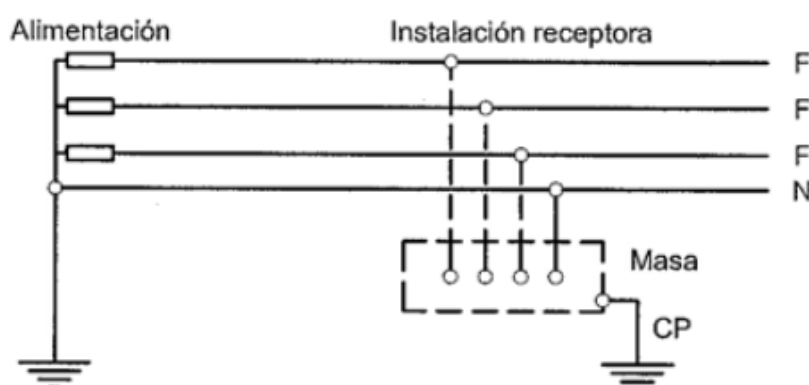
Tal y como recoge el punto 12 de la ITC-BT-18, la instalación de puesta a tierra será revisada por el Director de Obra o el Instalador, antes de dar el alta para su puesta en marcha.

También, se realizará una comprobación anual, cuando el terreno esté más seco, por personal técnicamente competente. Y cada cinco años, donde la conservación de los electrodos no sea favorable, se revisarán los mismos, así como los conductores de enlace.

1.15.12. Descripción del sistema de protección contra contactos indirectos

La instalación se protegerá contra contactos indirectos mediante la puesta a tierra de las masas conductoras y la instalación de interruptores diferenciales de corriente de 30 y 300 mA de sensibilidad, de acuerdo con la instrucción ITC BT-24.

En esta instalación se instalará una protección por corte automático de la alimentación de Esquema tipo TT.



La protección contra contactos indirectos se conseguirá mediante "corte automático de la alimentación". Esta medida consiste en impedir, que una tensión de contacto de valor suficiente se mantenga durante un tiempo tal que pueda dar como resultado un riesgo.

La tensión límite convencional es igual a 50 V, valor eficaz de corriente alterna en condiciones normales y 24V en locales húmedos.

Todas las masas de los equipos eléctricos protegidos por un mismo dispositivo de protección, deben ser interconectadas y unidas por un conductor de protección a una misma toma de tierra.

Se cumplirá la siguiente condición:

$$Ra \cdot Ia < U$$

Dónde:

- Ra es la suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masas.
- Ia es la corriente que asegura el funcionamiento automático del dispositivo de protección. Cuando el dispositivo de protección es un dispositivo de corriente diferencial residual es la corriente diferencial residual asignada.
- U es la tensión de contacto límite convencional (24 o 50V).

Por tanto, contando con una tensión de contacto límite de 24 V, el valor de las resistencias de la toma de tierra no será superior a 80 ohmios.

1.15.13. Descripción del sistema de protección contra contactos directos

Para establecer los elementos y acciones a tomar destinadas a proteger a las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos, se han seguido las indicaciones reflejadas en el punto 3 de la ITC-BT-24 y en la norma UNE 20.460-4-41 donde se establecen las siguientes condiciones a cumplir:

Protección por aislamiento de las partes activas.

- Protección por medio de barreras o envoltentes.
- Protección por medio de obstáculos (no aplica).
- Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento (no aplica).
- Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial residual.

1.15.13.1. *Protección por aislamiento de las partes activas*

Las partes activas están recubiertas de un aislamiento que no puede ser eliminado más que destruyéndolo.

1.15.13.2. *Protección por medio de barreras o envolventes*

Lo descrito a continuación corresponde con lo establecido en el punto 3.2. de la ITC-BT-24.

Las partes activas están situadas en el interior de las envolventes o detrás de barreras que poseen como mínimo el grado de protección IP XXB.

Las superficies interiores de las barreras o envolventes horizontales que son fácilmente accesibles, responden como mínimo al grado de protección IP4X o IPXXD.

Las barreras o envolventes se fijan de manera segura y de robustez y durabilidad suficientes para mantener los grados de protección exigidos teniendo en cuenta las influencias externas.

Cuando sea necesario abrir las envolventes instaladas sólo será posible con la ayuda de una llave o de una herramienta.

1.15.14. Líneas principales de tierra

Del punto de puesta a tierra partirá la línea principal de tierra, la sección de los conductores de tierra no será inferior a la mínima exigida para los conductores de protección. Para ello se emplearán conductores de cobre electrolítico, aislados y de sección igual a la mitad de la utilizada por los conductores de fase, con un mínimo de 16 mm de la línea repartidora.

Durante la ejecución de las uniones entre conductores de tierra y electrodos de tierra debe extremarse el cuidado para que resulten eléctricamente correctas. Debe cuidarse en especial, que las conexiones, no dañen ni a los conductores ni a los electrodos de tierra.

1.15.15. Derivaciones de las líneas principales de tierra

Estarán constituidas por conductores que unirán la línea principal de tierra con los conductores de protección o directamente con las masas.

1.16. **Consideraciones finales**

Con lo expuesto en la presente memoria y en los demás documentos que componen este proyecto, se entienden adecuadamente descritas las instalaciones de referencia,

sin perjuicio de cualquier ampliación o aclaración que las autoridades competentes o partes interesadas consideren oportunas.

En Pontevedra, 9 de julio de 2021



Lucía Lampón Bentrón
Ingeniera Industrial ICOIIG 3.002
EDF, S.A.

ANEXOS

Anexo 01. Cálculos

Anexo 02. Fichas técnicas y certificados

Anexo 03. Ensayo estructural del seguidor

Anexo 04. Línea de evacuación

Anexo 01: Cálculos

01.1. Dimensionamiento del generador fotovoltaico y del inversor

La potencia nominal de la instalación es de 1.000 kW.

NÚMERO MÍNIMO DE PANELES

Los módulos fotovoltaicos que se utilizarán en este caso son los módulos de 450 Wp de la marca TALESUN. El número mínimo de éstos vienen determinados por la siguiente expresión:

$$N_m < \frac{P_{inst}}{P_{pmp}} = \frac{1.209.600}{450} = 2.688 \Rightarrow 2.688 \text{ módulos}$$

SISTEMA DE 250 KW

Como las condiciones técnicas de los módulos son idénticas, el criterio de diseño de series de módulos es el mismo:

a) Criterio de funcionamiento óptimo:

La tensión Upmp de la cadena PV debe estar en el rango de seguimiento del punto de máxima potencia del inversor en las condiciones de radiación y temperatura extremas del emplazamiento.

Máxima tensión de entrada al inversor:

- Irradiación de 100 W/m²
- Temperatura mínima histórica durante el día: -18°C

$$T_m = T_a + \left[\frac{TONC - 20}{800} \right] \cdot G$$

dónde:

- T_m es la temperatura del módulo en °C
- T_a es la temperatura ambiente en °C
- TONC es la temperatura de operación nominal de la célula en °C
- G es la irradiación en W/m²

$$T_m = -6 + \left[\frac{45 - 20}{800} \right] \cdot 100 = -2,88$$

$$U_{pmp} = U_{pmpCEM} + \alpha_U (T_m - T_{CEM})$$

donde:

- U_{pmpCEM} es la tensión en el punto de máxima potencia en condiciones estándar en V
- T_{CEM} es la temperatura estándar de prueba, 25 °C

$$\alpha_U = \frac{CCT_{Voc} \cdot Voc}{100}$$

$$\alpha_U = \frac{-0,26 \cdot 49,6}{100} = -0,129$$

$$U_{pmp} = 40,9 - 0,129 (-2,9 - 25) = 44,49 \text{ V}$$

Mínima tensión de entrada al inversor:

- Irradiación máxima de la zona y nunca inferior a 1000 W/m². En ausencia de datos históricos puede considerarse entre un 5% y un 10% superior al valor máximo del último año completo conocido.
- Temperatura máxima histórica durante el día en la zona 41 °C

$$T_m = 41 + \left[\frac{45 - 20}{800} \right] \cdot 1000 = 72,3$$

$$U_{pmp} = 41 - 0,129 (73,9 - 25) = 34,69 \text{ V}$$

Número de elementos a conectar en serie:

El número de elementos a conectar en serie viene fijado por el rango de tensiones del inversor para el seguimiento del punto de máxima potencia, por lo que será:

$$\frac{\min U_{pmp}}{U_{pmp \text{ T max}}} \leq N_s \leq \frac{\max U_{pmp}}{U_{pmp \text{ T min}}}$$

$$\frac{600}{34,4} \leq N_s \leq \frac{1.500}{44,49}$$

$$17,29 \leq N_s \leq 33,71$$

b) Criterio de funcionamiento seguro

Condición límite de máxima tensión de entrada al inversor:

La tensión de en circuito abierto U_{oc} de la cadena PV debe ser menor que la tensión máxima de entrada del inversor y que la tensión máxima permisible en el sistema para módulos fotovoltaicos, en las condiciones de irradiación de 1000 W/m² y temperatura de 25°C.

$$U_{oc} = U_{oc\ CEM} + \alpha_U (T_m - T_{CEM})$$

donde:

- TCEM es la temperatura estándar de prueba, 25 °C
- UOCCEM es la tensión de circuito abierto en condiciones estándar en V

$$U_{oc} = 49,6 - 0,129 \cdot (-14,9 - 25) = 54,74\ V$$

Condición límite de máxima corriente de entrada al inversor:

La corriente de cortocircuito del grupo fotovoltaico debe ser menor que la corriente de entrada máxima del inversor, en las condiciones de máxima irradiación, es decir, irradiación máxima del emplazamiento y a temperatura máxima histórica.

$$I_{CC} = I_{CC\ CEM} \cdot \frac{G}{1000} + \alpha_I (T_m - T_{CEM})$$

donde:

- TCEM es la temperatura estándar de prueba, 25 °C
- ICC CEM es la corriente de cortocircuito en condiciones estándar de prueba en A
- G es la irradiación en W/m²

$$\alpha_I = \frac{CCT_{Isc} \cdot I_{CC}}{100}$$

$$\alpha_I = \frac{0,05 \cdot 11,65}{100} = 0,0058$$

$$I_{CC} = 11,54 + 0,0058 (72,9 - 25) = 11,81$$

Número de módulos en serie y en cadenas en paralelo:

$$N_s \leq \frac{\min(U_{inv\ max} \cdot U_{mod\ max})}{U_{OC\ mod\ max}} \quad N_p \leq \frac{I_{inv\ max}}{I_{CC\ mod\ max}}$$

$$N_s \leq \frac{1.500}{54,74} = 27,4 \Rightarrow N_s \leq 27$$

$$N_p \leq \frac{50}{11,81} = 4,23 \Rightarrow N_p \leq 4$$

De este modo, se opta por la siguiente configuración:

Teniendo en cuenta que los inversores SG250HX tienen 12 seguidores y que cada seguidor dispone de 2 entradas, se opta por la configuración de 24 cadenas de 28 módulos en serie para los 4 inversores.

Con esta configuración de series, estamos dentro del margen de seguridad de conexión de los elementos y se podrá aprovechar más la producción en los momentos de menor irradiancia.

Total sistema			
Número total de módulos:	2.688	Número total inversores:	4
Potencia total del G.F. (kWp):	1.209.600	Potencia total sistema. (kW):	1.000

01.2. Cálculos de producción

01.2.1. Origen de los datos de radiación

Los datos de radiación están tornados de la Comisión Europea JRC. Los datos recogidos han sido obtenidos a través de las medidas de radiación realizadas por el Servicio Meteorológico Nacional y aprobados por el IDAE.

La unidad energética en la que están expresados los datos, es el kJ/m² tomada del sistema internacional. En el cálculo de la energía generada trabajaremos en kWh/m².

01.2.2. Estimación de la producción de energía anual

La tabla muestra la cantidad estimada de energía eléctrica que puede producir el sistema fotovoltaico con los parámetros elegidos. El sistema de cálculo es el empleado en cumplimiento del pliego de condiciones técnicas aprobado por el IDAE para este tipo de instalaciones:

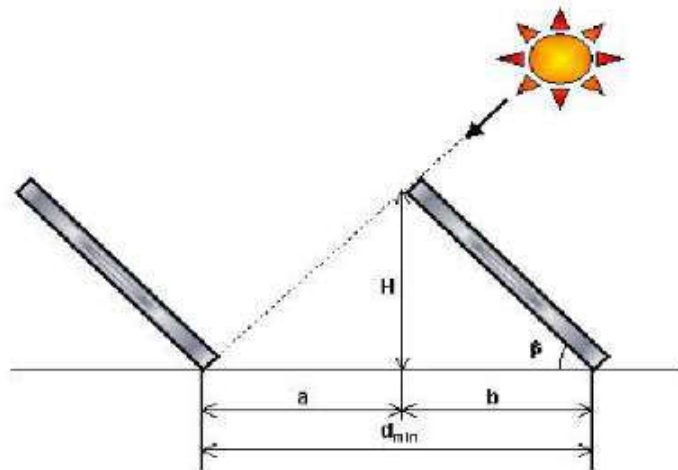
- Emplazamiento
- Potencia pico del sistema FV
- Orientación de los módulos (acimut)
- Inclinación
- Pérdidas

Pérdidas por dispersión de potencia	2,50%
Pérdidas por temperatura	3,24%
Pérdidas por ensuciamiento	3,00%
Pérdidas por inclinación y acimut	0,09%
Pérdidas por sombras	0,00%
Pérdidas por degradación fotónica	1,00%
Pérdida eléctrica	3,11%
Pérdida por reflectancia	2,70%
Pérdidas totales	15,65%
Rendimiento instalación	84,35%

Mes	Radiación horizontal (kWh/m²·d)	Factor de inclinación a 25°	Radiación inclinada (kWh/m²·d)	Energía producida (kWh)
Enero	2,79	1,30	3,62	114.618
Febrero	3,51	1,23	4,32	136.708
Marzo	4,84	1,14	5,52	174.491
Abril	6,04	1,05	6,34	200.570
Mayo	7,03	0,98	6,89	217.871
Junio	7,98	0,96	7,66	242.293
Julio	7,89	0,98	7,73	244.478
Agosto	6,98	1,06	7,40	234.118
Septiembre	5,40	1,17	6,32	199.751
Octubre	3,97	1,30	5,16	163.166
Noviembre	2,89	1,38	3,99	126.050
Diciembre	2,44	1,37	3,34	105.625
Total producción anual (kWh)				2.159.738

01.2.3. Distancia mínima entre filas de módulos.

Para el caso de estructura fija, la inclinación es constante. Para calcular la distancia mínima entre estructuras, por tanto, realizaremos el siguiente cálculo.



En instalaciones que se utilicen todo el año, como es el caso que nos ocupa, el día más desfavorable corresponde al 21 de diciembre. En este día la altura solar es mínima y a la mañana y atardecer tiene el siguiente valor, función de la latitud del lugar:

$$H = (90^\circ - \varphi) - 23,5^\circ$$

De la figura anterior deducimos:

$$d_{\min} = l \cdot \left(\cos\beta + \frac{\sin\beta}{\tan H} \right)$$

donde:

- $d_{\min}$ es la distancia entre frentes de módulos para evitar sombras, expresada en metros.
- l es la longitud del módulo (incluido el marco y el soporte correspondiente). En este caso, es la correspondiente a 2 módulos en posición vertical.
- H altura solar en el mediodía del mes más desfavorable.
- β es el grado de inclinación de los módulos respecto a la horizontal.

La latitud del lugar es de $37,18^\circ$.

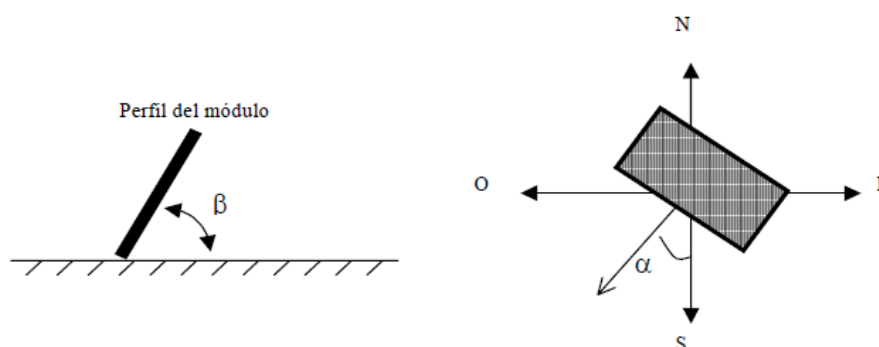
En el cálculo se aplica un factor de seguridad sobre la altura solar más desfavorable, de forma que se asegura el no sombreado durante las 4 horas centrales.

La distancia mínima resultante es de 8,24 m. Marcaremos por tanto una distancia entre filas de 8,5 m.

01.2.4. Pérdidas por orientación e inclinación

El objeto de este cálculo es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas admisibles.

Las pérdidas por este concepto se calculan en función del ángulo de inclinación β definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal y del ángulo de acimut α definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar.



En el caso de este proyecto, la instalación de los módulos tiene las siguientes características:

$$\alpha = 0^\circ$$

$$\beta = 30^\circ$$

$$Pérdidas(\%) = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \varphi + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \alpha^2]$$

$$Pérdidas(\%) = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (30 - 37,18 + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot 0^2]\%$$

$$Pérdidas(\%) = 0,095\%$$

Las pérdidas por inclinación y orientación son del 0,095 % < 10%, porcentaje recogido para el caso general, en el PPT del IDAE según la tabla siguiente:

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI + S)
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

01.2.5. Pérdidas por sombreado

No existen elementos productores de sombras sobre la instalación fotovoltaica. Ya se han tenido en cuenta los obstáculos existentes en la zona, de modo que la instalación se iniciará fuera de la zona de afección de los citados obstáculos. Por lo tanto, las pérdidas por sombreado serán nulas.

01.3. Cálculos eléctricos

01.3.1. Tensión nominal y caída de tensión máxima admisible

La tensión nominal de la presente instalación ha de estar de acuerdo con la tensión de servicio proporcionada por la empresa distribuidora. A la salida de los inversores se tiene una tensión de línea de 800 V. Esta tensión es elevada en el centro de transformación a 25 kV con el fin de adecuar la tensión a la subestación del punto de conexión.

De acuerdo con el REBT y el PCT IDAE 2002 las caídas de tensión máxima admisible serán de:

- Instalación en Corriente Continua: 1,5%
- Instalación en Corriente Alterna: 1,5%

En relación al tramo en MT, la caída de tensión será inferior al 3%

01.3.2. Criterios de diseño

1.16.1.1. *Intensidad máxima admisible*

La intensidad de corriente que circula por un circuito se calcula mediante las fórmulas siguientes:

- Líneas trifásicas:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\varphi}$$

- Líneas monofásicas:

$$I = \frac{P}{V \cdot \cos\varphi}$$

En las que:

- P= potencia transportada en vatios.
- V= tensión compuesta de la línea en voltios.
- I = intensidad de corriente en amperios.
- $\cos\varphi$ = factor de potencia de la carga.

1.16.1.2. Máxima caída de tensión

La caída de tensión de una línea puede determinarse mediante las siguientes expresiones:

- Línea trifásica:

$$I = \frac{P \cdot L}{C \cdot S \cdot U}$$

- Línea monofásica:

$$I = \frac{P \cdot L \cdot 2}{C \cdot S \cdot U}$$

donde:

- e = caída de tensión de la línea en voltios.
- P = potencia a transportar en vatios.
- L = longitud de la línea en km.
- C = coeficiente de conductividad del material (Cu = 56; Al = 35).
- S = sección de la línea en mm².
- U = tensión en voltios.

1.16.1.3. Dimensiones del electrodo

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una única tierra independiente del neutro de la empresa distribuidora.

Como punto adicional debe comprobarse que con la resistencia de tierra existente no se excede la tensión límite convencional para instalaciones a la intemperie, que es de 24 V (ITC-BT-24 apartado 4.1).

En caso de ser excedida deberán llevarse a cabo las modificaciones oportunas de forma que no se supere esta tensión límite convencional.

Esto se puede comprobar mediante:

$$U \geq Ra * Ia$$

$$U/Ia \geq Ra$$

$$24/0,3 \geq Ra$$

De acuerdo a este criterio, la resistencia de puesta a tierra debe ser inferior o igual a 80 ohmios. Para ello, conociendo el terreno tenemos lo siguiente:

Tabla 4. Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno.

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad Ohm.m
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3.000

Por tanto, se emplearán picas enterradas en el suelo con unas dimensiones tales que garanticen la puesta a tierra de la instalación:

Electrodo	Resistencia de Tierra en Ohm
Placa enterrada	$R = 0,8 \rho/P$
Pica vertical	$R = \rho/L$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = 2 \rho/L$
ρ , resistividad del terreno (Ohm.m) P , perímetro de la placa (m) L , longitud de la pica o del conductor (m)	

1.16.1.4. Sobrecargas

Para determinar las diferentes protecciones contra sobrecargas se tendrán en cuenta las fórmulas de la intensidad polar que circula del punto 2.3.2.

También las curvas de disparo de sobreintensidad – tiempo normalizadas:

- Curva B = $3 - 5 * I_n$
- Curva C = $5 - 10 * I_n$
- Curva D = $10 - 20 * I_n$

Donde I_n es la intensidad nominal del dispositivo de protección contra sobrecargas (elemento térmico).

En todo momento, el límite de intensidad de corriente admisible en un conductor quedará garantizado por el dispositivo de protección determinado anteriormente.

La línea general o derivación individual estará protegida contra sobrecargas por medio del interruptor general (I.G.) de la presente instalación.

1.16.1.5. *Sobretensiones*

Los generadores dispondrán de las protecciones específicas que el fabricante aconseje para reducir los daños como consecuencia de defectos internos o externos a ellos.

Cumpliendo con lo establecido en el punto 2 de la ITC BT-23 exigido en el punto 7 de la misma ITC BT-40, la instalación está protegida contra sobretensiones transitorias como instalación fija de categoría II, en la siguiente imagen se muestra una foto detalle de las características técnicas del inversor que internamente ofrece esta protección:

1.16.1.6. *Poder de corte*

Para determinar las diferentes protecciones contra cortocircuitos o capacidades de corte (p de c) del dispositivo (elemento electromagnético), se utilizará la siguiente expresión:

$$I_{cc} = 0,8 \cdot U / ((Z_f + Z_n) \cdot L)$$

siendo en la anterior:

- I_{cc} = valor eficaz de la corriente de cortocircuito en amperios.
- U = tensión simple en voltios.
- L = longitud de la línea general o derivadas en metros.
- Z_f = Impedancia a 70° C del conductor de fase en Ω / metro.
- Z_n = Impedancia a 70° C del conductor neutro en Ω / metro.

La intensidad de cortocircuito más desfavorable se producirá en el caso de defecto fase-neutro. El valor de cresta de la I_{cc} será 2,5 veces I_{cc} (valor eficaz).

01.3.3. Cálculos de sección

Para el cálculo de la sección del cableado se emplean los criterios de caída de tensión y máxima tensión admisible. El cableado se divide en varios tramos:

- Continua BT: de módulos hasta los inversores.
- Alterna BT: de inversores al Cuadro de BT del transformador.
- Alterna MT: del transformador hasta la red de distribución.

CONTINUA BT:

Para este tramo se emplea cableado de cobre con doble aislamiento de HEPR con tensión asignada 1,5kV/1,5kV. Se empleará la sección que cumpla el criterio de máxima intensidad admisible y el criterio de máxima caída de tensión.

No se superará una caída de tensión 1,5%, de este modo, empleando la siguiente fórmula, determinaremos la sección de cada tramo:

$$S_{dc} = \frac{2 \cdot L_{dc} \cdot I_{dc}}{AV(\%) \cdot U_{mpp} \cdot k} = \frac{2 \cdot L_{dc} \cdot I_{dc}^2}{AV(\%) \cdot P_{dc} \cdot k}$$

donde:

- L_{dc} es la longitud del tramo en estudio
- I_{dc} es la corriente máxima de la rama que en este caso sería la corriente de cortocircuito (I_{cc})
- U_{mpp} es la tensión de máxima potencia en condiciones nominales
- P_{dc} es la potencia nominal de la rama fotovoltaica en condiciones STC
- k es la conductividad eléctrica del cobre a 70 °C es 48 m/(Ω mm²)

ALTERNA BT:

Para los tramos que unan los inversores con el centro de transformación, se emplea cableado de aluminio con aislamiento de XLPE. Se contempla el uso de uno o varios conductores y la tensión asignada es de 0,6kV/1kV.

De igual modo que en los tramos de continua, la caída de tensión no superará el 1,5%, y de la misma manera calcularemos la sección del cableado, contando también con el criterio de intensidad máxima admisible para el cableado seleccionado.

$$S_{ac} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{ac} \cdot I_{nac} \cdot \cos\varphi}{AV(\%) \cdot U_n \cdot k}$$

donde

- L_{ac} es la longitud del tramo en estudio
- I_{nac} es la corriente nominal en alterna del inversor
- U_n es la tensión nominal de red
- k es la conductividad eléctrica del aluminio a 70 °C es 30 m/(Ω mm²)
- $\cos\varphi$ es el factor de potencia que debe ser cercano a 1

Para el cálculo de intensidades admisibles y secciones de cableado bajo tubo enterrado se está a lo dispuesto en la norma ITC-BT-7:

Tabla 4. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de aluminio en instalación enterrada (servicio permanente)

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
16	97	94	86	90	86	76
25	125	120	110	115	110	98
35	150	145	130	140	135	120
50	180	175	155	165	160	140
70	220	215	190	205	220	170
95	260	255	225	240	235	210
120	295	290	260	275	270	235
150	330	325	290	310	305	265
185	375	365	325	350	345	300
240	430	420	380	405	395	350
300	485	475	430	460	445	395
400	550	540	480	520	500	445
500	615	605	525	-	-	-
630	690	680	600	-	-	-

Tipo de aislamiento

XLPE - Polietileno reticulado - Temperatura máxima en el conductor 90°C (servicio permanente).

EPR - Etileno propileno - Temperatura máxima en el conductor 90°C (servicio permanente).

PVC - Policloruro de vinilo - Temperatura máxima en el conductor 70°C (servicio permanente).

Temperatura del terreno 25°C.

Profundidad de instalación 0,70 m.

Resistividad térmica del terreno 1 K.m/W.

En el caso de los tramos que discurran en instalación interior se aplicará lo dispuesto en la ITC-BT-19.

ALterna MT (línea subterránea):

Para el cálculo de la sección del cableado de media tensión, seguimos lo dispuesto en la ITC-LAT-06, empleando los distintos criterios de seguridad eléctrica y pérdidas admisibles:

- Se aplica el criterio de intensidad máxima admisible en régimen permanente:

Para ello se obtiene la intensidad admisible en servicio permanente, que viene determinada por la tabla de la ITC-LAT-06 en función del tipo de aislamiento y tensión asignada:

Tipo de aislamiento seco	Condiciones	
	Servicio Permanente θ_s	Cortocircuito Occ ($t \leq 5s$)
Policloruro de vinilo (PVC)* $S \leq 300 \text{ mm}^2$ $S > 300 \text{ mm}^2$	70 70	160 140
Polietileno reticulado (XLPE)	90	250
Etileno Propileno (EPR)	90	250
Etileno Propileno de alto módulo (HEPR)	105 para $U_o/U \leq 18/30 \text{ kV}$ 90 para $U_o/U > 18/30 \text{ kV}$	250

En función del tipo de instalación y características del terreno se aplican los factores de corrección correspondientes para el cálculo de la intensidad admisible:

- Tipo de instalación (directamente enterrada, bajo tubo enterrado, etc.)
- Resistividad térmica del terreno.
- T^a del terreno.
- Profundidad del cable.
- Distancia entre ternos.

Se ha seleccionado un cable de 240 mm^2 , conductor de Aluminio y aislamiento XLPE, tensión asignada 18/30 kV.

La intensidad admisible del cable seleccionado, 295 A, es muy superior a la intensidad máxima de salida del transformador.

- Se aplica el criterio por intensidad de cortocircuito:

A partir de la tabla 26 de la ITC-LAT-06 se calcula la intensidad de cortocircuito admisible.

Tabla 26. Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito, en A/mm², para conductores de aluminio

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, tcc, en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
sección $\leq 300 \text{ mm}^2$	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección $> 300 \text{ mm}^2$	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	39
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR $U_0/U \leq 18/30 \text{ kV}$	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

* $\Delta\theta$ es la diferencia entre la temperatura de servicio permanente y la temperatura de cortocircuito.

Para ello se calcula la densidad de corriente admisible para una actuación de las protecciones en un tiempo máximo de 1 segundo, teniendo en cuenta el aislamiento utilizado y la diferencia entre la T^a máxima en servicio permanente y la T^a admisible en cortocircuito, así como la intensidad de cortocircuito aportada por la Distribuidora, con un valor de 16 kA para la tensión de 25 kV.

Se empleará un cableado de aluminio con aislante de XLPE, de 240 mm².

Para la sección elegida obtenemos una intensidad de cortocircuito admisible de 22,56 kA, valor superior a la intensidad de cortocircuito indicada anteriormente.

- Se aplica el criterio por caída de tensión:

Una vez definidas las secciones de los cables según el criterio de intensidad máxima admisible, se debe comprobar que la caída de tensión en el circuito con esa configuración, no supera el 3%, condición reglamentaria para instalaciones de MT.

Si no se cumple este criterio, se deben modificar la sección establecida según el criterio de diseño de intensidad máxima admisible hasta lograr que se cumpla esta condición.

La caída de tensión por resistencia y reactancia de una línea viene dada por la fórmula:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi) \cdot L$$

donde:

- ΔU : caída de tensión en V.
- I: intensidad de la línea en A.
- R: resistencia del conductor en Ω/km .
- X: reactancia inductiva en Ω/km .
- L: longitud en km.

Para el criterio de caída de tensión, dado que la distancia de la línea subterránea hasta la subestación es reducida, se dará una caída de tensión despreciable.

- Pérdida de potencia

Para el caso de pérdida de potencia, se emplean de nuevo la resistencia a 70°C y el factor de potencia de valor 1:

$$\Delta P(\%) = \frac{R * P}{U^2 * \cos^2 \varphi} * 100$$

Una vez comprobados todos los criterios indicados en el apartado 4.1, confirmamos que para la línea de evacuación se puede emplear cable AL HRPRZ1 1x240 de 18/30 kV (en el anexo de fichas técnicas se pueden comprobar las características de este cable).

01.3.4. Cálculos de canalizaciones subterráneas

En el caso de las canalizaciones de baja tensión se estará a lo dispuesto en la normativa del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en especial a lo especificado en la ITC-BT-21 y ITC-BT-7:

El diámetro de los tubos y sección de canales protectoras se seleccionará de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 7. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir.

Sección nominal de los conductores (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40

Para más de 5 conductores por tubo o para conductores o cables de secciones diferentes a instalar en el mismo tubo, su sección interior será como mínimo, igual a 4 veces la sección ocupada por los conductores.

En las canalizaciones de media tensión se aplicará lo dispuesto en el reglamento de alta tensión, y en especial lo especificado en la ITC-LAT-06, además de las prescripciones de la distribuidora para líneas de Media Tensión.

En diámetro interior de los tubos no será inferior a una vez y media el diámetro exterior del cable o del diámetro aparente del circuito en el caso de varios conductores en el

mismo tubo. En los planos anexos al proyecto se detalla la sección de la canalización subterránea de la línea de evacuación.

01.3.5. Cálculo sección de conductores de tierra

Para la elección del cable de tierra se ha utilizado el siguiente criterio:

Sección conductores de fase (mm ²)	Sección conductores protección (mm ²)
Sf < 16	Sp = Sf
16 < Sf < 35	Sp = 16
Sf > 35	Sp = Sf/2

01.3.6. Cálculo de puesta a tierra de la instalación

Se seguirá lo indicado en la ITC-RAT-13, las recomendaciones de cálculo de UNESA (MÉTODO DE CÁLCULO DE INSTALACIONES DE PUESTA A TIERRA PARA CENTROS DE TRANSFORMACIÓN CONECTADOS A REDES DE TERCERA CATEGORÍA), la MT 2.11.33 y la ITC-BT-18.

Los principales parámetros para el dimensionado son:

- Corriente de defecto.
- Duración de corriente de defecto.
- Características del suelo.
- Tensión soportada a frecuencia industrial de las instalaciones de Baja Tensión del Centro de Transformación.

NATURALEZA DEL TERRENO	RESISTIVIDAD EN OHMIOS*METRO
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silícea	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1.500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1.500 a 10.000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600
Hormigón	2.000 a 3.000
Balasto o grava	3.000 a 5.000

Para instalaciones de tercera categoría y con intensidad de cortocircuito a tierra menor a 1.500 A se admite estimar la resistividad del terreno. Se estima la resistividad del terreno de acuerdo a la tabla 1 de la ITC-RAT-13:

En esta localización se tienen margas y arcillas compactas, por lo que tomamos una resistividad de 200 $\Omega \cdot m$.

1.16.1.7. Tensiones de paso y contacto máximas admisibles:

Se calculan las tensiones de paso y contacto admisible según la siguiente ecuación:

$$V_p = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot P_s}{1000}\right)$$

$$V_c = \frac{K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{1,5 \cdot P_s}{1000}\right)$$

Tensión de paso admisible	
K	72
t	1
n	1
Ps	200
Up admisible	6634
Tensión de contacto admisible	
Uc admisible	246,10
Tensión de paso de acceso	
Resistividad	200
Up (acc)	15.622

1.16.1.8. Intensidad de defecto:

Según el proyecto tipo de Endesa NRZ102:

“De forma general, en los niveles de tensión AT (132, 110, 66 y 45 kV) los neutros de los transformadores se conectarán rígidos a tierra, cuando la transformación sea a un nivel de tensión también AT. Cuando la transformación sea a niveles de tensión de MT, los neutros de AT se podrán conectar rígidos a tierra o se dejarán aislados, dependiendo de la configuración de la red y de los niveles de corrientes de cortocircuito a tierra de la zona. Por tanto, EDE proporcionará esta información en cada caso.”

En este caso no se dispone de valor de puesta a tierra para realizar equivalente Thévenin para cortocircuito monofásico a tierra. Considerando neutro aislado, ya que se conecta

al lado de MT de subestación con niveles 45/25 kV, y suponiendo una longitud de líneas aéreas subsidiarias de 17 km, más la línea proyectada, obtenemos:

$$Id = \frac{1,1 \cdot \sqrt{3} \cdot U \cdot (\omega \cdot Ca \cdot La + \omega \cdot Cc \cdot Lc)}{\sqrt{1 + (\omega \cdot Ca \cdot La + \omega \cdot Cc \cdot Lc)^2 \cdot (3 \cdot Rt)^2}}$$

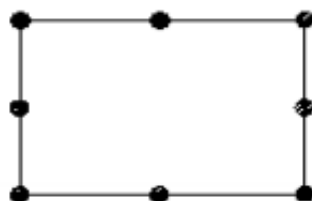
Intensidad de defecto neutro aislado	
U (V)	25.000
W (2·pi·f)	314,16
Ca (F/km)	6·10 ⁻⁹
La (km)	17
Cc (F/km)	2,5·10 ⁻⁷
La (km)	0,215
Rt (ohmios)	17,6
Id (A)	2,33
Id máx	2,33
Mayor al arranque de las protecciones	SI

De igual forma se comprobará que la intensidad de defecto es superior al arranque de las protecciones, suponiendo en este caso 300 mA.

1.16.1.9. Esquema y valor de resistencia de puesta a tierra:

Posteriormente se procede a calcular la resistencia de tierra, eligiendo un sistema de picas en anillo con código 80-40/5/82:

8 picas



Con este esquema se calcula la resistencia de tierra, tensión de paso exterior máxima y tensión de paso de acceso máxima:

$$Up = Kp \cdot \rho \cdot Id$$

$$Up(acc) = Kp(acc) \cdot \rho \cdot Id$$

$$Uc = Kc \cdot \rho \cdot Id$$

Esquema a tierra	8 x 4 m
Nº picas	8
Profundidad	0,5 m
Código	80-40/5/82
Kr (resistencia de tierra)	0,065
Kp (tensión de paso máxima)	0,0134
kc=kp(acc) (tensión de contacto exterior máxima)	0,0284
Resistencia de tierra	13

Una vez calculado se comprobará si cumple los límites calculados anteriormente

Up (Tensión de paso exterior máxima)	607,69	CUMPLE
Upmáx	6634	
Up (acc) tensión de paso de acceso	1287	CUMPLE
Upmáx (acc)	15.622	

1.16.1.10. Tensión de defecto en el CT:

Se comprobará la sobretensión admisible en el CT, considerando 10.000 V de aislamiento para aparamenta de BT:

$$Vd = Rt \cdot Id$$

$$Vbt \geq Vd$$

Rt	17,6
Id	2,33
Vd	41,02
Vbt	10.000
Vbt>=Vd?	SI

1.16.1.11. Distancia entre tierras de servicio y protección

Se calculará la distancia mínima entre tierras según la siguiente expresión:

$$D \geq \frac{\rho \cdot Id}{2000 \cdot \pi}$$

Distancia mínima entre tierras (m)	
Resistividad (Ω·m)	200
Id	215,63
D(m) >=	6,86

01.4. Resultados de cálculo

A continuación, se muestran los resultados de los cálculos.

01.4.1. Tramo de corriente continua

Inversor	String	Nº módulos	Potencia (W)	Longitud (m)	Tensión (V)	Intensidad (A)	Sección (mm2)	I _{max adm} (A)	Tensión (V)	%
Inversor 1	String 1.1	28	12.600	97,9	1.145,20	11,00	4	44	11,22	0,98%
	String 1.2	28	12.600	82,5	1.145,20	11,00	4	44	9,46	0,83%
	String 1.3	28	12.600	67,1	1.145,20	11,00	4	44	7,69	0,67%
	String 1.4	28	12.600	51,7	1.145,20	11,00	4	44	5,93	0,52%
	String 1.5	28	12.600	89,4	1.145,20	11,00	4	44	10,25	0,89%
	String 1.6	28	12.600	74	1.145,20	11,00	4	44	8,48	0,74%
	String 1.7	28	12.600	58,6	1.145,20	11,00	4	44	6,72	0,59%
	String 1.8	28	12.600	43,2	1.145,20	11,00	4	44	4,95	0,43%
	String 1.9	28	12.600	80,9	1.145,20	11,00	4	44	9,27	0,81%
	String 1.10	28	12.600	65,5	1.145,20	11,00	4	44	7,51	0,66%
	String 1.11	28	12.600	50,1	1.145,20	11,00	4	44	5,74	0,50%
	String 1.12	28	12.600	34,7	1.145,20	11,00	4	44	3,98	0,35%
	String 1.13	28	12.600	72,4	1.145,20	11,00	4	44	8,30	0,72%
	String 1.14	28	12.600	57	1.145,20	11,00	4	44	6,53	0,57%
	String 1.15	28	12.600	41,6	1.145,20	11,00	4	44	4,77	0,42%
	String 1.16	28	12.600	26,2	1.145,20	11,00	4	44	3,00	0,26%
	String 1.17	28	12.600	63,9	1.145,20	11,00	4	44	7,32	0,64%
	String 1.18	28	12.600	48,5	1.145,20	11,00	4	44	5,56	0,49%
	String 1.19	28	12.600	33,1	1.145,20	11,00	4	44	3,79	0,33%
	String 1.20	28	12.600	17,7	1.145,20	11,00	4	44	2,03	0,18%
	String 1.21	28	12.600	55,4	1.145,20	11,00	4	44	6,35	0,55%
	String 1.22	28	12.600	40	1.145,20	11,00	4	44	4,58	0,40%

Inversor	String	Nº módulos	Potencia (W)	Longitud (m)	Tensión (V)	Intensidad (A)	Sección (mm2)	I _{max adm} (A)	Tensión (V)	%
Inversor 2	String 1.23	28	12.600	24,6	1.145,20	11,00	4	44	2,82	0,25%
	String 1.24	28	12.600	9,2	1.145,20	11,00	4	44	1,05	0,09%
	String 2.1	28	12.600	97,9	1.145,20	11,00	4	44	11,22	0,98%
	String 2.2	28	12.600	82,5	1.145,20	11,00	4	44	9,46	0,83%
	String 2.3	28	12.600	67,1	1.145,20	11,00	4	44	7,69	0,67%
	String 2.4	28	12.600	51,7	1.145,20	11,00	4	44	5,93	0,52%
	String 2.5	28	12.600	89,4	1.145,20	11,00	4	44	10,25	0,89%
	String 2.6	28	12.600	74	1.145,20	11,00	4	44	8,48	0,74%
	String 2.7	28	12.600	58,6	1.145,20	11,00	4	44	6,72	0,59%
	String 2.8	28	12.600	43,2	1.145,20	11,00	4	44	4,95	0,43%
	String 2.9	28	12.600	80,9	1.145,20	11,00	4	44	9,27	0,81%
	String 2.10	28	12.600	65,5	1.145,20	11,00	4	44	7,51	0,66%
	String 2.11	28	12.600	50,1	1.145,20	11,00	4	44	5,74	0,50%
	String 2.12	28	12.600	34,7	1.145,20	11,00	4	44	3,98	0,35%
	String 2.13	28	12.600	72,4	1.145,20	11,00	4	44	8,30	0,72%
	String 2.14	28	12.600	57	1.145,20	11,00	4	44	6,53	0,57%
	String 2.15	28	12.600	41,6	1.145,20	11,00	4	44	4,77	0,42%
	String 2.16	28	12.600	26,2	1.145,20	11,00	4	44	3,00	0,26%
	String 2.17	28	12.600	63,9	1.145,20	11,00	4	44	7,32	0,64%
	String 2.18	28	12.600	48,5	1.145,20	11,00	4	44	5,56	0,49%
	String 2.19	28	12.600	33,1	1.145,20	11,00	4	44	3,79	0,33%
	String 2.20	28	12.600	17,7	1.145,20	11,00	4	44	2,03	0,18%
	String 2.21	28	12.600	55,4	1.145,20	11,00	4	44	6,35	0,55%
	String 2.22	28	12.600	40	1.145,20	11,00	4	44	4,58	0,40%
	String 2.23	28	12.600	24,6	1.145,20	11,00	4	44	2,82	0,25%

Inversor	String	Nº módulos	Potencia (W)	Longitud (m)	Tensión (V)	Intensidad (A)	Sección (mm2)	I _{max adm} (A)	Tensión (V)	%
Inversor 3	String 2.24	28	12.600	9,2	1.145,20	11,00	4	44	1,05	0,09%
	String 3.1	28	12.600	97,9	1.145,20	11,00	4	44	11,22	0,98%
	String 3.2	28	12.600	82,5	1.145,20	11,00	4	44	9,46	0,83%
	String 3.3	28	12.600	67,1	1.145,20	11,00	4	44	7,69	0,67%
	String 3.4	28	12.600	51,7	1.145,20	11,00	4	44	5,93	0,52%
	String 3.5	28	12.600	89,4	1.145,20	11,00	4	44	10,25	0,89%
	String 3.6	28	12.600	74	1.145,20	11,00	4	44	8,48	0,74%
	String 3.7	28	12.600	58,6	1.145,20	11,00	4	44	6,72	0,59%
	String 3.8	28	12.600	43,2	1.145,20	11,00	4	44	4,95	0,43%
	String 3.9	28	12.600	80,9	1.145,20	11,00	4	44	9,27	0,81%
	String 3.10	28	12.600	65,5	1.145,20	11,00	4	44	7,51	0,66%
	String 3.11	28	12.600	50,1	1.145,20	11,00	4	44	5,74	0,50%
	String 3.12	28	12.600	34,7	1.145,20	11,00	4	44	3,98	0,35%
	String 3.13	28	12.600	72,4	1.145,20	11,00	4	44	8,30	0,72%
	String 3.14	28	12.600	57	1.145,20	11,00	4	44	6,53	0,57%
	String 3.15	28	12.600	41,6	1.145,20	11,00	4	44	4,77	0,42%
	String 3.16	28	12.600	26,2	1.145,20	11,00	4	44	3,00	0,26%
	String 3.17	28	12.600	63,9	1.145,20	11,00	4	44	7,32	0,64%
	String 3.18	28	12.600	48,5	1.145,20	11,00	4	44	5,56	0,49%
	String 3.19	28	12.600	33,1	1.145,20	11,00	4	44	3,79	0,33%
	String 3.20	28	12.600	17,7	1.145,20	11,00	4	44	2,03	0,18%
	String 3.21	28	12.600	55,4	1.145,20	11,00	4	44	6,35	0,55%
	String 3.22	28	12.600	40	1.145,20	11,00	4	44	4,58	0,40%
	String 3.23	28	12.600	24,6	1.145,20	11,00	4	44	2,82	0,25%
	String 3.24	28	12.600	9,2	1.145,20	11,00	4	44	1,05	0,09%

Inversor	String	Nº módulos	Potencia (W)	Longitud (m)	Tensión (V)	Intensidad (A)	Sección (mm2)	I _{max adm} (A)	Tensión (V)	%
Inversor 4	String 4.1	28	12.600	97,9	1.145,20	11,00	4	44	11,22	0,98%
	String 4.2	28	12.600	82,5	1.145,20	11,00	4	44	9,46	0,83%
	String 4.3	28	12.600	67,1	1.145,20	11,00	4	44	7,69	0,67%
	String 4.4	28	12.600	51,7	1.145,20	11,00	4	44	5,93	0,52%
	String 4.5	28	12.600	89,4	1.145,20	11,00	4	44	10,25	0,89%
	String 4.6	28	12.600	74	1.145,20	11,00	4	44	8,48	0,74%
	String 4.7	28	12.600	58,6	1.145,20	11,00	4	44	6,72	0,59%
	String 4.8	28	12.600	43,2	1.145,20	11,00	4	44	4,95	0,43%
	String 4.9	28	12.600	80,9	1.145,20	11,00	4	44	9,27	0,81%
	String 4.10	28	12.600	65,5	1.145,20	11,00	4	44	7,51	0,66%
	String 4.11	28	12.600	50,1	1.145,20	11,00	4	44	5,74	0,50%
	String 4.12	28	12.600	34,7	1.145,20	11,00	4	44	3,98	0,35%
	String 4.13	28	12.600	72,4	1.145,20	11,00	4	44	8,30	0,72%
	String 4.14	28	12.600	57	1.145,20	11,00	4	44	6,53	0,57%
	String 4.15	28	12.600	41,6	1.145,20	11,00	4	44	4,77	0,42%
	String 4.16	28	12.600	26,2	1.145,20	11,00	4	44	3,00	0,26%
	String 4.17	28	12.600	63,9	1.145,20	11,00	4	44	7,32	0,64%
	String 4.18	28	12.600	48,5	1.145,20	11,00	4	44	5,56	0,49%
	String 4.19	28	12.600	33,1	1.145,20	11,00	4	44	3,79	0,33%
	String 4.20	28	12.600	17,7	1.145,20	11,00	4	44	2,03	0,18%
	String 4.21	28	12.600	55,4	1.145,20	11,00	4	44	6,35	0,55%
	String 4.22	28	12.600	40	1.145,20	11,00	4	44	4,58	0,40%
	String 4.23	28	12.600	24,6	1.145,20	11,00	4	44	2,82	0,25%
	String 4.24	28	12.600	9,2	1.145,20	11,00	4	44	1,05	0,09%

01.4.2. Tramos de corriente alterna (BT)

Tramo	Potencia (W)	Longitud (m)	Tensión (V)	Intensidad (A)	Sección (mm ²)	I _{max adm} (A)	FC por agrupación	I _{max adm corregida} (A)	Tensión (V)	%
Inv 1 - CGMP FV	250.000	73	800,00	0,99	183,17	228,96	240	211,5	3,17	0,40%
Inv 2 - CGMP FV	250.000	73	800,00	0,99	183,17	228,96	240	211,5	3,17	0,40%
Inv 3 - CGMP FV	250.000	22	800,00	0,99	183,17	228,96	240	211,5	0,95	0,12%
Inv 4 - CGMP FV	250.000	22	800,00	0,99	183,17	228,96	240	211,5	0,95	0,12%
CGMP FV-CBT CT	1.000.000	4	800,00	0,99	732,68	915,85	240	973,24	0,23	0,03%

01.4.3. Tramos de corriente alterna (MT)

Tramo	P (W)	L (m)	U (V)	I. (A)	S (mm ²)	I _{max adm} (A)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	R (Ω)	X (Ω)	c.d.t (V)	U (%)	ΔP (kW)	P (kW)	P (%)
CTFV - PC	1.000.000	62	25.000	23,09	95	200,00	0,430	0,118	0,027	0,007	0,083	0,000%	0,07	1.000	0,007%

Anexo 02. Fichas técnicas y certificados

A continuación, se muestran las hojas de características técnicas de los elementos principales de la instalación.

BISTAR

TP6L72M
TP6L72M(H) **144 half-cell**

435 - 455W

9BB half-cut mono perc



KEY FEATURES



9BB half-cut cell technology

New circuit design, lower internal current, lower Rs loss
Ga doped wafer, attenuation < 2% (1st year) / ≤ 0.55% (Linear)



Significantly lower the risk of hot spot

Special circuit design with much lower hot spot temperature



Excellent Anti-PID performance

2 times of industry standard Anti-PID test by TUV SUD



Wider application

No water-permeability and high wear-resistance,
can be widely used in high-humid, windy and dusty area



IP68 junction box

High waterproof level

SYSTEM & PRODUCT CERTIFICATES

- IEC 61215 / IEC 61730 / UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality Management System
- ISO 14001: 2015 Environment Management System
- ISO 45001: 2018 Occupational Health and Safety Management Systems

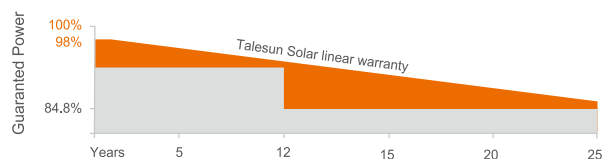


PERFORMANCE WARRANTY



Linear Performance Warranty

Standard Performance Warranty



Performance at STC (Power Tolerance 0 ~ +3%)

Maximum Power (Pmax/W)	435	440	445	450	455
Operating Voltage (Vmpp/V)	40.3	40.5	40.7	40.9	41.1
Operating Current (Impp/A)	10.80	10.87	10.94	11.01	11.08
Open-Circuit Voltage (Voc/V)	49.0	49.2	49.4	49.6	49.8
Short-Circuit Current (Isc/A)	11.33	11.40	11.47	11.54	11.61
Module Efficiency η_m (%)	20.0	20.2	20.4	20.7	20.9

Performance at NMOT

Maximum Power (Pmax/W)	324	328	332	335	339
Operating Voltage (Vmpp/V)	37.6	37.8	38.0	38.2	38.4
Operating Current (Imp/A)	8.62	8.67	8.73	8.78	8.84
Open-Circuit Voltage (Voc/V)	45.6	45.8	46.0	46.2	46.4
Short-Circuit Current (Isc/A)	9.15	9.20	9.26	9.32	9.37

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 NMOT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Air Mass AM1.5, Wind Speed 1m/s

MECHANICAL SPECIFICATION

Cell Type	Monocrystalline
Cell Dimensions	166*166mm
Cell Arrangement	144 (6*24)
Weight	25.5kg (56.22lbs)
Module Dimensions	2094*1038*35mm (82.44*40.87*1.38inches)
Cable Length	Portrait 300mm/Landscape 1200mm/Customized
Cable Cross Section Size	TUV: 4mm2 (0.006inches2)/UL: 12AWG
Front Glass	3.2mm (0.13inches) AR Coating Tempered Glass
No. of Bypass Diodes	3
Packing Configuration (1)	31pcs/carton, 682pcs/40hq
Packing Configuration (for USA)	31pcs/carton, 682pcs/40hq
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68

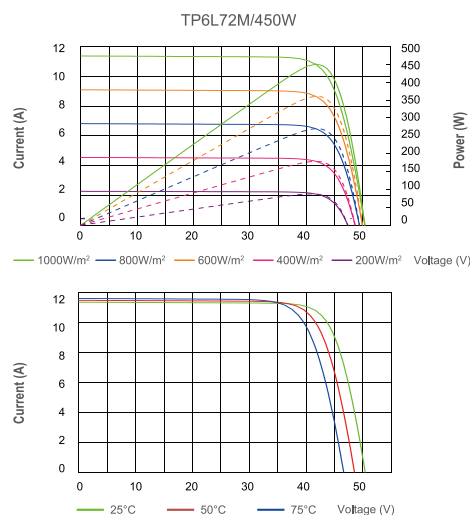
OPERATING CONDITIONS

Maximun System Voltage	1000V/1500V/DC(IEC)
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Maximun Series Fuse	20A
Static Loading	Snow Loading: 5400Pa/ Wind Loading: 2400Pa
Conductivity at Ground	≤0.1Ω
Safety Class	II
Resistance	≥100MΩ
Connector	T01/LJQ-3-CSY/MC4/MC4-EVO2

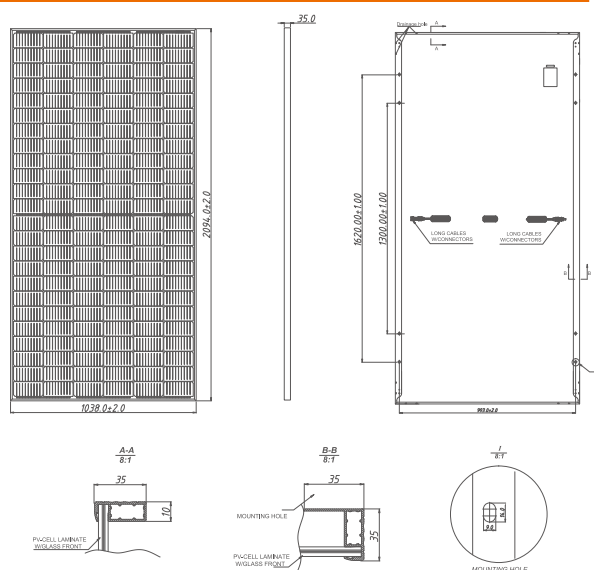
TEMPERATURE COEFFICIENT

Temperature Coefficient Pmax	-0.36%/°C
Temperature Coefficient Voc	-0.26%/°C
Temperature Coefficient Isc	+0.043%/°C
NMOT	43±2°C

I-V CURVE



TECHNICAL DRAWINGS



SOLARFIX

Bifacial enhancement



pvhardware.com

STRUCTURAL & MECHANICAL SPECIFICATIONS

Ground coverage ratio	<i>30-50%, depending on configuration</i>
Modules supported	<i>All market available modules, including thin film and bifacial</i>
Slope tolerances	<i>N-S: unlimited, E-W: up to 14%</i>
Module configuration	<i>100% adaptable</i>
Module attachment	<i>Direct mount to panel rail (configurable for clamps)</i>
Structural materials	<i>Magnelis / Hot-dipped galvanized steel per ASTM A123 or ISO 1461</i>
Allowable wind load	<i>Specific conditions up to 120 mph/193 kph</i>
Grounding system	<i>Self-grounded via serrated fixation hardware</i>
In-field manufacturing	<i>No</i>
On-site training	<i>Yes</i>
Standard warranties	<i>Structure: 25 years</i>
Structural adaptation to local codes	<i>Yes, verified by third-party structural engineers if required</i>



SG250HX New

SUNGROW
Clean power for all

Multi-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System



HIGH YIELD

- 12 MPPTs with max. efficiency 99%
- Compatible with bifacial module
- Built-in Anti-PID and PID recovery function

LOW COST

- Compatible with Al and Cu AC cables
- DC 2 in 1 connection enabled
- Power line communication (PLC)
- Q at night function

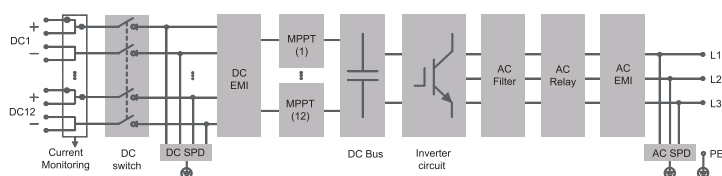
SMART O&M

- Touch free commissioning and remote firmware upgrade
- Online IV curve scan and diagnosis*
- Fuse free design with smart string current monitoring

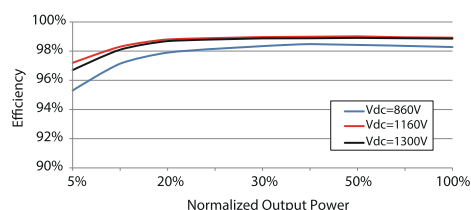
PROVEN SAFETY

- IP66 and C5 protection
- Type II SPD for both DC and AC
- Compliant with global safety and grid code

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



© 2019 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 1.3

Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	600 V / 600 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	600 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connectors per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 12
Max. current for input connector	30 A
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @ 40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
An-ti PID and PID recovery function	Yes
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	99kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	Amphenol UTX (Max. 6 mm ²)
AC connection type	OT/DT terminal (Max. 300 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, IEC 61000-6-3, EN 50549, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

*: Only compatible with Sungrow logger and iSolarCloud





Product Service

Compliance Document

No. D 073342 0271 Rev. 00

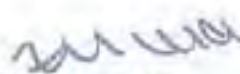
Holder of Certificate: **Sungrow Power Supply Co., Ltd.**
No. 1699 Xiyu Road, New & High
Technology Industrial Development Zone,
230088 Hefei, Anhui
PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA

Product: **Converter**
Grid-Connected Inverter

This Compliance document confirms the compliance with the listed standards on a voluntary basis. It refers only to the sample submitted for testing and certification and does not certify the quality or safety of the serial products. See also notes overleaf.

Test report no.: 704091903317-00

Date, 2019-07-05


(Zhengdong Ma)



Product Service

Compliance Document

No. D 073342 0271 Rev. 00

Model(s): SG250HX, SG250HX-IN.

Parameters:

V _{max} PV:	d.c. 1500 V
Min. MPP voltage:	d.c. 600 V
Max. MPP voltage:	d.c. 1500 V
Max. input current:	d.c. 12×26 A
I _{sc} PV:	d.c. 12×50 A
Nominal grid voltage:	a.c. 3/PE ~ 800V
Nominal grid frequency:	50/60 Hz
Max. continuous output current:	a.c. 180.5 A
Rated output power:	225 kW (SG250HX), 200 kW (SG250HX-IN)
Max. apparent power:	250kVA
Power factor range:	0.8Lagging 0.8Leading
Ambient temperature range:	-30°C...+60°C
Protective class:	I
Ingress protection:	IP66
Overvoltage category:	II(PV), III(Mains)

Tested
according to:IEC 61727:2004
IEC 62116:2014
IEC 61000-3-11:2000
IEC 61000-3-12:2011

Product certificate number / Certificado de producto número

No: 2619/0397-2-CER

License holder /
Titular del certificado

Sungrow Power Supply Co., LTD.
No. 1699, Xiyou Road, New & High Technology Industrial
Development Zone, Hefei City, Anhui Province, P.R. China.

Trademark / Marca

阳光电源
SUNGROW

Factory / Fabrica

Sungrow Power Supply Co., LTD.
No. 1699, Xiyou Road, New & High Technology Industrial
Development Zone, Hefei City, Anhui Province, P.R. China.



Model / Modelo

SG250HX

Technical Data /
Datos Técnicos

Nominal Power / <i>Potencia Nominal</i>	225 kW
Nominal Voltage / <i>Tensión Nominal</i>	800 V
Nominal Frequency / <i>Frecuencia Nominal</i>	50 Hz
Firmware version / <i>Versión de Firmware</i>	LCD_DIAMOND-S_V11_V01_A; MDSP_DIAMOND-S_V11_V01_A
Number of phases / <i>Número de fases</i>	Three phase / Trifásico
Isolation transformer / <i>Transformador de aislamiento</i>	No

Regulation / Norma

UNE 206 007-1 IN:2013,
Requisitos de conexión a la red eléctrica. Inversores para conexión a la red de distribución.

They are considered protective functions requirements for voltage and frequency abnormal variations in the grid stated in the Real Decreto 1699/2011 / *Se consideran los requisitos para funciones de protección ante variaciones anormales de tensión y frecuencia en la red según viene definido en el Real Decreto 1699/2011.*

The above-mentioned generating unit is certified according to the SGS internal procedure PE.T-ECPE-23 based on the requirements of the UNE-EN ISO / IEC 17065 / *El equipo antes mencionado está certificado conforme con el procedimiento interno de SGS PE.T-ECPE-23 de acuerdo con los requisitos de la norma UNE-EN ISO/IEC 17065.*

This certificate is valid until / *Este certificado es válido hasta el:* 10th February 2023 / 10 de febrero de 2023.

This certificate is first issued on / *Este certificado se emite por vez primera el:* 10th February 2020 / 10 de febrero de 2020.

Madrid, 10 de Febrero de 2020



Daniel Arranz Muñiz
Certification Manager



CERTIFICADO DE CONFORMIDAD



Conformity certificate number / Certificado de conformidad número

No: 2619/0397-CER

License holder /
Titular del certificado

Sungrow Power Supply Co., LTD.
No. 1699, Xiyou Road, New & High Technology Industrial
Development Zone, Hefei City, Anhui Province, P.R. China.

Trademark / Marca



Factories / Fabricas

Site 1: No. 1699, Xiyou Road, New & High Technology Industrial
Development Zone, Hefei City, Anhui Province, P.R. China.
Site 2: No. 608 Changning Avenue, New & High Technology
Industrial Development Zone. Hefei City, Anhui Province, P.R.
China.



Types of generating unit /
Tipo de aparato

PV Grid-Connected Inverter

Models / Modelos

SG250HX

Technical Data / Datos
Técnicos

Nominal Power /
Potencia Nominal

225 kW

Nominal Voltage /
Tensión Nominal

800 V

Nominal Frequency /
Frecuencia Nominal

50 Hz

Firmware version /
Versión de Firmware

**LCD_DIAMOND-S_V11_V01_A;
MDSP_DIAMOND-S_V11_V01_A**

Number of phases /
Número de fases

Three phase / Trifásico

Isolation transformer /
Transformador de aislamiento

No

Regulation / Normativa

Procedimiento de Operación (P.O. 12.3)

Procedimientos de verificación, validación y certificación de los requisitos del PO 12.3 sobre la
respuesta de las instalaciones eólicas y fotovoltaicas ante huecos de tensión.
Versión 10 (26 de Enero de 2012).

This certificate of conformity confirms that one sample of the above-mentioned product is in compliance with the referred standard /
*Este certificado de conformidad confirma que una muestra del producto arriba mencionado está en cumplimiento con la norma
referido.*

This certificate of conformity is based upon the test results of the test reports number below detailed and is only valid when the
product is manufactured in accordance with the tested sample / *Este certificado de conformidad se basa en los resultados de
ensayos ofrecidos en el siguiente de informe y es solo válido cuando el producto sea fabricado idénticamente a la muestra
ensayada.*

- **Nº Test Report / Nº de Informe de ensayos:** 2219 / 0397.

This certificate is valid until / *Este certificado es válido hasta el:* 11th of December of 2024 / 11 de diciembre de 2024

Madrid, a 13 de diciembre de 2019

Daniel Arranz Muñiz
Certification Manager





Product Service

CERTIFICATE

No. Z2 099333 0068 Rev. 02

Holder of Certificate: **LONGi Green Energy Technology Co., Ltd.**
No. 388, Middle Hangle Road
Chang'an District
710100 Xi'an City, Shaanxi
PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA

Certification Mark:



Product:

Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules
Mono-Crystalline Silicon Photovoltaic Module

The product was tested on a voluntary basis and complies with the essential requirements. The certification mark shown above can be affixed on the product. It is not permitted to alter the certification mark in any way. In addition the certification holder must not transfer the certificate to third parties. See also notes overleaf

Test report no.: 704061802065-02

Valid until: 2024-09-09

Date: 2019-09-10

(Zhulin Zhang)

No. Z2 099333 0068 Rev. 02

LR6-72BP-xxxM, (xxx=350 to 380 in step of 5)
 LR6-60BP-xxxM, (xxx=290 to 315 in step of 5)
 LR6-72DG-xxxM, (xxx=330 to 360 in step of 5)
 LR6-60DG-xxxM, (xxx=275 to 300 in step of 5)
 LR6-72PD-xxxM, (xxx=345 to 370 in step of 5)
 LR6-60PD-xxxM, (xxx=290 to 305 in step of 5)
 LR6-72OPD-xxxM, (xxx=370 to 410 in step of 5)
 LR6-60OPD-xxxM, (xxx=325 to 360 in step of 5)
 LR4-72HBD-xxxM, (xxx=415 to 450 in step of 5)
 LR4-60HBD-xxxM, (xxx=345 to 375 in step of 5)

The suffix HBD is meaning double glass PV modules with 166x166mm PERC half solar cell.

xxx is standing for rated output power at STC.

Application Class:	Class A
Maximum System Voltage:	1500 V DC
Fire Safety Class:	Class C
Construction:	Framed or Frameless, with Junction box, Cable and Connectors.
Test Laboratory:	Yangzhou Opto-Electrical Products Testing Institute No. 10 West Kaifa Road, Yangzhou 225009 Jiangsu, P. R. China

IEC 61215(ed.2)
IEC 61730-2(ed.1);am1
EN 61730-2:2007/A1:2012
IEC 61730-1(ed.1);am1;am2
EN 61730-1:2007/A11:2014

001192, 002875, 090968, 096558, 099605, 099606, 099626
102892, 097323, 103410, 103841

giles

Modelos PFU

DIMENSIONES EXTERIORES Y PESOS

PFU Hasta 24/36 kV					
		PFU-3	PFU-4	PFU-5	PFU-7
Longitud	[mm]	3280	4460	6080	8080
Anchura	[mm]	2380	2380	2380	2380
Altura	[mm]	3045	3045	3045	3250
Altura vista	[mm]	2585	2585	2585	2790
Peso*	[kg]	10545	13465	17460	29090

Opcional: Cubierta sobreelevada para 36 kV, no aplicable a PFU-7
(Altura estándar +195 mm)
Dimensiones puerta de acceso peatonal: 900 (24 kV) / 1100 (36 kV) x 2100 mm
Dimensiones puerta de transformadores: 1260 x 2100 mm
(*) Peso del edificio vacío con cubierta estándar y ventilación para 1000 kVA

APLICACIONES

Centros de Transformación Ormazabal

- Seguros
- Respetuosos con el Medio Ambiente
- Sostenibles
- Ergonómicos

en **Generación:**

- Parques eólicos
- Instalaciones fotovoltaicas
- Cogeneraciones
- etc.

en **Distribución:**

- Distribución pública y privada.
- Entornos industriales.
- Grandes infraestructuras: aeropuertos, ferrocarriles, autopistas, puertos, túneles, etc.
- Estaciones Depuradoras de Aguas
- Instalaciones con telemando incorporado.
- Instalaciones con telemedida.
- Posibilidad de Centros de Transformación a prueba de arco interno, clase IAC, mediante acuerdo fabricante-cliente.
- Soluciones prefabricadas según norma UNE-EN 62271-202, montadas de acuerdo a procedimientos controlados y ensayadas en fábrica.
- Asociación con una amplia gama de centros **Ormazabal** para la proyectos urbanísticos y soluciones técnicas: C.T. Prefabricados, Centros de Maniobra y Seccionamiento, etc.

➔ Nota: Para otras configuraciones consultar a nuestro Departamento Técnico-Comercial

CONFIGURACIONES ELÉCTRICAS

CONFIGURACIONES ELÉCTRICAS TIPO

PFU-3	2L + 1P + 1 Transformador + 1 CBT
PFU-4	3L + 1V + 1 Transformador + 1 CBT
PFU-5	2L + 1S + 1P + 1M + 1 Transf. + 1 CBT 2L + 2P + 2 Transformadores + 2 CBT 3L + 2P + 2 Transformadores + 2 CBT 3L + 1R + 1P + 1M + 1 Transformador + 1 CBT 1L + 1V + 1M + 2P + 2 Transf. + 2 CBT
PFU-7	5L + 2P + 2 Transf. + 2 CBT 3L + 1R + 1V + 1M + 2P + 2 Transf. + 2 CBT 3L + 1R + 1V + 1M + 2P + 1 Transf. + 1 CBT

Los PFU admiten telecontrol y telegestión de Ormazabal. Consultar a nuestro departamento Técnico-Comercial.

Donde: L = Celda / Función de Línea
P = Celda / Función de Protección con Fusibles
V = Celda / Función de Prot. con Int. Autom. de Vacío
S = Celda / Función de Interruptor Pasante
M = Celda / Función de Medida
CBT = Cuadro de Baja Tensión



PFU-3



PFU-4



PFU-5



PFU-7



NORMAS APLICADAS

- Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (**RCE, Ministerio de Industria y Energía, Real Decreto 3275/1982**)
- Normas particulares de Compañía Eléctrica.

INSTALACIÓN

El edificio **PFU** se suministra totalmente montado de fábrica, lo que conlleva un proceso de instalación simple.

La factibilidad de realizar en fábrica íntegramente la instalación de la aparataje eléctrica disminuye tiempos y ofrece una calidad uniforme.



Nota: Para la realización de la excavación y la instalación solicitar la documentación técnica necesaria a nuestro Departamento Técnico-Comercial.
Es responsabilidad del instalador el cálculo y la realización de la red de tierras exterior

ADAPTACIÓN AL ENTORNO

Ormazabal dispone de diferentes tipos de acabados superficiales exteriores (colores, texturas y relieves) para los **PFU**, que les confiere una gran capacidad de armonización estética al entorno, integración y mimetización.

Con esto se consigue una mayor adaptación al conjunto de necesidades de la instalación, a la vez que se minimiza el impacto visual.

	RAL 1015		RAL 8017
	RAL 7002		RAL 9002
	RAL 6003		RAL 1001
	RAL 8022		RAL 1006
	RAL 3022		RAL 8023



Nota: Información ampliada en su catálogo correspondiente.



PF edificio modular tipo caseta para centros de transformación

PRESENTACIÓN

El edificio **PF** es una envolvente modular de hormigón tipo caseta para **Centros de Transformación** de **Ormazabal** de instalación en superficie y maniobra interior de hasta 36 kV, constituidos por componentes independientes suministrados de fábrica e instalados de forma conjunta.

COMPOSICIÓN

Los **Centros de Transformación** de **Ormazabal** en edificio **PF** se componen de:

- Aparamata de MT con aislamiento integral en gas: Sistema CGMCOSMOS (hasta 24 kV) y sistema CGM.3 (36 kV).
- Unidades de protección, control y medida (telemando, telemedida, control integrado, telegestión, etc.) de Ormazabal.
- Transformador/es de distribución de MT/BT de llenado integral en dieléctrico líquido de hasta 1000 kVA⁽¹⁾ de potencia unitaria.
- Aparamata de BT: Cuadro/s de Baja Tensión de hasta 8 salidas por cuadro.
- Interconexiones directas por cable MT y BT.
- Circuito de puesta a tierra.
- Circuito de alumbrado y servicios auxiliares.
- Edificio modular de hormigón PF.

➔ (1) Para otros valores consultar a nuestro Departamento Técnico-Comercial.



NORMAS APLICADAS

- Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación
- Normas particulares de Compañía Eléctrica

APLICACIONES

en **Generación**:

- Parques eólicos, Instalaciones fotovoltaicas, etc.

en **Distribución**:

- Centros de Reparto
- Centros de Transformación Ormazabal:
 - Distribución pública y privada.
 - Entornos industriales.
 - Grandes infraestructuras.
 - Instalaciones permanentes / temporales.
 - Instalaciones con telemedida.
 - Proyectos urbanísticos y soluciones técnicas asociados con C.T. Prefabricados, Centros de Maniobra y Seccionamiento, etc.

Modelos PF



PF-203/303



PF-2030/3030



PF-202/302



PF-2015/3015

PF Hasta 24 kV		Serie PF-201/301					Serie PF-2015/3015	
	Paneles:	PF-201	PF-202	PF-203	PF-204	PF-205	PF-2015	PF-2030
Longitud	[mm]	2620	4880	7240	9600	11960	3700	7240
Anchura	[mm]	2520	2620	2620	2620	2620	2620	2620
Altura	[mm]	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200
Altura vista	[mm]	2650	2650	2650	2650	2650	2650	2650
Peso*	[kg]	9000	26100	22500	29200	35900	13500	23550

PF Hasta 36 kV		Serie PF-201/301						Serie PF-2015/3015	
	Paneles:	PF-301	PF-302	PF-303	PF-304	PF-305	PF-3015	PF-3030	PF-3035
Longitud	[mm]	2620	4880	7240	9600	11960	3700	7240	8420
Anchura	[mm]	2520	2620	2620	2620	2620	2620	2620	2620
Altura	[mm]	3600	3600	3600	3600	3600	3600	3600	3600
Altura vista	[mm]	3050	3050	3050	3050	3050	3050	3050	3050
Peso*	[kg]	10000	17400	24100	31200	38300	15000	25650	28050

Dimensiones puerta de acceso personal: 900 (24 kV) / 1100 (36 kV) x 2100 mm.

Dimensiones puerta de transformador: 1260 x 2100 mm.

* Peso sin tener en cuenta las puertas, rejillas ni equipo eléctrico

TECSUN

H1Z2Z2-K

Tensión asignada: 1,5/1,5 kVdc (1,8 kVdc máx.) - 1/1 kVac (1.2 kVac max.)
 Norma diseño: EN 50618; IEC 62930
 Designación genérica: H1Z2Z2-K



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA
 EN 60332-1-2
 IEC 60332-1-2
 NFC 32070-C2



NO PROPAGACIÓN DEL INCENDIO
 EN 50305-9
 DIN VDE 0482
 parte 266-2-5



LIBRE DE HALÓGENOS
 EN 50525-1



BAJA OPACIDAD DE HUMOS
 EN 61034-2
 IEC 61034-2



NULA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS Y REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS
 EN 50305 (ITC < 3)



RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA



RESISTENCIA AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA



RESISTENCIA A LOS AGENTES QUÍMICOS



RESISTENCIA A LAS GRASAS Y ACEITES



RESISTENCIA A LOS GOLPES



RESISTENCIA A LA ABRASIÓN



APTO PARA ENTERRAR DIRECTAMENTE



ENSAYOS ADICIONALES CABLE TECSUN - H1Z2Z2-K

Vida estimada	30 años
Certificación	TÜV
Servicios móviles	SI
Apto para instalación directamente enterrado	SI
Doble aislamiento (clase II)	SI
Tª máxima de conductor (20 000 h)	120 °C
Resistencia al ozono	Cobre estañado
Resistencia a los rayos UVA	IEC 62930 Anexo E; EN 50618 Anexo E; Resistencia a la tracción y elongación a la rotura después de 720 h (360 ciclos) de exposición a los rayos UVA según EN 50289-4-17 (Método A)
Resistencia a la absorción agua	DNI EN 60811-402
Protección contra el agua	AD7 (inmersión)
Resistencia a aceites minerales	EN 60811-2-1; 24 h; 100 °C
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 Anexo B y EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C (N-Oxalic acid, N-Sodium hydroxide) per IEC 60811-404; EN 60811-404
Resistencia al amoníaco	Ensayo especial de Prysmian: 30 días en atmósfera saturada de amoníaco
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab 2 para IEC 60811-503; EN 50618 Tab 2 para EN 60811-503 (máxima contracción 2%)
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab.2 y EN 50618 Tab.2 1000h a 90 °C y 85% de humedad para IEC 60068-2-78, EN- 60068-2-78
Respetuoso con el medioambiente	Directiva RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea
Penetración dinámica	IEC 62930 anexo D; EN 50618 anexo D
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 62930 Tab.2 para IEC 60811-504 y -505 y EN 50618 Tab.2 para EN 60811-1-4 y EN 60811-504 y -505
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40° C según IEC 62930 Anexo C para IEC 60811-506 y EN 50618 Anexo C para EN 60811-506
Presión a temperatura elevada	< 50% según EN 60811-508
Dureza Prysmian	Test interno Prysmian: Tipo A: 85 según DIN EN ISO 868
Resistencia a la abrasión	Ensayo especial Prysmian DIN ISO 4649 contrapapel abrasivo. • Cubierta contra cubierta. • Cubierta contra met. • Cubierta contra plásticos
Durabilidad del marcado	IEC 62930; EN 50396

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (120 °C, por 20 000 h).
 - Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
 - Tensión continua máxima: 1,8/1,8 kV.
 - Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
 - Tensión alterna máxima: 1,2/1,2 kV.
 - Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 6,5 kV.
 - Ensayo de tensión continua durante 5 min: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado):
 3D (D ≤ 12 mm) y 4D > 12 mm). (D = diámetro exterior del cable máximo).

Ensayos de fuego

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- No propagación del incendio: EN 50305-9.
- Libre de halógenos: EN 50525-1.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 50305 (ITC < 3).

TECSUN

H1Z2Z2-K



Tensión asignada: 1,5/1,5 kVdc (1,8 kVdc máx.) - 1/1 kVac (1.2 kVac max.)
 Norma diseño: EN 50618; IEC 62930
 Designación genérica: H1Z2Z2-K



CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cobre estañado.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 120 °C, 20 000 h; 90 °C (30 años)
 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: Cross-linked HERP.

CUBIERTA

Material: compuesto reticulado libre de halógenos, tabla B.1, anexo B de EN 50618.

Color: negro, rojo o azul.

APLICACIONES

• Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos. Adecuado para soterramiento directo (sin tubo o conducto).

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÍNIMO) mm	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE. T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,6	4,4	5	35	13,7	24	30	30,48
1 x 2,5	1,9	4,8	5,4	46	8,21	34	41	18,31
1 x 4	2,4	5,3	5,9	61	5,09	46	55	11,45
1 x 6	2,9	5,9	6,5	80	3,39	59	70	7,75
1 x 10	4	7,0	7,6	122	1,95	82	98	4,60
1 x 16	5,6	9,0	9,8	200	1,24	110	132	2,89
1 x 25	6,4	10,3	11,2	290	0,795	146	176	1,83
1 x 35	7,5	11,7	12,5	400	0,565	182	218	1,32
1 x 50	9	13,5	14,5	560	0,393	220	276	0,98
1 x 70	10,8	15,5	16,5	750	0,277	282	347	0,68
1 x 95	12,6	17,7	18,7	970	0,210	343	416	0,48
1 x 120	14,2	19,2	20,4	1220	0,164	397	488	0,39
1 x 150	15,8	21,4	22,6	1500	0,132	458	566	0,31
1 x 185	17,4	23,7	25,1	1840	0,108	523	644	0,25
1 x 240	20,4	27,1	28,5	2400	0,0817	617	775	0,20

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.
 → XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).
 Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.
 Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida útil (25 años).

AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S)

AL XZ1 (S)

Tensión asignada: 0,6/1 kV
 Norma diseño: UNE-HD 603-5X-1
 Designación genérica: AL XZ1 (S)



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



NO PROPAGACIÓN
DE LA LLAMA
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2



LIBRE DE HALÓGENOS
EN 60754-2
EN 60754-1
IEC 60754-2
IEC 60754-1



REDUCIDA EMISIÓN
DE GASES TÓXICOS
EN 60754-2
NFC 20454
DEF-STAN 02-713



DESCÁRGATE
la DoP (Declaración de
Prestaciones) en este código QR.
www.prysmianclub.es/cprblog/DoP



Nº DoP 1003862



BAJA OPACIDAD
DE HUMOS
EN 61034-2
IEC 61034-2



NULA EMISIÓN
DE GASES CORROSIVOS
EN 60754-2
IEC 60754-2
NFC 20453



RESISTENCIA
A LA ABSORCIÓN
DEL AGUA



RESISTENCIA
AL FRÍO



RESISTENCIA
A LOS RAYOS
ULTRAVIOLETA



RESISTENCIA
A LOS AGENTES
QUÍMICOS



RESISTENCIA
A LAS GRASAS
Y ACEITES



RESISTENCIA
A LOS GOLPES



NORMALIZADO POR LAS PRINCIPALES
COMPAÑÍAS ELÉCTRICAS

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
- Libre de halógenos: EN 60754-2; EN 60754-1; IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; NFC 20454; DEF STAN 02-713.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: aluminio.

Flexibilidad: rígido, clase 2, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según UNE HD 603-1.

CUBIERTA

Material: mezcla especial libre de halógenos tipo Flamex DMO 1, según UNE-HD 603-5X-1.

Color: negro.

APLICACIONES

- Redes de distribución, acometidas, instalaciones al aire o enterradas.
- Redes subterráneas de distribución e instalaciones subterráneas (ITC-BT 07).
- Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20); salvo obligación de Afumex (AS) (ver ITC-BT 28 y R.D. 2267/2004).

NOTA IMPORTANTE: Inadecuado para ser instalado en locales de pública concurrencia, líneas generales de alimentación, derivaciones individuales y en general toda instalación donde se quiera Afumex (AS).

AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S)

AL XZ1 (S)

Tensión asignada: 0,6/1 kV
 Norma diseño: UNE-HD 603-5X-1
 Designación genérica: AL XZ1 (S)



DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (1)	DIÁMETRO SOBRE AISLAMIENTO mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR mm (1)	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO TRIFÁSICA (3) A	INTENSIDAD ADMISIBLE (CORRIENTE CONTINUA) ENTERRADO (4) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2)	
									cos Φ = 1	cos Φ = 0,8
1 x 16	0,7	6,1	8,3	85	1,91	76	58	70	4,15	3,42
1 x 25	0,9	7,7	9,9	124	1,2	91	74	89	2,62	2,19
1 x 35	0,9	8,6	10,8	153	0,868	114	90	107	1,89	1,6
1 x 50	1	10,1	12,5	200	0,641	140	107	126	1,39	1,21
1 x 70	1,1	11,9	14,5	265	0,443	180	132	156	0,97	0,86
1 x 95	1,1	13,8	15,8	340	0,32	219	157	185	0,7	0,65
1 x 120	1,2	15,3	17,4	420	0,253	254	178	211	0,55	0,53
1 x 150	1,4	17	19,3	515	0,206	294	201	239	0,45	0,45
1 x 185	1,6	19,4	21,4	645	0,164	337	226	267	0,36	0,37
1 x 240	1,7	22,1	24,2	825	0,125	399	261	309	0,27	0,3
1 x 300	1,8	24,3	26,7	1035	0,1	462	295	349	0,22	0,26

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

→ XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (Al) (trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

→ XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Al) (trifásica).

(4) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W. Corriente continua.

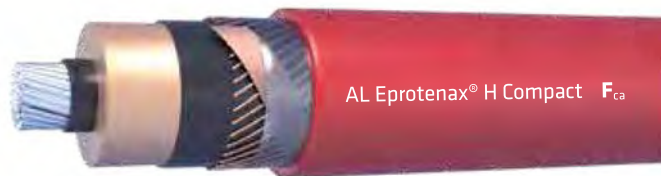
→ XLPE2 con instalación tipo método D1/D2 (Al) (continua).

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

AL EPROTENAX H COMPACT

AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE-HD 620-9E
 Designación genérica: AL HEPRZ1



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



LIBRE DE HALÓGENOS
 EN 60754-1
 IEC 60754-1



REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS
 EN 60754-2
 IEC 60754-2



BAJA OPACIDAD DE HUMOS
 EN 61034-2
 IEC 61034-2



DESCÁRGATE
 la DoP (Declaración de
 Prestaciones) en este código QR.
www.prysmianclub.es/cprblog/DoP



Nº DoP 1003884



ALTA RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DE AGUA



RESISTENCIA AL FRÍO



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA



CAPA SEMICONDUCTORA EXTERNA PELABLE EN FRÍO Mayor facilidad de instalación de terminales, empalmes o conectores separables. Instalación más segura al ejecutarse más fácilmente con corrección.

TRIPLE EXTRUSIÓN Capa semiconductora interna, aislamiento y capa semiconductora externa se extruyen en un solo proceso. Mayor garantía al evitarse deterioros y suciedad en las interfaces de las capas.

AISLAMIENTO RETICULADO EN CATENARIA Mejor reticulación de las cadenas poliméricas. Mayor vida útil.

CUBIERTA VEMEX Mayor resistencia a la absorción de agua, al rozamiento y abrasión, a los golpes, al desgarro, mayor facilidad de instalación en tramos tubulares, mayor seguridad de montaje. Resistencia a los rayos uva.

GARANTÍA ÚNICA PARA EL SISTEMA Posibilidad de instalación con accesorios Prysmian (terminales, empalmes, conectores separables).

MAYOR INTENSIDAD ADMISIBLE Por mayor temperatura de servicio gracias al aislamiento de HEPR (105 °C frente a 90 °C del XLPE).

MENOR DIÁMETRO EXTERIOR Mayor facilidad de instalación por su mayor flexibilidad y menores peso y diámetro que redundan en un menor coste de la línea eléctrica.

FORMULACIÓN DE AISLAMIENTO PRYSMIAN Mayor vida útil gracias a la formulación propia basada en la amplia experiencia de Prysmian.

EXCELENTE COMPORTAMIENTO FRENTE A LA ACCIÓN DEL AGUA Gracias a su aislamiento de goma HEPR de formulación Prysmian.

NORMALIZADO POR IBERDROLA

- Temperatura de servicio: -25 °C, +105 °C,
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min. (tensión conductor-pantalla): 42 kV (cables 12/20 kV), 63 kV (cables 18/30 kV).
- Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2.

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): **Fca**.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- Libre de halógenos: EN 60754-1; EN 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; IEC 60754-2.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.

AL EPROTENAX H COMPACT

AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE-HD 620-9E
 Designación genérica: AL HEPRZ1

AL Eprotenax® H Compact F_{ca}

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.

Flexibilidad: clase 2, según UNE-EN 60228

Temperatura máxima en el conductor: 105 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

SEMICONDUCTORA INTERNA

Capa extrusionada de material conductor.

AISLAMIENTO

Material: etileno propileno de alto módulo (HEPR, 105 °C). **Espesor reducido.**

SEMICONDUCTORA EXTERNA

Capa extrusionada de material semiconductor **separable en frío.**

PANTALLA METÁLICA

Material: hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira. Sección total 16 mm² (12/20 kV) ó 25 mm² (18/30 kV).

SEPARADOR

Cinta de poliéster.

CUBIERTA EXTERIOR

Material: poliolefina termoplástica, Z1 Vemex.

Color: rojo.

DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm ²)	Ø NOMINAL AISLAMIENTO* (mm)	ESPEJOR AISLAMIENTO (mm)	Ø NOMINAL EXTERIOR* (mm)	ESPEJOR CUBIERTA (mm)	PESO APROXIMADO (kg/km)	RADIO DE CURVATURA ESTÁTICO (POSICIÓN FINAL) (mm)	RADIO DE CURVATURA DINÁMICO (DURANTE TENDIDO) (mm)
12/20 kV							
1 x 50/16	18,1	4,5	25,8	2,5	780	387	516
1 x 95/16 (1)	20,9	4,3	28,6	2,7	960	429	572
1 x 150/16 (1)	23,8	4,3	32	3	1200	480	640
1 x 240/16 (1)	28	4,3	36	3	1600	540	720
1 x 400/16 (1)	33,2	4,3	41,3	3	2130	620	826
1 x 630/16	41,5	4,5	49,5	2,7	3130	743	990
18/30 kV							
1 x 95/25 (1)	25,7	6,7	34,4	3	1330	516	688
1 x 150/25 (1)	27,6	6,2	36,3	3	1500	545	726
1 x 240/25 (1)	31,8	6,2	40,4	3	1900	606	808
1 x 400/25 (1)	37	6,2	45,7	3	2550	686	914
1 x 630/25 (1)	45,3	6,4	53,4	3	3600	801	1068

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola.

(*) Valores aproximados (sujetos a tolerancias propias de fabricación).

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión nominal simple, U ₀ (kV)	12	18
Tensión nominal entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U _m (kV)	24	36
Tensión a impulsos, U _p (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	105	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	

AL EPROTENAX H COMPACT

AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE-HD 620-9E
 Designación genérica: AL HEPRZ1



DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm²)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO EL TUBO Y ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s*** (A)	
					12/20 kV (pant, 16 mm²)	18/30 kV (pant, 25 mm²)
1 x 50/16	135	145	180	4700	3130	4630
1 x 95/16 (1)	200	215	275	8930	3130	4630
1 x 150/16 (1)	255	275	360	14100	3130	4630
1 x 240/16 (1)	345	365	495	22560	3130	4630
1 x 400/16 (1)	450	470	660	37600	3130	4630
1 x 630/16 (2)	590	615	905	59220	3130	4630

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV.

(*) Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W.

(**) Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.

(***) Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949.

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm²)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T 20 °C (Ω/km)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T MÁX (105 °C) (Ω/km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km)		CAPACIDAD μF/km	
			12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1 x 50/16	0,641	0,861	0,132	0,217	0,147	0,147
1 x 95/16 (1)	0,320	0,430	0,118	0,129	0,283	0,204
1 x 150/16 (1)	0,206	0,277	0,110	0,118	0,333	0,250
1 x 240/16 (1)	0,125	0,168	0,102	0,109	0,435	0,301
1 x 400/16 (1)	0,008	0,105	0,096	0,102	0,501	0,367
1 x 630/16 (2)	0,047	0,0643	0,090	0,095	0,614	0,095

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV

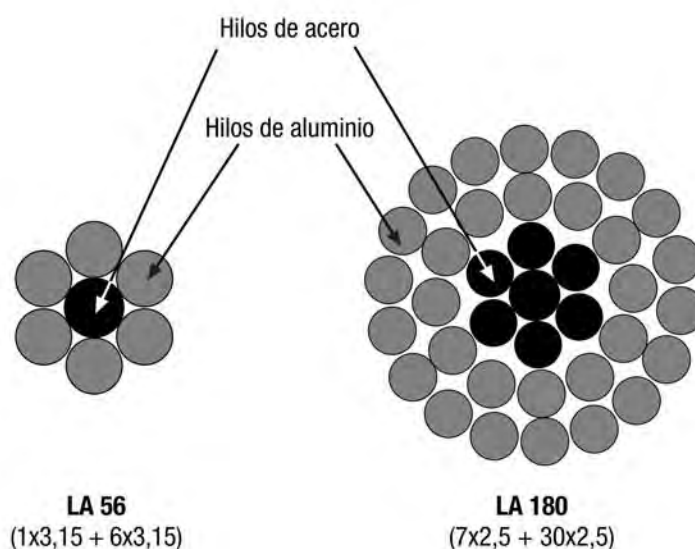
NOTA: valores obtenidos para una terna de cables en contacto y al tresbolillo.

CONDUCTORES DESNUDOS PARA LÍNEAS AÉREAS



CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Código	47-AL1/8-ST1A	94-AL1/22-ST1A	147-AL1/34-ST1A	242-AL1/39-ST1A	337-AL1/44-ST1A	402-AL1/52-ST1A
Código antiguo	LA-56	LA-110	LA-180	LA-280 HAWK	LA-380 GULL	LA-455 CONDOR
Norma	UNE EN 50182					
Formación (hilos de acero + hilos aluminio)	1x3,15 + 6x3,15	7x2,00 + 30x2,0	7x2,5 + 30x2,5	7x2,68 + 26x3,44	7x2,82 + 54x2,82	7x3,08 + 54x3,08
Diámetro hilos de acero	mm 3,15	2	2,5	2,68	2,82	3,08
Diámetro alma de acero	mm 3,15	6	7,5	8,04	8,46	9,24
Diámetro hilos de aluminio	mm 3,15	2	2,5	3,44	2,82	3,08
Diámetro completo del conductor	mm 9,45	14	17,5	21,8	25,38	27,72
Sección alma de acero	mm ² 7,8	22	34,3	39,5	43,7	52,2
Sección aluminio	mm ² 46,8	94,2	147,3	241,7	337,3	402,3
Sección total conductor	mm ² 54,6	116,2	181,6	281,2	381	454,6
Peso Acero	kg/km 60,8	172,4	269,4	310	342	408,9
Peso Aluminio	kg/km 128,3	260,2	407	666,7	933	1112
Peso Total Conductor	kg/km 189,1	433	676	977	1275	1521
Carga de ruptura Nominal	kN 16,4	43,1	63,9	84,5	109	124
Resistencia en corriente continua a 20°C (máx.)	Ω/km 0,6136	0,3066	0,1962	0,1194	0,0857	0,0718

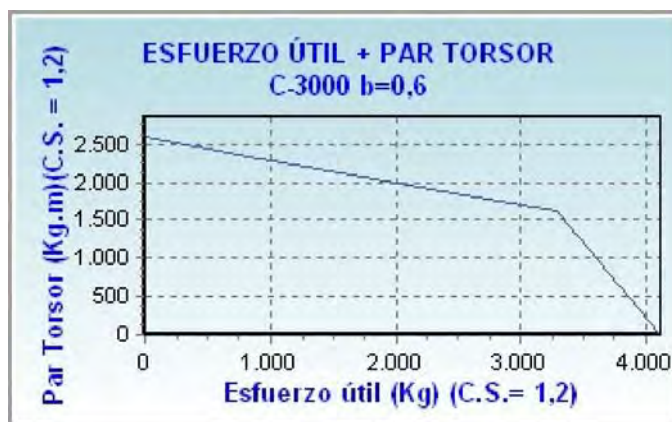
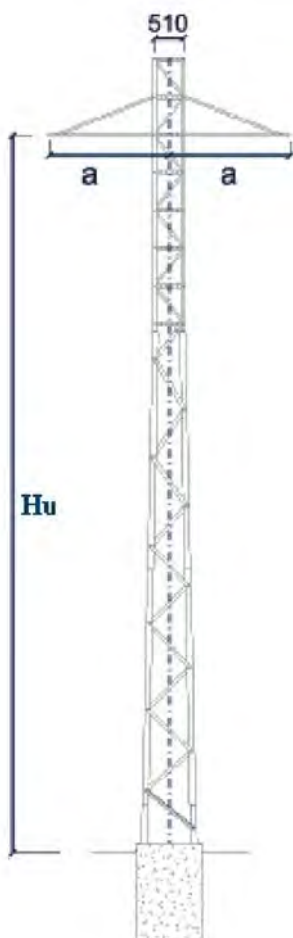


Valores aproximados.
Para otras secciones, consultar.

Fichas Técnicas de los apoyos

ALTURA ÚTIL (m)	ARMADOS S y N				ARMADOS T y B		
	Cabeza (m)	Crucetas (m)		Cúpula (m)	Crucetas (m)		
	"b"	"a"	"c"		"a"-"d"	"b"	"c"
13,26					1,25	0,6	

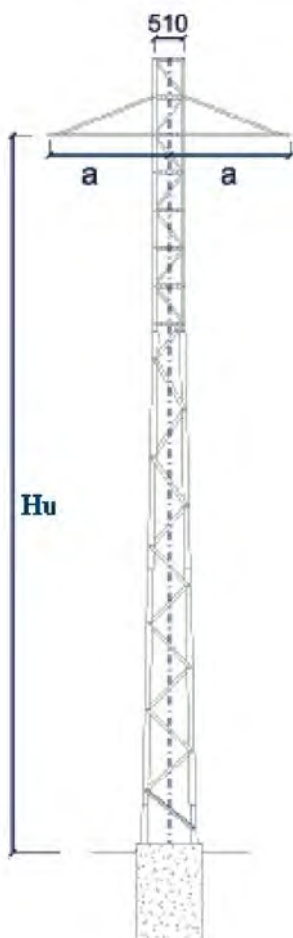
ESFUERZOS ÚTILES EQUIVALENTES CON ARMADO SIN CARGA EN CÚPULA (Kg)					
1ª Hip. V=120 Km/h C.S. = 1,5	2ª Hip. Hielo C.S. = 1,5	2ª Hip. H+V=60 Km/h C.S. = 1,5	3ª Hip. Desequilibrio C.S. = 1,2	4ª Hip. Rot. de Fase C.S. = 1,2	4ª Hip. Rot. de Prot. C.S. = 1,2
3105	3405	3105	4230	1655	
CARGA VERTICAL POR FASE / CÚPULA (Kg)					
300	375	375	375	375	



Fichas Técnicas de los apoyos

ALTURA ÚTIL (m)	ARMADOS S y N				ARMADOS T y B		
	Cabeza (m)	Crucetas (m)		Cúpula (m)	Crucetas (m)		
	"b"	"a"	"c"		"a"-"d"	"b"	"c"
20					1,5	0,6	

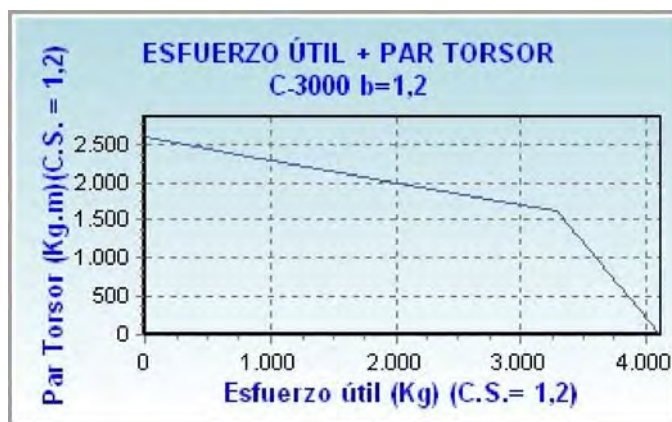
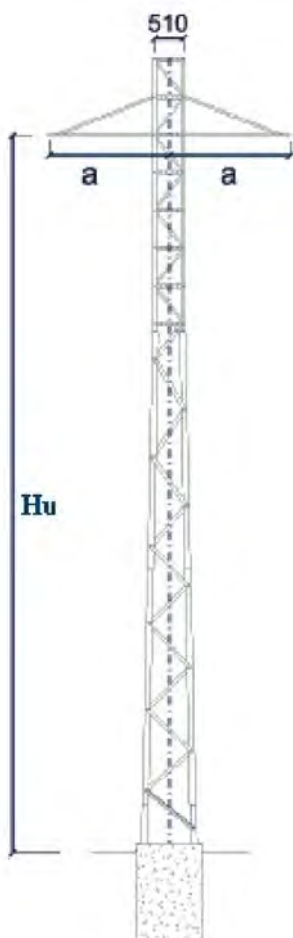
ESFUERZOS ÚTILES EQUIVALENTES CON ARMADO SIN CARGA EN CÚPULA (Kg)					
1ª Hip. V=120 Km/h C.S. = 1,5	2ª Hip. Hielo C.S. = 1,5	2ª Hip. H+V=60 Km/h C.S. = 1,5	3ª Hip. Desequilibrio C.S. = 1,2	4ª Hip. Rot. de Fase C.S. = 1,2	4ª Hip. Rot. de Prot. C.S. = 1,2
525	735	525	930	720	
CARGA VERTICAL POR FASE / CÚPULA (Kg)					
300	375	375	375	375	



Fichas Técnicas de los apoyos

ALTURA ÚTIL (m)	ARMADOS S y N				ARMADOS T y B		
	Cabeza (m)	Crucetas (m)		Cúpula (m)	Crucetas (m)		
	"b"	"a"	"c"		"a"-"d"	"b"	"c"
14,53					1,75	1,2	

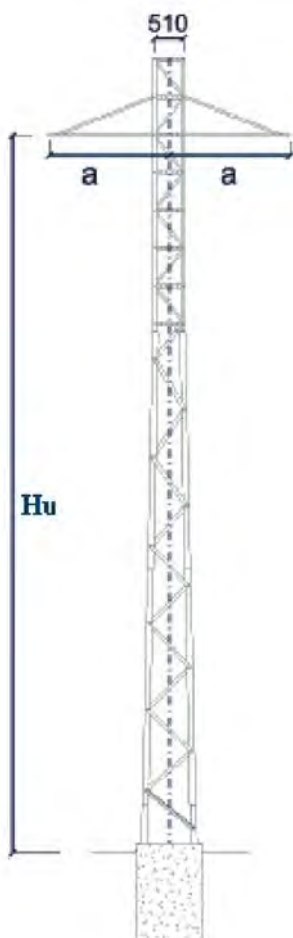
ESFUERZOS ÚTILES EQUIVALENTES CON ARMADO SIN CARGA EN CÚPULA (Kg)					
1ª Hip. V=120 Km/h C.S. = 1,5	2ª Hip. Hielo C.S. = 1,5	2ª Hip. H+V=60 Km/h C.S. = 1,5	3ª Hip. Desequilibrio C.S. = 1,2	4ª Hip. Rot. de Fase C.S. = 1,2	4ª Hip. Rot. de Prot. C.S. = 1,2
3150	3525	3150	4380	1240	
CARGA VERTICAL POR FASE / CÚPULA (Kg)					
300	375	375	375	375	



Fichas Técnicas de los apoyos

ALTURA ÚTIL (m)	ARMADOS S y N				ARMADOS T y B		
	Cabeza (m)	Crucetas (m)		Cúpula (m)	Crucetas (m)		
	"b"	"a"	"c"		"a"- "d"	"b"	"c"
11,68					1,5	0,6	

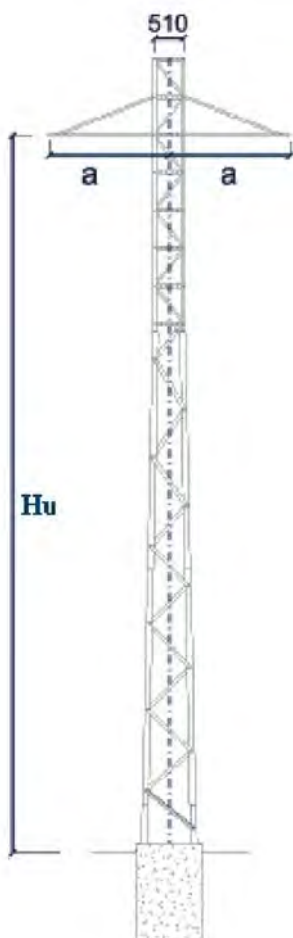
ESFUERZOS ÚTILES EQUIVALENTES CON ARMADO SIN CARGA EN CÚPULA (Kg)					
1ª Hip. V=120 Km/h C.S. = 1,5	2ª Hip. Hielo C.S. = 1,5	2ª Hip. H+V=60 Km/h C.S. = 1,5	3ª Hip. Desequilibrio C.S. = 1,2	4ª Hip. Rot. de Fase C.S. = 1,2	4ª Hip. Rot. de Prot. C.S. = 1,2
1050	1215	1050	1530	720	
CARGA VERTICAL POR FASE / CÚPULA (Kg)					
300	375	375	375	375	



Fichas Técnicas de los apoyos

ALTURA ÚTIL (m)	ARMADOS S y N				ARMADOS T y B		
	Cabeza (m)	Crucetas (m)		Cúpula (m)	Crucetas (m)		
	"b"	"a"	"c"		"a"-"d"	"b"	"c"
10,15					1,5	0,6	

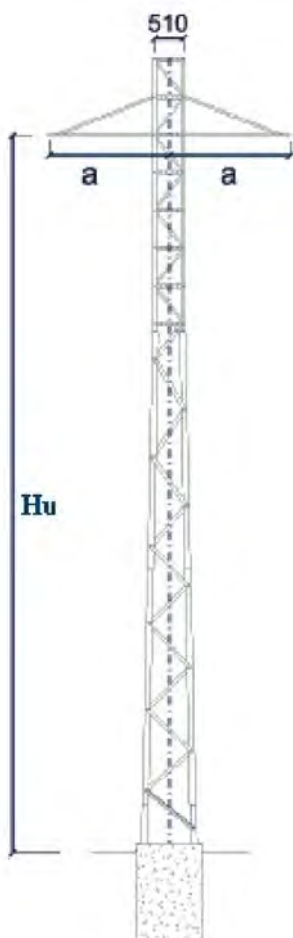
ESFUERZOS ÚTILES EQUIVALENTES CON ARMADO SIN CARGA EN CÚPULA (Kg)					
1ª Hip. V=120 Km/h C.S. = 1,5	2ª Hip. Hielo C.S. = 1,5	2ª Hip. H+V=60 Km/h C.S. = 1,5	3ª Hip. Desequilibrio C.S. = 1,2	4ª Hip. Rot. de Fase C.S. = 1,2	4ª Hip. Rot. de Prot. C.S. = 1,2
525	735	525	930	720	
CARGA VERTICAL POR FASE / CÚPULA (Kg)					
300	375	375	375	375	

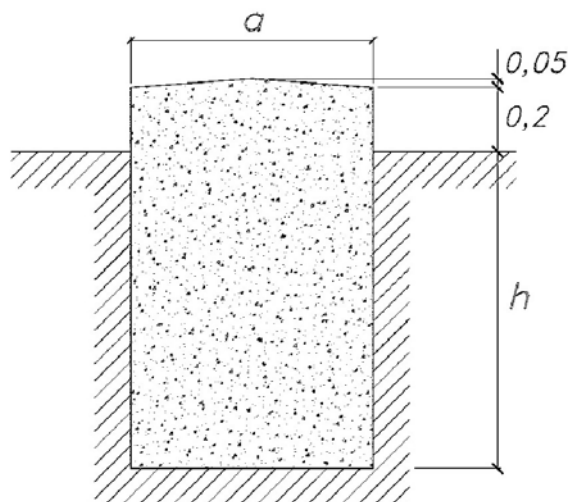


Fichas Técnicas de los apoyos

ALTURA ÚTIL (m)	ARMADOS S y N				ARMADOS T y B		
	Cabeza (m)	Crucetas (m)		Cúpula (m)	Crucetas (m)		
	"b"	"a"	"c"		"a"-"d"	"b"	"c"
7,69					1,25	0,6	

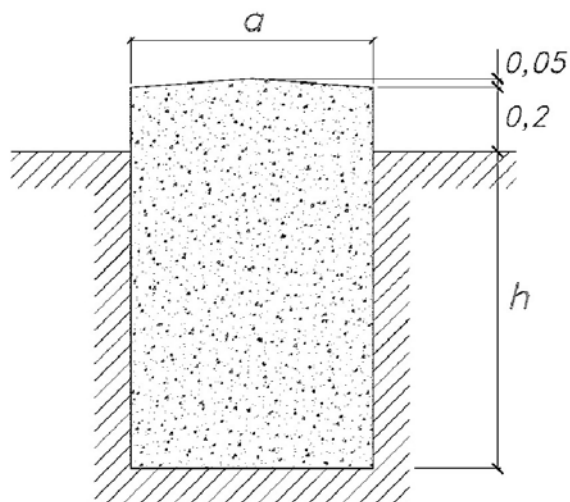
ESFUERZOS ÚTILES EQUIVALENTES CON ARMADO SIN CARGA EN CÚPULA (Kg)					
1ª Hip. V=120 Km/h C.S. = 1,5	2ª Hip. Hielo C.S. = 1,5	2ª Hip. H+V=60 Km/h C.S. = 1,5	3ª Hip. Desequilibrio C.S. = 1,2	4ª Hip. Rot. de Fase C.S. = 1,2	4ª Hip. Rot. de Prot. C.S. = 1,2
2070	2340	2070	2925	1655	
CARGA VERTICAL POR FASE / CÚPULA (Kg)					
300	375	375	375	375	



CIMENTACIONES


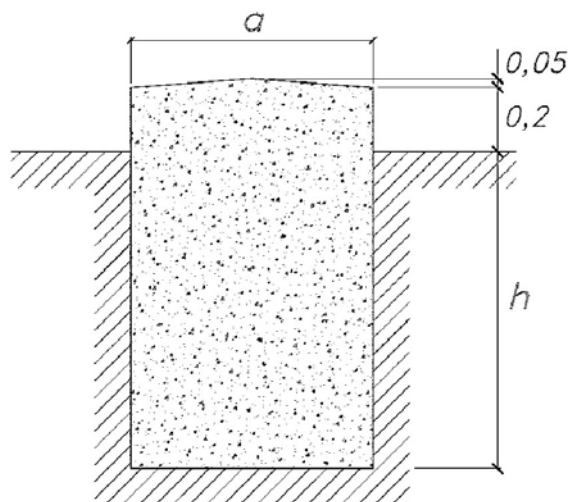
CIMENTACIÓN MONOBLOQUE			
	TERRENO BLANDO K= 8 Kg/cm ³	TERRENO NORMAL K = 12 Kg/cm ³	TERRENO DURO K = 16 Kg/cm ³
a (m)	1,16	1,16	1,16
H (m)	2,47	2,24	2,08
V ex Total (m ³)	3,32	3,01	2,8

CIMENTACIONES

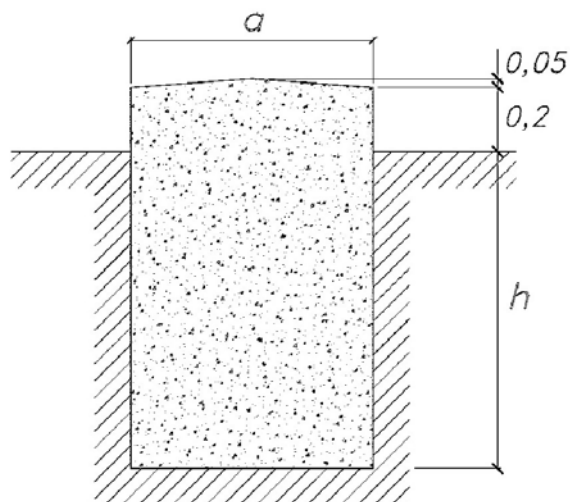


CIMENTACIÓN MONOBLOQUE			
	TERRENO BLANDO K= 8 Kg/cm ³	TERRENO NORMAL K = 12 Kg/cm ³	TERRENO DURO K = 16 Kg/cm ³
a (m)	1,31	1,31	1,31
H (m)	1,77	1,6	1,53
V ex Total (m ³)	3,04	2,75	2,63

CIMENTACIONES

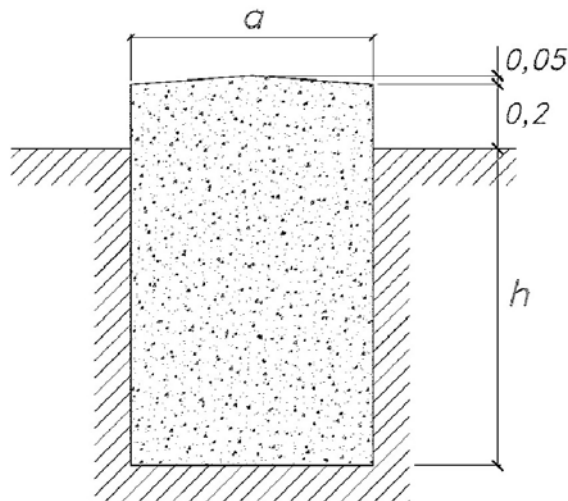


CIMENTACIÓN MONOBLOQUE			
	TERRENO BLANDO K= 8 Kg/cm3	TERRENO NORMAL K = 12 Kg/cm3	TERRENO DURO K = 16 Kg/cm3
a (m)	1,23	1,23	1,23
H (m)	2,51	2,27	2,12
V ex Total (m3)	3,8	3,43	3,21

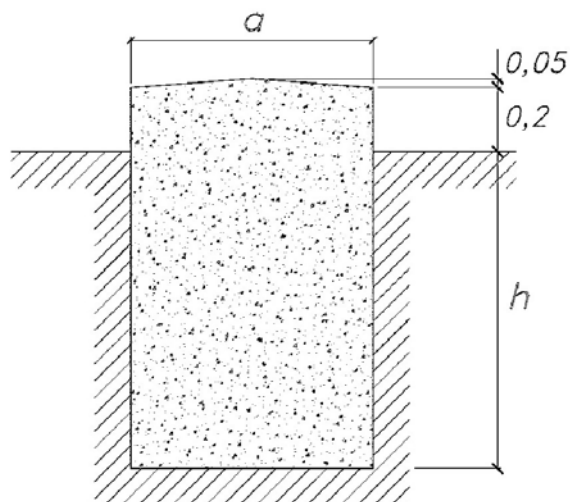
CIMENTACIONES


CIMENTACIÓN MONOBLOQUE			
	TERRENO BLANDO K= 8 Kg/cm ³	TERRENO NORMAL K = 12 Kg/cm ³	TERRENO DURO K = 16 Kg/cm ³
a (m)	1,01	1,01	1,01
H (m)	1,9	1,72	1,61
V ex Total (m ³)	1,94	1,75	1,64

CIMENTACIONES



CIMENTACIÓN MONOBLOQUE			
	TERRENO BLANDO K= 8 Kg/cm ³	TERRENO NORMAL K = 12 Kg/cm ³	TERRENO DURO K = 16 Kg/cm ³
a (m)	0,93	0,93	0,93
H (m)	1,6	1,45	1,35
V ex Total (m ³)	1,38	1,25	1,17

CIMENTACIONES


CIMENTACIÓN MONOBLOQUE			
	TERRENO BLANDO K= 8 Kg/cm ³	TERRENO NORMAL K = 12 Kg/cm ³	TERRENO DURO K = 16 Kg/cm ³
a (m)	0,9	0,9	0,9
H (m)	2,11	1,91	1,78
V ex Total (m ³)	1,71	1,55	1,44

Anexo 03. Análisis de seguridad estructural

En este apartado se recogen los resultados del análisis de vientos, sobreesfuerzos y resistencia estructural de la estructura soporte de los módulos.

En el mismo se estudia la influencia del viento y la del peso propio de la estructura que se va a instalar con el fin de demostrar que se cumple el requisito básico de seguridad estructural, que asegura que la estructura tiene un comportamiento estructural adecuado frente a las acciones e influencias previsibles a las que pueda estar sometido durante su construcción y uso previsto.

Variantes de partida

MÓDULO

- Elemento: BISTAR TP6L72M
- Dimensiones del módulo: 2.094x1.038x35 mm
- Peso del módulo: 35 kg

ESTRUCTURA

- Acero con un recubrimiento metálico de aleación especial de zinc, un 3,5% de aluminio y un 3% de magnesio (Magnelis®)

Acciones permanentes

Pesos propios

El valor característico del peso propio de los equipos e instalaciones fijas, en este caso el de la instalación fotovoltaica, debe definirse de acuerdo con los valores aportados por los suministradores.

- El campo solar está diseñado sobre estructura fija orientada al sur y con una inclinación de 30°.

Para conocer la carga que supone esta instalación, es preciso conocer el peso de la unidad de módulo y la estructura implícita.

Acciones Variables

Viento

La velocidad de viento de diseño estándar para la estructura seleccionada es de 47 m/s o, lo que es lo mismo, 169 km/h (ASCE7-10).

La acción de viento, en general una fuerza perpendicular a la superficie de cada punto expuesto, o presión estática, que puede expresarse como:

$$q_e = q_b \cdot c_e \cdot c_p$$

siendo:

- q_b : la presión dinámica del viento.
- c_e : el coeficiente de exposición, variable con la altura del punto considerado, en función del grado de aspereza del entorno donde se encuentra ubicada la construcción.
- c_p : el coeficiente eólico o de presión, dependiente de la forma y orientación de la superficie respecto al viento, y en su caso, de la situación del punto respecto a los bordes de esa superficie; un valor negativo indica succión.

Se ha diseñado una estructura y unos modelos de equipos con los proveedores que, además de ofrecer las máximas garantías, garantizan la seguridad estructural frente a acciones variables de viento.

Anexo 04: Línea de evacuación

04.1. Objeto

El presente anexo tiene por objeto definir las condiciones técnicas y económicas para la realización de una línea aérea de media tensión que realice la función de línea de evacuación de la planta fotovoltaica objeto del proyecto. Esta, unirá las instalaciones privadas de la instalación generadora con la red de distribución. En este caso consiste en una línea simple circuito para realizar una conexión en “T” con la red de distribución.

04.2. Descripción general de las líneas de evacuación

La instalación proyectada consiste en una línea aérea de media tensión vinculada a la Central Solar Fovovoltaica cuyo objeto es la Generación de Energía Eléctrica utilizando como materia prima la radiación lumínica del sol. Es por esto que se trata de una instalación novedosa y con un alto interés social al generar energía limpia, y contribuyendo al desarrollo sostenible tan necesario.

La instalación de generación tiene una potencia nominal que implica la necesidad de realizar el vertido de energía en la red de media tensión, de forma que se minimicen las pérdidas eléctricas, así como el coste material en conductores.

La media y alta tensión permite transportar la energía largas distancias minimizando las pérdidas eléctricas con respecto a instalaciones a menor tensión. Asimismo, reduce la sección de cable a utilizar. El transporte de energía a una tensión adecuada permite un buen ajuste entre pérdidas energéticas, costes de material y volumen físico de la instalación.

04.3. Características básicas de la instalación proyectada

El diseño del presente anexo se desarrolla tomando como base la ITC-LAT-07, y en determinados casos (de obligado cumplimiento en el caso de las instalaciones de enlace a ceder a la distribuidora) el “AYZ10000 – Proyecto Tipo Línea Aérea de Media Tensión - Edición diciembre 2018” de Endesa.

El presente documento contempla la instalación de 2 apoyos de celosía para la evacuación mediante línea aérea con conductor aluminio-acero LA-56. La instalación se dimensiona para una planta solar fotovoltaica de 1 MW conectada a una red de 25 kV.

Se dimensiona siguiendo los criterios de intensidad admisible, cargas mecánicas admisibles y distancias mínimas entre elementos.

04.4. Actuaciones a realizar para la ejecución de una LAMT

A continuación, se describen las actuaciones fundamentales a realizar para ejecutar una línea de media tensión aérea.

04.4.1. Cimentaciones para apoyos

Será necesario realizar una excavación para la realización de la cimentación para los apoyos, mediante hormigón, de dimensiones adecuadas.

Se realizará la puesta a tierra de los apoyos mediante electrodo formado por anillos de cable de cobre de 50 mm², picas de acero cobrizado de 2 m de longitud, y mallazo electrosoldado, cuando proceda.

04.4.2. Instalación de apoyos

Se realizará el izado de los apoyos, su colocación y aplomado, incluyendo vertido y compactación del hormigón de cimentación.

04.4.3. Instalación de herrajes y accesorios

Se realizará la instalación de herrajes con el fin de realizar la sustentación del resto de elementos sobre los apoyos (aisladores, cableado, protecciones, etc.).

04.4.4. Tendido de cableado

Se realizará el tendido del cable según las tablas de tendido, con posterior verificación de tenses y/o flechas. En caso de existir pasos de aéreo a subterráneo se realizará el correspondiente tendido de la conversión aéreo-subterránea.

04.4.5. Señalizaciones y protecciones

Se instalarán las placas de señalización y riesgo pertinentes, así como las protecciones dependiendo de la zona donde se ubique (protección perimetral, protección avifauna, etc.).

04.5. Descripción detallada de los elementos de la LAMT

04.5.1. Apoyos metálicos

Diseñados para redes de baja y media tensión, formados por entramado metálico, con cabezas prismáticas. Su función es soportar los esfuerzos debidos al peso propio de los elementos anclados al mismo (conductores, herrajes, etc.) y los esfuerzos resultantes debido a factores externos (T^a , viento, hielo, etc.).

Los apoyos metálicos se han calculado según la ITC-LAT-07 y cumpliendo la norma UNE 207017.

A continuación, se definen las características de los apoyos utilizados:

Nº de apoyo	Tipo de apoyo	Denominación	Dimensiones (m)		Longitud cruceta (m)	Referencia cruceta
			Altura normalizada	Tipo de cruceta		
1	Inicio de línea	C-2000	14	Horizontal	1,5	TB45-S15
2	Alineación-suspensión	C-2000	16	Horizontal	1,5	TB45-S15

Se utilizarán crucetas atirantadas.

04.5.2. Herrajes y accesorios

Su finalidad es la fijación de aisladores al apoyo y al conductor, del cable de tierra al apoyo y los elementos de protección a los aisladores. Estos cumplirán las normas UNE-EN 61284, UNE-EN 61854 o UNE-EN 61897.

04.5.3. Cadenas de aisladores

Los aisladores se dimensionan según lo indicado en el apartado 3.4 de la ITC-LAT-07.

Estos cumplirán las normas UNE-EN 60305 y UNE-EN 60433, para elementos de cadenas de aisladores de vidrio o cerámicos, y las normas UNE-EN 61466-1 y UNE-EN 61466-2, para aisladores de aislamiento compuesto de goma de silicona.

Se han seleccionado los siguientes aisladores:

LA56-25kV-ANC-SIM-POL:

Cadena polimérica de anclaje simple para conductor LA-56 y 25 kV de tensión, formado por:

- Aislador polimérico CS70AB 36 kV o similar.
- Horquilla.
- Rótula.
- Yugo triangular doble.
- Anillas bola (2 unidades).
- Grapa de amarre, o suspensión según proceda.



04.5.4. Cimentación

Para la estabilidad de los apoyos, estos se fijan mediante cimentaciones monobloque o fragmentadas, dependiendo de las características físicas del apoyo. Se priorizará el uso de monobloque mediante macizos de hormigón del tipo cuadrado recto. Las cimentaciones estarán calculadas de forma que puedan absorber las cargas de compresión y arranque que el apoyo transmite al suelo.

En este caso se ha optado por cimentaciones de las características indicadas en el cuadro anexo de cálculo de cimentaciones.

04.5.5. Puesta a tierra

Se realizará una puesta a tierra de los apoyos de acuerdo a lo especificado en la ITC-LAT-07. Los requisitos dependen fundamentalmente del sistema de puesta a tierra del

neutro, el tipo de apoyo según su ubicación (frecuentado o no frecuentado), y el material del apoyo (conductor o no).

En este caso se ha optado por la siguiente solución:

Apoyos frecuentados:

Se tienen un total de 2 apoyos frecuentados.

Se opta por realizar una toma de tierra en anillo de 50 mm² de sección y 3x3 metros, a una profundidad de enterramiento de 0,5 metros, con 4 picas de 2 metros de longitud y 14 mm de diámetro dispuestas en los vértices. Adicionalmente se realizará un mallazo electrosoldado en retícula de 30x30 cm bajo una capa de hormigón de 20 cm.

Adicionalmente, se instalará un antiescalo metálico a base de chapa metálica galvanizada hasta altura de 2,5 metros.

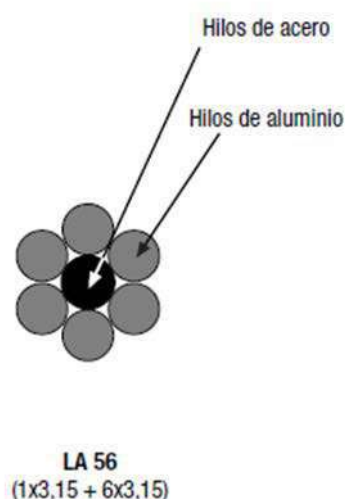
Apoyos no frecuentados:

No se tienen apoyos no frecuentados.

04.5.6. Cableado

El cableado utilizado consiste en conductores de aleación de Aluminio y Acero, de forma que se obtenga una combinación entre resistencia mecánica y conductividad eléctrica. El conductor a utilizar es el siguiente, características de acuerdo a norma UNE EN 50182:

Código	47-AL1/8-STIA	
Código antiguo	LA-56	
Norma		
Formación (hilos de acero + hilos aluminio)		1x3,15 + 6x3,15
Diámetro hilos de acero	mm	3,15
Diámetro alma de acero	mm	3,15
Diámetro hilos de aluminio	mm	3,15
Diámetro completo del conductor	mm	9,45
Sección alma de acero	mm ²	7,8
Sección aluminio	mm ²	46,8
Sección total conductor	mm ²	54,6
Peso Acero	kg/km	60,8
Peso Aluminio	kg/km	128,3
Peso Total Conductor	kg/km	189,1
Carga de ruptura Nominal	kN	16,4
Resistencia en corriente continua a 20°C (máx.)	Ω/km	0.6136



04.6. Criterios de diseño

Para el diseño de la línea de evacuación y protecciones se tendrán en cuenta los parámetros de diseño a aportar por la distribuidora. En este caso no se han aportado por lo que se han utilizado valores habituales, que deberán ser verificados una vez se aporte esta información:

Tensión nominal (V)	25.000
Tensión máxima estimada (V)	26.750
Tensión mínima estimada (V)	23.250
Potencia de cortocircuito máxima prevista (MVA)	693

En determinados casos pueden utilizarse valores superiores a los tabulados con el fin de aplicar margen de seguridad.

Se trata de una línea aérea sobre apoyos metálicos, siguiendo las normas indicadas en la ITC-LAT 02, y demás normativa de aplicación.

Los apoyos y conductores se dispondrán de forma que se eviten cruzamientos y paralelismos, y en caso de ser inevitables se realizarán en condiciones de seguridad, siguiendo las indicaciones y criterios de la ITC-LAT 07. En el documento Planos se recogen detalles sobre la línea.

04.7. Dimensionamiento

04.7.1. Cálculos eléctricos

- Densidad admisible

Para el cálculo de la sección del cableado de media tensión para los tramos aéreos, debemos seguir lo dispuesto en la ITC-LAT-07, empleando el criterio de densidad máxima admisible, resumido en la siguiente tabla:

Tabla 11: Densidad de corriente máxima de los conductores en régimen permanente

Sección nominal mm ²	Densidad de corriente A/mm ²		
	Cobre	Aluminio	Aleación de aluminio
10	8,75		
15	7,60	6,00	5,60
25	6,35	5,00	4,65
35	5,75	4,55	4,25
50	5,10	4,00	3,70
70	4,50	3,55	3,30
95	4,05	3,20	3,00
125	3,70	2,90	2,70
160	3,40	2,70	2,50
200	3,20	2,50	2,30
250	2,90	2,30	2,15
300	2,75	2,15	2,00
400	2,50	1,95	1,80
500	2,30	1,80	1,70
600	2,10	1,65	1,55

Siguiendo esta tabla, debemos calcular la intensidad máxima admisible, siguiendo la siguiente fórmula:

$$I_{max} = \delta * k * S$$

Donde:

- δ es la densidad de corriente en el conductor (A/mm²)
- k es el coeficiente de corrección a aplicar según la formación del conductor
- S sección total del conductor en mm²

Siendo el cable elegido, LA-56, de composición 6 hilos de aluminio más 1 hilo de acero, k equivale a 0,937, sección de 54,6 mm² y densidad de corriente 3,8965 A/mm². Por tanto:

$$I_{max} = 3,8965 * 0,937 * 54,6 = 199,35 \text{ A}$$

Que es un valor superior a la intensidad obtenida mediante el cálculo de la potencia a transportar por la línea:

$$I = \frac{1.000.000}{\sqrt{3} \cdot 25.000} = 23,09 \text{ A}$$

De este modo, para el conductor LA-56, de aleación de aluminio-acero desnudo, cumplimos el criterio de densidad admisible.

■ Caída de tensión

Para el cálculo de la caída de tensión debemos calcular la resistencia y reactancia del conductor para el tramo de la línea de evacuación aéreo y a una temperatura máxima de 70°C:

$$R_T = R_{20^\circ C} \cdot (1 + \alpha_{20^\circ C} \cdot \Delta T)$$

Siendo:

- $R_{20^\circ C}$ la resistencia a 20°C cuyo valor es 0,6136 Ω/km
- $\alpha_{20^\circ C}$ el coeficiente de temperatura con un valor de 0,00403 para el aluminio

$$R_{LA56-70^\circ C} = 0,6136 \cdot (1 + 0,00403 \cdot (70 - 20)) = 0,73724 \Omega/\text{km}$$

$$X_L = 2\pi \cdot f \cdot L$$

Siendo:

- f la frecuencia cuyo valor son 50 Hz
- L la inductancia calculada según la siguiente expresión:

$$L = \left[0,5 + 4,6 \cdot \log \frac{D}{r} \right] \cdot 10^{-4}$$

Donde:

- D es la distancia media geométrica del conductor
- r es el radio del conductor

$$L = \left[0,5 + 4,6 \cdot \log \frac{3858,91}{4,725} \right] \cdot 10^{-4} = 0,00139$$

Por tanto, la reactancia del conductor presenta el siguiente valor:

$$X_L = 2\pi \cdot 50 \cdot 0,00139 = 0,43654 \Omega/\text{km}$$

Y esto, con un factor de potencia de 1; tenemos la siguiente caída de tensión:

$$\Delta U (\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi) \cdot L}{U} \cdot 100 = 0,0445\%$$

Se puede comprobar que la caída de tensión en este tramo es mínima, y cumple con los criterios especificados en la ITC-LAT-07.

■ Pérdida de potencia

Para el caso de pérdida de potencia, se emplean de nuevo la resistencia a 70°C y el factor de potencia de valor 1:

$$\Delta P(\%) = \frac{R \cdot P}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot 100 = 0,075\%$$

Una vez comprobados todos los criterios indicados en el apartado 4.1, confirmamos que para la línea de evacuación se puede emplear conductor LA-56 (en el anexo de fichas técnicas se pueden comprobar las características de este conductor).

04.7.1. Cálculos mecánicos

Los cálculos mecánicos se realizarán según lo indicada en la ITC-LAT-07.

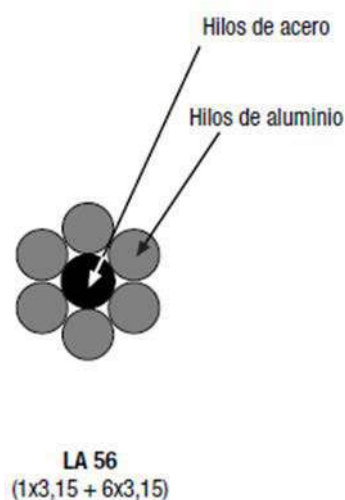
La instalación se encuentra situada en zona A (altura inferior a 500 m), teniendo el emplazamiento unos 250 msnm.

Los cálculos se han realizado utilizando el software de cálculo "ANDELEC 2021". A continuación, se describe el procedimiento teórico asociado.

04.7.1.1. *Cálculo de conductores*

El conductor utilizado tiene la carga de rotura indicada a continuación:

Código	47-AL1/6-STIA	
Código antiguo	LA-56	
Norma		
Formación (hilos de acero + hilos aluminio)		1x3,15 + 6x3,15
Diámetro hilos de acero	mm	3,15
Diámetro alma de acero	mm	3,15
Diámetro hilos de aluminio	mm	3,15
Diámetro completo del conductor	mm	9,45
Sección alma de acero	mm ²	7,8
Sección aluminio	mm ²	46,8
Sección total conductor	mm ²	54,6
Peso Acero	kg/km	60,8
Peso Aluminio	kg/km	128,3
Peso Total Conductor	kg/km	189,1
Carga de ruptura Nominal	kN	16,4
Resistencia en corriente continua a 20°C (máx.)	Ω/km	0,6136



El cálculo mecánico se realizará teniendo en cuenta las condiciones de cálculo indicadas en la ITC-LAT-07, los proyectos tipo de Endesa y demás normativa de aplicación.

Se toma un coeficiente de seguridad a la rotura igual a 3.

Se realizarán los cálculos de las diferentes hipótesis de aplicación, incluyendo tracción máxima admisible, EDS (Every Day Stress, tensión de cada día, apartado 3.2.2 de ITC-LAT-07), CHS, y flecha máxima.

Tabla 4. Condiciones de las hipótesis que limitan la tracción máxima admisible

ZONA A			
Hipótesis	Temperatura (°C)	Sobrecarga Viento	Sobrecarga hielo
Tracción máxima viento	-5	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 120 ó 140 km/h según la tensión de línea	No se aplica
ZONA B			
Hipótesis	Temperatura (°C)	Sobrecarga Viento	Sobrecarga hielo
Tracción máxima viento	-10	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 120 ó 140 km/h según la tensión de línea	No se aplica
Tracción máxima de hielo	-15	No se aplica	Según el apartado 3.1.3
Tracción máxima hielo + viento (1)	-15	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 60 km/h	Según el apartado 3.1.3
ZONA C			
Hipótesis	Temperatura (°C)	Sobrecarga Viento	Sobrecarga hielo
Tracción máxima viento	-15	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 120 ó 140 km/h según la tensión de línea	No se aplica
Tracción máxima de hielo	-20	No se aplica	Según el apartado 3.1.3
Tracción máxima hielo + viento (1)	-20	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 60 km/h	Según el apartado 3.1.3

Conocida la ubicación de apoyos se definen los vanos (a) y la diferencia de cota (h) y se establecen los datos de partida del conductor a instalar:

Datos conductor LA-56 (47-AL1/8-ST1A)

S (mm ²)	D(mm)	R_tracción (kN)	Masa (kg/km)	Peso (daN/m)	E (kg/mm ²)	α (°C)
54,6	9,45	16,4	189,1	0,1891	8100	0,0000193

Con ello se calcula el Vir (vano ideal de regulación) según la expresión:

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum a_i^3}{\sum a_i}}$$

Se establecen los coeficientes de seguridad:

EDS	CHS	Coef. Seg.
0,15	0,2	3

Con todo ello se establece la tabla de hipótesis. Fijando la tensión admisible en la hipótesis 1 y utilizando la ecuación de cambio de condiciones, se calcula la tensión en el resto de hipótesis para verificar que se encuentra dentro de los límites.

Tras aplicar la ecuación de cambio de condiciones, se verifica que la condición más desfavorable cumpla la tracción máxima admisible y se calculan los parámetros "h" de catenaria.

$$L_0 - L_1 = L_1 \times \left[\frac{T_0 - T_1}{E.S} + \alpha \times (\theta_0 - \theta_1) \right]$$

Con lo anterior se calculan los gravivanos y las flechas máximas.

A continuación, se calcula la tabla de tendido a diferentes temperaturas, así como sus flechas correspondientes.

04.7.1.1. Cálculo de esfuerzos transmitidos a los apoyos

Para la zona A se comprobarán las siguientes hipótesis:

Tipo de apoyo	1.ª Hipótesis (Viento)	3.ª Hipótesis (Desequilibrio de tracciones)	4.ª Hipótesis (Rotura de conductores)
ALINEACIÓN	Cargas permanentes	Cargas permanentes	Cargas permanentes
	Viento	Desequilibrio de tracciones	Rotura del fiador
	Temperatura -5 °C	Temperatura -5 °C	Temperatura -5 °C
ÁNGULO	Cargas permanentes	Cargas permanentes	Cargas permanentes
	Viento	Desequilibrio de tracciones	Rotura del fiador
	Resultante de ángulo	Temperatura -5 °C	Temperatura -5 °C
	Temperatura -5 °C		
ANCLAJE	Cargas permanentes	Cargas permanentes	Cargas permanentes
	Viento	Desequilibrio de tracciones	Rotura del fiador
	Temperatura -5 °C	Temperatura -5 °C	Temperatura -5 °C
FIN DE LÍNEA	Cargas permanentes		Cargas permanentes
	Viento		Rotura del fiador
	Desequilibrio de tracciones		Temperatura -5 °C
	Temperatura -5 °C		

Se calcula el eolovano y gravivano asociado a cada apoyo.

Se calculan los esfuerzos resultantes en las diferentes hipótesis. Estos se dividen en componente vertical (V), longitudinal (L) y transversal (T).

Para la determinación de cargas se seguirá lo especificado en las tablas 5, 6, 7 y 8 de la ITC-LAT-07.

En el caso de los apoyos de inicio y fin de línea:

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1ª HIPÓTESIS (Viento)	3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
Anclaje de Alineación o Anclaje de Ángulo	V	Cargas permanentes (apdo 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.		
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)		ALINEACIÓN: No aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)
	L	No aplica	Desequilibrio de tracciones (apartado 3.1.4.3)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.3.)
Fin de línea.	V	Cargas permanentes (apdo 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.		Cargas permanentes (apdo 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo.	No aplica	No aplica
	L	Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.4)		Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.4)
Para la determinación de las tensiones de los conductores y cables de tierra se considerarán sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea y a la temperatura de -5 °C.				
V = Esfuerzo vertical L = Esfuerzo longitudinal T = Esfuerzo transversal				

Y en el caso de la de amarre de alineación:

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1ª HIPÓTESIS (Viento)	3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
Suspensión de Alineación o Suspensión de Ángulo	V	Cargas permanentes (apdo 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.		
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)		ALINEACIÓN: No aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)
	L	No aplica.	Desequilibrio de tracciones (apdo 3.1.4.1)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.1)
Amarre de Alineación o Amarre de Ángulo	V	Cargas permanentes (apdo 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.		
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) para una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)		ALINEACIÓN: No aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)
	L	No aplica	Desequilibrio de tracciones (apdo 3.1.4.2)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.2)

Para la determinación de las tensiones de los conductores y cables de tierra se considerarán sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea y a la temperatura de -5 °C.
V = Esfuerzo vertical L = Esfuerzo longitudinal T = Esfuerzo transversal

Los aisladores se seleccionan en función de la zona de contaminación, según tabla 14 de ITC-LAT-07:

Nivel de contaminación	Ejemplos de entornos típicos	Línea de fuga específica nominal mínima mm/kV ¹)
I Ligero	- Zonas sin industrias y con baja densidad de viviendas equipadas con calefacción.	16,0
	- Zonas con baja densidad de industrias o viviendas, pero sometidas a viento o lluvias frecuentes.	
	- Zonas agrícolas ²	
	- Zonas montañosas	
	- Todas estas zonas están situadas al menos de 10 km a 20 km del mar y no están expuestas a vientos directos desde el mar ³	
II Medio	- Zona con industrias que no producen humo especialmente contaminante y/o con densidad media de viviendas equipadas con calefacción.	20,0
	- Zonas con elevada densidad de viviendas y/o industrias pero sujetas a vientos frecuentes y/o lluvia.	
III Fuerte	- Zonas expuestas a vientos desde el mar, pero no muy próximas a la costa (al menos distantes bastantes kilómetros) ³ .	25,00
	- Zonas con elevada densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con elevada densidad de calefacción generando contaminación.	
IV Muy fuerte	- Zonas cercanas al mar o en cualquier caso, expuestas a vientos relativamente fuertes provenientes del mar ³).	31,0
	- Zonas, generalmente de extensión moderada, sometidas a polvos conductores y a humo industrial que produce depósitos conductores particularmente espesos.	
	- Zonas, generalmente de extensión moderada, muy próximas a la costa y expuestas a pulverización salina o a vientos muy fuertes y contaminados desde el mar.	
	- Zonas desérticas, caracterizadas por no tener lluvia durante largos periodos, expuestas a fuertes vientos que transportan arena y sal, y sometidas a condensación regular.	

1 Línea de fuga mínima de aisladores entre fase y tierra relativas a la tensión más elevada de la red (fase-fase).
2 Empleo de fertilizantes por aspiración o quemado de residuos, puede dar lugar a un mayor nivel de contaminación por dispersión en el viento.
3 Las distancias desde la costa marina dependen de la topografía costera y de las extremas condiciones del viento.

La tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial y tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo se obtienen de la tabla 12 del ITC-LAT-07. La instalación se sitúa en zona con nivel de contaminación Ligero (I), si bien se

considera un nivel medio (II), por lo que la línea de fuga mínima y el aislador elegido tiene las siguientes características:

Línea de fuga específica (mm/kV)	20
Tensión (kV)	25
Lf mínima(mm)	500

04.7.2. Distancias de seguridad

04.7.2.1. *Cruce con otras líneas*

No existe cruzamiento con otras líneas

04.7.2.2. *Cruce con carreteras*

No existen cruzamientos con carreteras.

La distancia mínima de los conductores sobre la rasante de la carretera será de:

$$D_{add} + D_{el} \text{ (m)}$$

con una distancia mínima de 7 metros.

Siendo:

- $D_{add} = 6,3$ para líneas de categoría no especial.
- $D_{el} = 0,27$ m.

Por tanto, en su flecha máxima el conductor tendrá una distancia igual o superior a 7 metros sobre el terreno.

De igual forma, la distancia de apoyos a la arista exterior de la calzada no será inferior a vez y media su altura.

04.7.2.3. *Cruzamientos con cauces*

No existen cruzamientos con cauces

La altura mínima a la que un tendido eléctrico debe cruzar un cauce viene dada con la siguiente ecuación:

$$H = G + 2,30 + 0,01 U$$

Donde:

- H es la altura mínima (m)
- G es 4,70 en casos normales y 10,50 en cruces de embalses y ríos navegables
- U es el valor de la tensión de la línea (kV)

04.7.2.4. Cruzamientos con el terreno

De acuerdo al apartado 5.5 de la ITC-LAT-07 se mantendrá un mínimo de 6 m de distancia con el terreno. En el presente proyecto se ha optado por establecer un mínimo de 7 m al tratarse de terrenos aptos para uso agrario.

04.7.2.5. Distancia entre conductores

Según la ITC-LAT-07 se debe respetar la siguiente distancia entre conductores de fase:

$$D = K \times \sqrt{F + L} + K' \times D_{pp}$$

Donde:

- D es la separación entre conductores (m).
- K es el coeficiente dependiente de la oscilación de los conductores con el viento, de acuerdo a tabla 16 de ITC-LAT-07:

Ángulo de oscilación	Valores de K	
	Líneas de tensión nominal superior a 30 kV	Líneas de tensión nominal igual o inferior a 30 kV
Superior a 65°	0,7	0,65
Comprendido entre 40° y 65°	0,65	0,6
Inferior a 40°	0,6	0,55

- F es la flecha (m).
- L es la longitud de la cadena de suspensión, valor 0 si es de amarre.
- K' es el coeficiente que depende de la tensión nominal de la línea (m).
- Dpp es la distancia mínima aérea especificada (m).

En el caso de los conductores de tierra se respetará lo indicado en el apartado 5.4.2 de la ITC-LAT-07.

04.7.2.6. Servidumbres de vuelo

La servidumbre de vuelo queda definida por la proyección sobre el suelo de los conductores extremos de la línea. Además, se debe calcular la superficie adicional

debido a los efectos del viento, considerando este perpendicular a la traza de la línea. Esta consiste en la proyección de la línea de catenaria.

El área de la misma se calcula según la siguiente ecuación:

$$S_2 = 2 \times \left(A \times h \times \cosh\left(\frac{A}{2 \times h}\right) - 2 \times h^2 \times \sinh\left(\frac{A}{2 \times h}\right) \right)$$

En los planos se indica la superficie de la servidumbre de vuelo.

04.7.3. Apoyos y crucetas

Estos se han seleccionado de acuerdo a los resultados obtenidos en el software de cálculo, según lo descrito en los apartados anteriores.

De esta forma, quedan asegurados los esfuerzos longitudinales, transversales y de torsión, y se respeta la altura mínima al terreno considerando la flecha máxima.

04.7.4. Cimentaciones

Se cumplirá lo indicado en el apartado 3.6 de la ITC-LAT-07. Se comprobará el coeficiente de seguridad al vuelco.

La cimentación será realizada en hormigón monobloque, o fragmentada en el caso de apoyos con patas y que ocupen una mayor superficie

Para el cálculo de cimentaciones se toman los siguientes valores:

- K es el coeficiente de compresibilidad del terreno a 2 m de profundidad (Kg/cm²x cm).
- F es el esfuerzo nominal del apoyo en kg.
- H es la altura de aplicación del esfuerzo nominal en m.
- FV es el esfuerzo de viento sobre la estructura en kg.
- ht es la altura total del apoyo en m.
- a es la anchura de la cimentación en m.
- t es la profundidad de la cimentación en m.
- p es el peso del apoyo y herrajes en kg.

El momento de vuelco será:

$$M_v = F \left(h + \frac{2}{3}t \right) + F_v \left(\frac{h_t}{2} + \frac{2}{3}t \right)$$

Y el momento resistente al vuelco:

$$M_r = M_1 + M_2$$

Donde:

- M_1 es el momento debido al empotramiento lateral del terreno:

$$M_1 = 139 \cdot K \cdot a \cdot t^4$$

- M_2 es el momento debido a las cargas verticales

$$M_2 = 880 \cdot a^3 \cdot t + 0.4 \cdot p \cdot a$$

Debe cumplirse lo siguiente:

$$M_1 + M_2 \geq M_v$$

Una vez calculado se obtienen las cimentaciones indicadas en las tablas de resultados.

04.8. Vano destensado

Se realiza el cálculo del vano destensado siguiendo los siguientes criterios:

- Longitud de vano igual o inferior a 20 metros, según recomendaciones de Edistribucion.
- Criterio de cálculo de vano flojo con tensión de tendido tal que en condiciones de máxima tensión mecánica del conductor, la flecha sea del 5% de la longitud del vano.
- Diferencia de cota entre crucetas estimada igual a la diferencia de cota del terreno, al estar definida una de ellas por la distribuidora.

A partir de la longitud y diferencia de cota de vanos:

Longitud y desnivel de vanos (m)	
a1 (m)	$\Delta h1$ (m)
15,1	-0,34

Se obtiene que con una tensión de 37,5 daN/m en la hipótesis de viento, la flecha es del 5%. Con ello se obtiene la tabla de tendido y tabla de flechas:

Tabla de tendido							
Tª (°C)	0	10	20	30	40	50	60
V (km/h)	0	0	0	0	0	0	0
ph	0	0	0	0	0	0	0
Pcond+hielo	0,1891	0,1891	0,1891	0,1891	0,1891	0,1891	0,1891
Fv	0	0	0	0	0	0	0
% Trotura admisible	33,33	33,33	33,33	33,33	33,33	33,33	33,33
Peso aparente (daN/m)	0,1891	0,1891	0,1891	0,1891	0,1891	0,1891	0,1891
T admisible	-	-	-	-	-	-	-
Tensión tramo 1	13	13	12	12	11	11	11
h	69	69	63	63	58	58	58

Tabla de flechas							
Tª	0	10	20	30	40	50	60
x1 (m)	-2,79	-2,79	-2,95	-2,95	-3,10	-3,10	-3,10
x2 (m)	6,81	6,81	6,65	6,65	6,50	6,50	6,50
f(m)	0,17	0,17	0,18	0,18	0,20	0,20	0,20

04.9. Resultados de cálculo

A continuación, se recogen los resultados de cálculo obtenidos con el software utilizado.

Cuadro nº 1

Cálculo de conductores de fase - tensiones reglamentarias

Proyecto: _sorbas_ii_bis.pro
Tensiones en daN - Flechas en m

Zona A							Zona B							Zona C						
-5°C+V(120km/h)							-10°C+V(120km/h), -15°C+H							-15°C+V(120km/h), -20°C+H						

Tramo	Conductor	Zona	Vano	Desnivel	Vano Reg.	Const. Caten.	E.D.S.			T.H.F.	Tensiones y Flechas									
							Cálc.	Valor máxi.	Temp.		T.máxima viento	T.máxima hielo	T.máxima hielo+viento	T.Viento 1/2 (120km/h)	15°C+V (120km/h)		0°C+H		50°C	
															T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)
1- 2	LA- 56	A	16	- 3,52	16	194	12,57	15,00	15	22,50	378	—	—	370	232	0,08	—	—	36	0,17

Cuadro nº 4
Cálculo de conductores de fase - tabla de tendido nº 1
 Sección del conductor 54,60mm²
 Proyecto: _sorbas_ii_bis.pro
 Tensiones en daN - Flechas en m

Tramo	Conductor	Zona	Vano (m)	Desnivel (m)	Vano Regulación (m)	Tensiones y Flechas											
						-5°C		0°C		5°C	10°C		15°C		20°C		
						T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)
1- 2	LA-56	A	16,07	-3,52	16,00	367	0,02	327	0,02	286	0,02	245	0,02	205	0,03	166	0,04

Cuadro nº 4
Cálculo de conductores de fase - tabla de tendido nº 2
 Sección del conductor 54,60mm²
 Proyecto: _sorbas_ii_bis.pro
 Tensiones en daN - Flechas en m

Tramo	Conductor	Zona	Vano (m)	Desnivel (m)	Vano Regulación (m)	Tensiones y Flechas											
						25°C		30°C			35°C	40°C		45°C		50°C	
						T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)
1- 2	LA-56	A	16,07	-3,52	16,00	129	0,05	95	0,06	70	0,09	53	0,12	42	0,14	36	0,17

Cuadro nº 7

Cálculo de apoyos nº1

Proyecto: _sorbas_ii_bis.pro
Esfuerzos por fase.

Apoyo n°	Tipo	Valor ángulo (Sexa.)	Coeficien. de seguridad	Conduct.	1ª Hipótesis Viento			2ª Hipótesis						3ª Hipótesis Desequilibrio de tracciones			4ª Hipótesis							
								Hielo			Hielo+Viento						Rotura de conductores							
					Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN	Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN	Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN	Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN	Fases no afectadas			Fases afectadas			Esf.tor. aplica. daN	
1	P. Línea	—	N	Fase	163	10	378	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	378	—	—	—	378	
2	F. Línea	—	N	Fase	28	10	378	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	378	—	—	—	378	

Cuadro nº 7
Cálculo de apoyos nº2

Apoyo nº	Tipo	Valor ángulo	Coeficien. de seguridad	Alt. cond. en perfil necesaria m	Altura conductor real m	Desviaci. cadena	Flecha máxima m	Separaci. conduct. m	Contrape. daN	Coeficientes L, N, S		
										Semi suma vanos L	Diferencia tangentes N	Coeficiente ángulo S
1	P. Línea	—	N	12,00	13,00	—	0,17	0,51	—	8,00	-0,220	—
2	F. Línea	—	N	10,00	11,07	—	0,17	0,51	—	8,00	0,220	—

Cuadro nº 9 Elección de apoyos

Proyecto: _sorbas_ii_bis.pro
Esfuerzos por fase.

Apoyo n°	Tipo	Valor ángulo (Sexa.)	Coe. de seg.	Zon a	Altura libre m	Monta. y sep. condu.	Esfuerzo por fase y tierra					Refer. del apoyo	Árbol de cargas del apoyo							Utiliza. del apoyo %	Sepa. fases norma. m	Altura de refere. m	Altura libre real m
							Hipót.	Condu.	Esfuerzo				Hipót.	Coe. seg. apo.	Coe. seg. real	Condu.	Esfuerzo						
									Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN						Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN				
1	P.Línea	—	N	A	12,00	Hori. 0,51	1ª Vien.	Fase	163	10	378	C-2000	1ª Vien.	1,5	2,16	Fase	250	100	568	56,32	1,25	16,00	13,00
								Tie.1	—	—	—					Tie.1	—	—	—				
								Tie.2	—	—	—					Tie.2	—	—	—				
							2ª Hielo	Fase	—	—	—		2ª Hielo	1,5	—	Fase	—	—	—	—			
								Tie.1	—	—	—					Tie.1	—	—	—				
								Tie.2	—	—	—					Tie.2	—	—	—				
							3ª Dese. trac.	Fase	—	—	—		3ª Dese. trac.	1,2	—	Fase	—	—	—	—			
								Tie.1	—	—	—					Tie.1	—	—	—				
								Tie.2	—	—	—					Tie.2	—	—	—				
							4ª Rotu. cond.	Fase	—	—	378		4ª Rotu. cond.	1,2	2,12	Fase	—	—	1620	23,32			
								Tie.1	—	—	—					Tie.1	—	—	—				
								Tie.2	—	—	—					Tie.2	—	—	—				
2	F.Línea	—	N	A	10,00	Hori. 0,51	1ª Vien.	Fase	28	10	378	C-2000	1ª Vien.	1,5	2,18	Fase	250	100	568	54,58	1,50	14,00	11,07
								Tie.1	—	—	—					Tie.1	—	—	—				
								Tie.2	—	—	—					Tie.2	—	—	—				
							2ª Hielo	Fase	—	—	—		2ª Hielo	1,5	—	Fase	—	—	—	—			
								Tie.1	—	—	—					Tie.1	—	—	—				
								Tie.2	—	—	—					Tie.2	—	—	—				
							3ª Dese. trac.	Fase	—	—	—		3ª Dese. trac.	1,2	—	Fase	—	—	—	—			
								Tie.1	—	—	—					Tie.1	—	—	—				
								Tie.2	—	—	—					Tie.2	—	—	—				
							4ª Rotu. cond.	Fase	—	—	378		4ª Rotu. cond.	1,2	2,08	Fase	—	—	1400	26,98			
								Tie.1	—	—	—					Tie.1	—	—	—				
								Tie.2	—	—	—					Tie.2	—	—	—				

Cuadro nº 10

Cálculo de cadenas de aisladores

Proyecto: sorbas_ii_bis.pro

Apoyo nº	Tipo	Cadena adoptada	Cálculo eléctrico		Cálculo mecánico				
			Nivel de aislamiento		Datos para cálculo			Coef. seguridad	
			Apoyo cm/kV	Calculado cm/kV	C. rotura daN	Pesos daN	T. máxima daN	C. normal.	C. anorma.
1	P. Línea	LA56-25kV-ANC-SIM-POL	1,80	3,17	4000	163	378	24,52	10,59
2	F. Línea	LA56-25kV-ANC-SIM-POL	1,80	3,17	4000	28	378	142,20	10,59

Cuadro nº 11

Cálculo de cimentaciones

Proyecto: sorbas_ii_bis.pro

Apoyo n°	Tipo	Características de los apoyos			Viento sobre apoyos		Momentos de vuelco				MV Total /MV Real	Coefic. de compr. sibilid. daN/m²	Cimentación				
		Esfuerzo útil daN	Altura sobre terreno		Esfuerzo daN	Altura m	Conductor daNm	Viento sobre apoyos daNm	Total daNm	Total absorbido cimentación daNm			Lado A m	Lado B m	Alto m	Volúmenes	
			Cogolla m	Resulta conduc. m												Excavaci. m³	Hormigón m³
1	P. Línea	2006	13,60	13.00	445	8,60	29288	3830	33118	50156	1,51	8	1,25	1,25	2,40	3,75	4,06
2	F. Línea	2006	11,67	11.07	372	7,55	25322	2812	28135	42793	1,52	8	1,20	1,20	2,33	3,36	3,64

Cuadro nº 13
Mediciones según cálculo

Proyecto: _sorbas_ii_bis.pro

1	Excavación para cimentación de apoyos	m³	7,11
2	Hormigonado para cimentación de apoyos	m³	7,71
3	Longitud total de la línea	m	16,38
4	Tipo de conductor		LA-56
5	Longitud de conductor	m	49,14
6	Peso total del conductor	kg	9,29
7	Cadenas de amarre de vidrio		0
8	Cadenas de amarre poliméricas		6
9	Cadenas de suspensión de vidrio		0
10	Cadenas de suspensión poliméricas		0
11	Toma de tierra con picas		2
12	Toma de tierra en anillo		0
13	Peso de los apoyos	kg	1315,00
14	Nº de tramos		1
15	Nº vanos de regulación		1
16	Tipo de apoyos (Andel)		Andel Serie C
17	Nº de apoyos a instalar		2
18	Zona de tendido A	m	16,38
19	Zona de tendido B	m	0,00
20	Zona de tendido C	m	0,00
21	Distancia mínima de seguridad adoptada		(V. nº 1) 11,41

Cuadro nº 14

Cálculos eléctricos

Proyecto: sorbas_ii_bis.pro

Intensidad máxima							Caída de tensión						Potencias máximas		Pérdidas de potencia		
Densidad máxima corriente	Sección conduct.	Intensid.	Frecuenc. de la red	Distancia media geométr.	Diámetro del conduct.	Reactanc.	Resisten. eléctrica conduct.	Tensión de la línea	Intensid. de la Línea	Longitud de la línea	Factor de potencia	Caída de tensión		Por intensid. máxima	Por c.tensión (5%)	Valor	Porcenta.
A/mm²	mm²	A	Hz	mm	mm	Ohm/km	Ohm/km	kV	A	km		Valor	Porcenta.	kW	kW	kW	%
												V	%				
3,651	54,60	199,34	50	1890	9,449	0,392	0,614	25,00	23,1	0,016	0,980	0,44	0,00	8,5	45,1	0,02	0,00

Cuadro nº 15

Apoyos y crucetas normalizadas Andel S. A.

Proyecto: _sorbas_ii_bis.pro

Los apoyos normalizados Andel que figuran en este cuadro se han seleccionado en base a su resistencia mecánica superior en muchos casos a los esfuerzos nominales de la especificación AENOR EA 0015:2003, por lo tanto esta selección no es directamente aplicable a apoyos de la misma denominación UNESA de otros fabricantes.

Apoyo nº	Apoyo elegido				Armado y cruceta elegida						
	Referencia del apoyo según catálogo del fabricante	Altura normaliz. m	Recrecido cabeza m	Altura total m	Armado base	Longitud crucetas m	Referenc. armado	Separación crucetas m	Separación conductores m	Referencia cruceta	Cruceta tipo
1	Andel Serie C C-2000	16,00	—	16,00	Horizontal	1,25	ATC-12	0,00	1,25	TB45-S12	M0
2	Andel Serie C C-2000	14,00	—	14,00	Horizontal	1,50	ATC-15	0,00	1,50	TB45-S15	M0

Cuadro nº 16

Relación de materiales para presupuesto - Apoyos

Proyecto: _sorbas_ii_bis.pro

Los apoyos normalizados Andel que figuran en este cuadro se han seleccionado en base a su resistencia mecánica superior en muchos casos a los esfuerzos nominales de la especificación AENOR EA 0015:2003, por lo tanto esta selección no es directamente aplicable a apoyos de la misma denominación UNESA de otros fabricantes.

Cantidad	Apoyo elegido			
	Referencia del apoyo según catálogo del fabricante	Altura normaliz. m	Recrecido cabeza daN	Altura total daN
1	Andel Serie C C-2000	14,00	—	14,00
1	Andel Serie C C-2000	16,00	—	16,00

Cuadro nº 17

Relación de materiales para presupuesto - Armados

Proyecto: _sorbas_ii_bis.pro

Los apoyos normalizados Andel que figuran en este cuadro se han seleccionado en base a su resistencia mecánica superior en muchos casos a los esfuerzos nominales de la especificación AENOR EA 0015:2003, por lo tanto esta selección no es directamente aplicable a apoyos de la misma denominación UNESA de otros fabricantes.

Cantidad	Armado y cruceta elegida						
	Armado base	Referenc. armado	Longitud crucetas m	Separación crucetas m	Separación conductores m	Referencia cruceta	Cruceta tipo
1	Horizontal	ATC-12	1,25	0,00	1,25	TB45-S12	M0
1	Horizontal	ATC-15	1,50	0,00	1,50	TB45-S15	M0

Cuadro nº 18
Abaniqueos

Proyecto: sorbas_ii_bis.pro

Vano	Separación de fases						Montajes elegidos	
	En el vano		Apoyo izquierdo		Apoyo derecho		Apoyo izquierdo	Apoyo derecho
	Necesaria (m)	Mínima (m)	Cálculo (m)	Necesaria (m)	Cálculo (m)	Necesaria (m)		

Cuadro nº 19

Cálculo de eolovanos y gravivanos

Proyecto: _sorbas_ii_bis.pro

Esfuerzos por fase.

Apoyo nº	Tipo	Valor ángulo (Sexa.)	Cota apoyo m	Altura libre m	Desni. poster. m	Vano poster. m	Tipo de condu.	Eolo- vano m	1ª Hipótesis viento			2ª Hipótesis						Hipótesis de flecha mínima		
												Hielo			Hielo+Viento					
									Gravi. m	P.ver. daN	Tense daN	Gravi. m	P.ver. daN	Tense daN	Gravi. m	P.ver. daN	Tense daN	Gravi. m	P.ver. daN	Tense daN
1	P. Línea a	—	124,44	12,00	-3,52	16,1	Fase	8,03	50,40	30,09	377,76	—	—	—	—	—	—	439,61	82,09	367,41
2	F. Línea a	—	122,92	10,00	—	—	Fase	8,03	- 129,77	-77,94	—	—	—	—	—	—	—	- 124,29	-23,04	—

Cuadro nº 20

Cálculo de puesta a tierra

Proyecto: _sorbas_ii_bis.pro

Apoyo nº	Tipo	Corriente de Falta A	Tensión de puesta a tierra V	Resis. de puesta a tierra		Tensiones de contacto				Tensiones de paso				Tensiones de paso en el acceso				Medidas correctoras adoptadas
				Coef. de resisten. Ohm/(Oh m²m)	Valor Ohm	Coef. de t. contac. V/(Ohm* m)	Tensión Reglam. V	T. cálculo apoyo V	Diseño válido	Coef. de t. paso V/(Ohm* m)	Tensión Reglam. V	T. cálculo apoyo V	Diseño válido	Coef. de t.p.acc. V/(Ohm* m)	Tensión Reglam. V	T. cálculo apoyo V	Diseño válido	
1	P. Línea	0,00	0,00	0,15325	45,98	0,15762	499,80	Nula	Correc.	0,01363	42840,00	Nula	Correc.	0,15762	26520	7938,60	Correc.	Mallazo electrosoldado
2	F. Línea	0,00	0,00	0,15325	45,98	0,15762	499,80	Nula	Correc.	0,01363	42840,00	Nula	Correc.	0,15762	26520	7938,60	Correc.	Mallazo electrosoldado

Cuadro nº 25
Cálculo de distancias a partes metálicas
 Proyecto: _sorbas_ii_bis.pro

Apoyo nº	Tipo	Apoyos de ángulo						Apoyos de suspensión				
		Distancia eléctrica (del) m	Distancia latiguillo cru. inf m	Distancia lat. cruc. inf. vien. m	Distancia latiguillo cabeza m	Ángulo mínimo posible (Sexa.)	Ángulo apoyo (Sexa.)	Ángulo desviación cadena máximo º	Ángulo desviación apoyo º	Distancia cruceta inferior m	Distancia cruceta superior m	Distancia a cabeza m

Anexo 05: tabla de coordenadas de apoyos

Listado coordenadas UTM

Apoyo n°	Coordenada X UTM	Coordenada Y UTM	Cota
1	594902,01	4116376,77	124,44
2	594914,56	4116366,75	122,92

Documento 02: Planos

Plano 01. Situación y emplazamiento

Plano 02. Emplazamiento. Ortofoto

Plano 03. Emplazamiento. Catastro

Plano 04. Infraestructura eléctrica

Plano 05. Zona inversores

Plano 06. Detalle canalizaciones BT

Plano 07. Detalle canalizaciones MT

Plano 08. Esquema unifilar. General

Plano 09. Esquema unifilar. Hoja 1

Plano 10. Esquema unifilar. Hoja 2

Plano 11. Afección parque fotovoltaico. (Planta) Rambla de Mira Flores

Plano 12. Centro de transformación. Vistas

Plano 13. Centro de transformación. Puesta a tierra

Plano 14. Puesta a tierra. Detalle general

Plano 15. Detalle de arqueta ciega

Plano 16. Detalle de arqueta registrable

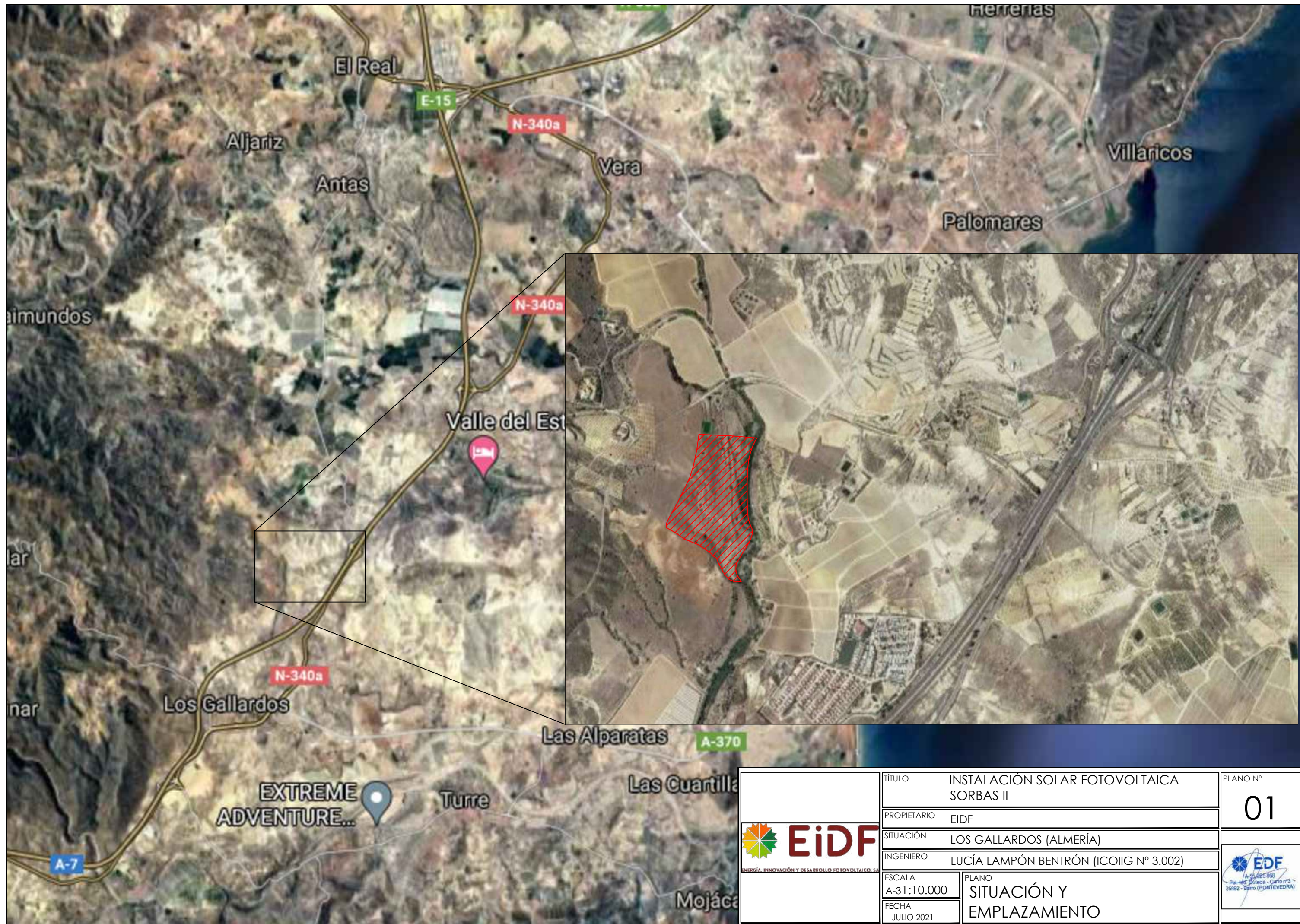
Plano 17. Viales de acceso

Plano 18. Detalle de estructura

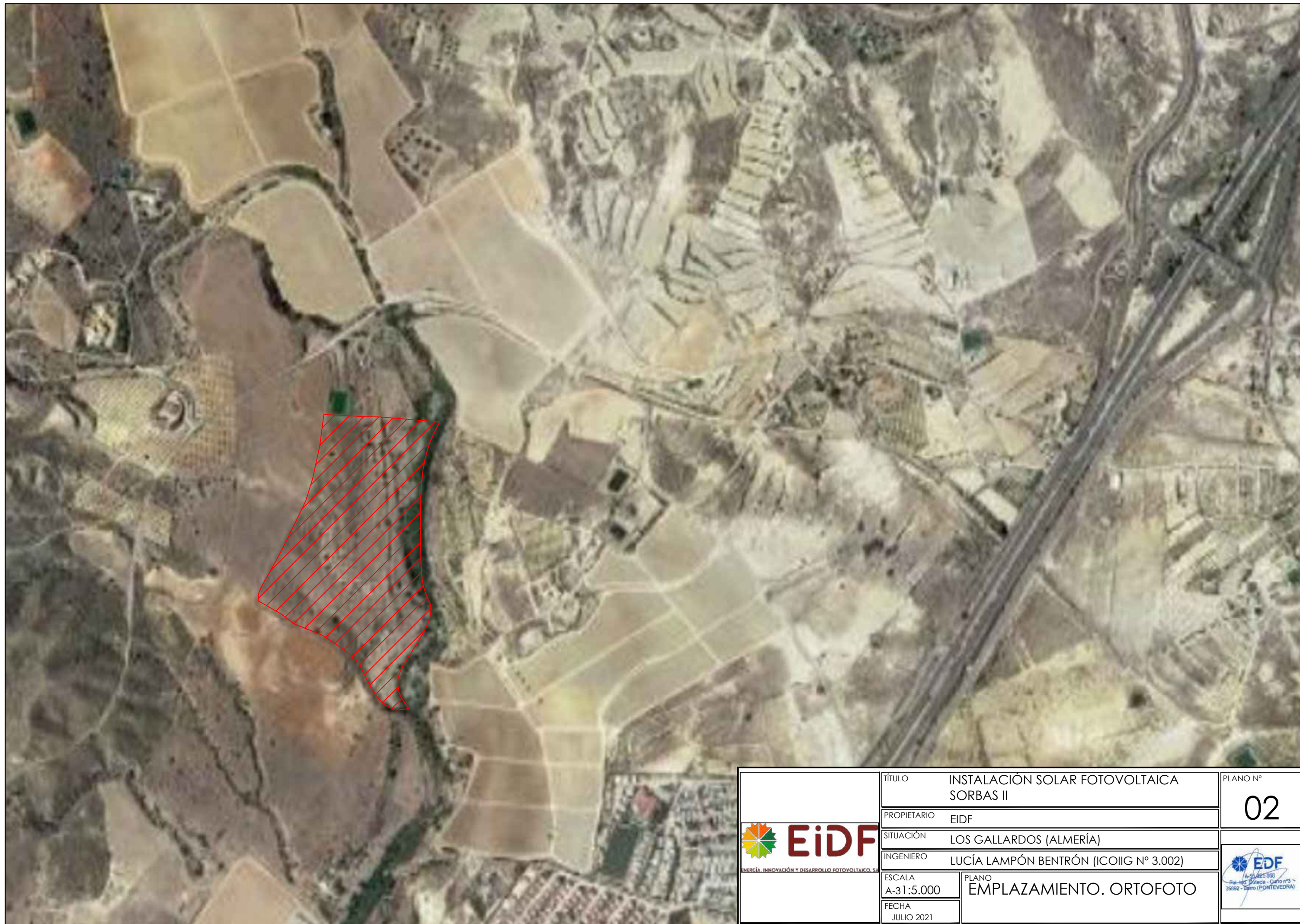
Plano 19. Vallado perimetral y puerta de acceso

Plano 20. Línea de evacuación

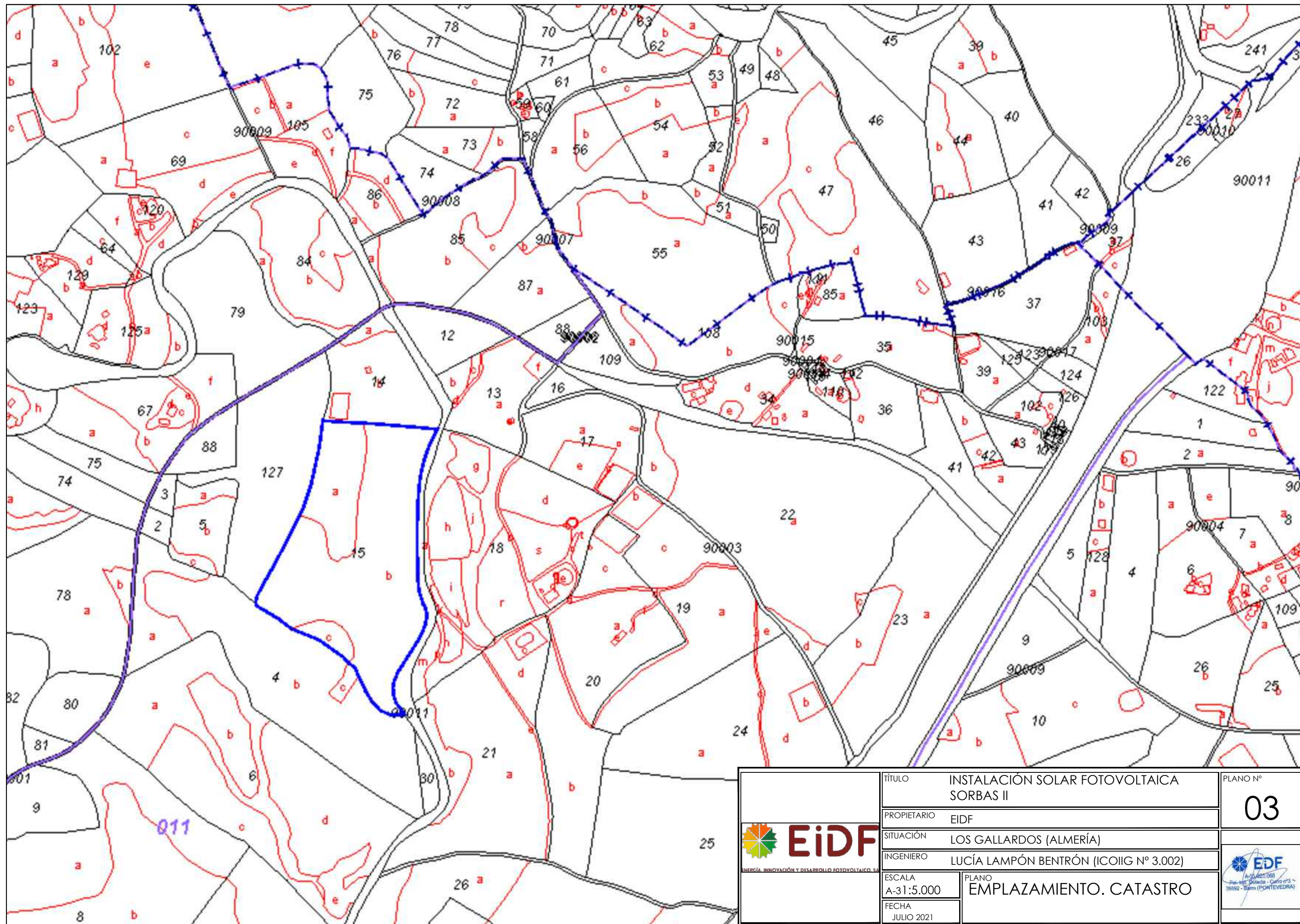
Plano 21. Detalle orientativo de apoyos



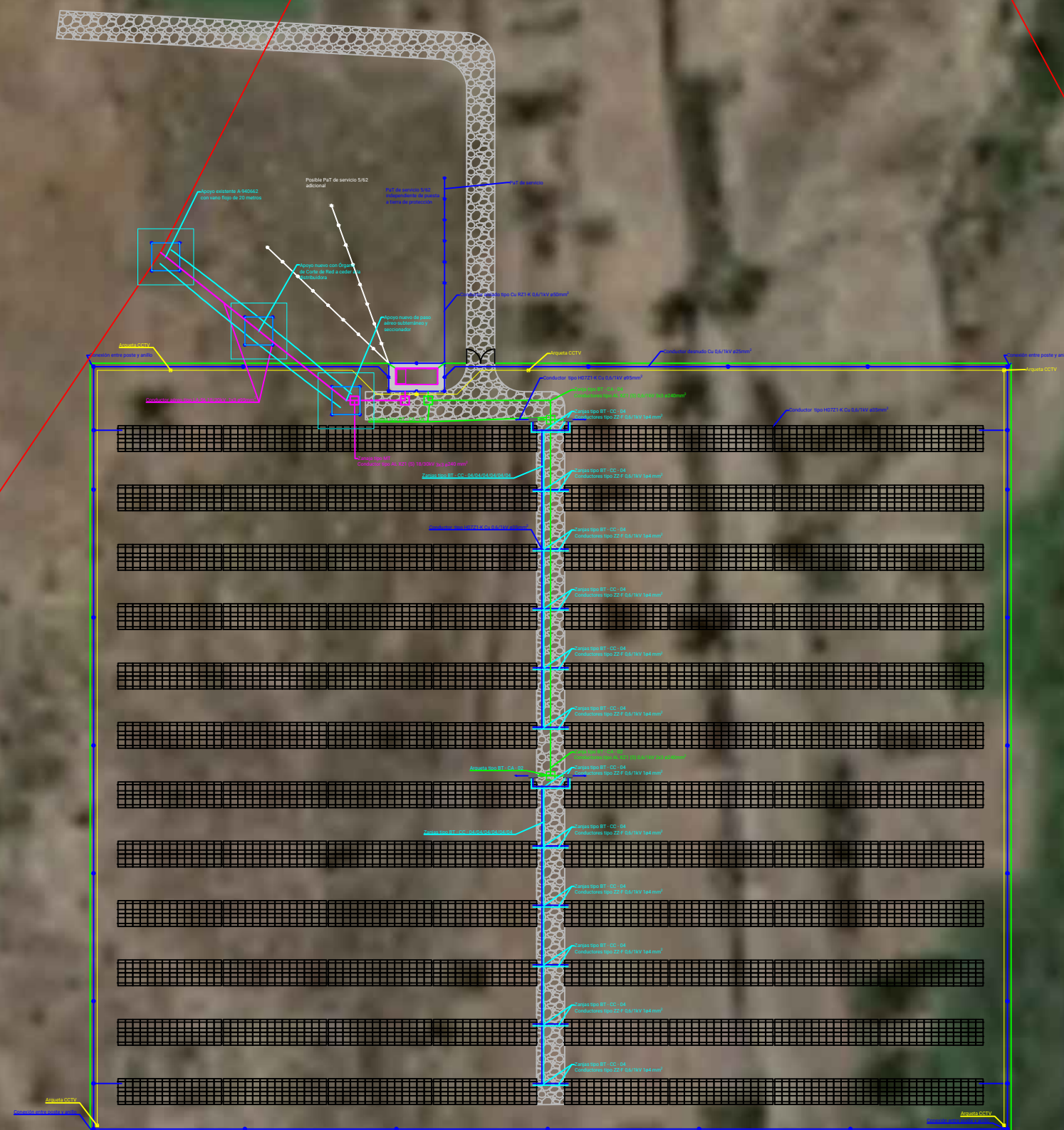
 ENERGÍA, INNOVACIÓN Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO, S.A.	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SORBAS II	PLANO Nº 01
	PROPIETARIO	EIDF	
	SITUACIÓN	LOS GALLARDOS (ALMERÍA)	 A-56-025.068 Pol. Ind. Dársena - C/Barro nº3 - 36952 - Barro (PONTEVEDRA)
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)	
	ESCALA A-31:10.000	PLANO SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO	
	FECHA JULIO 2021		



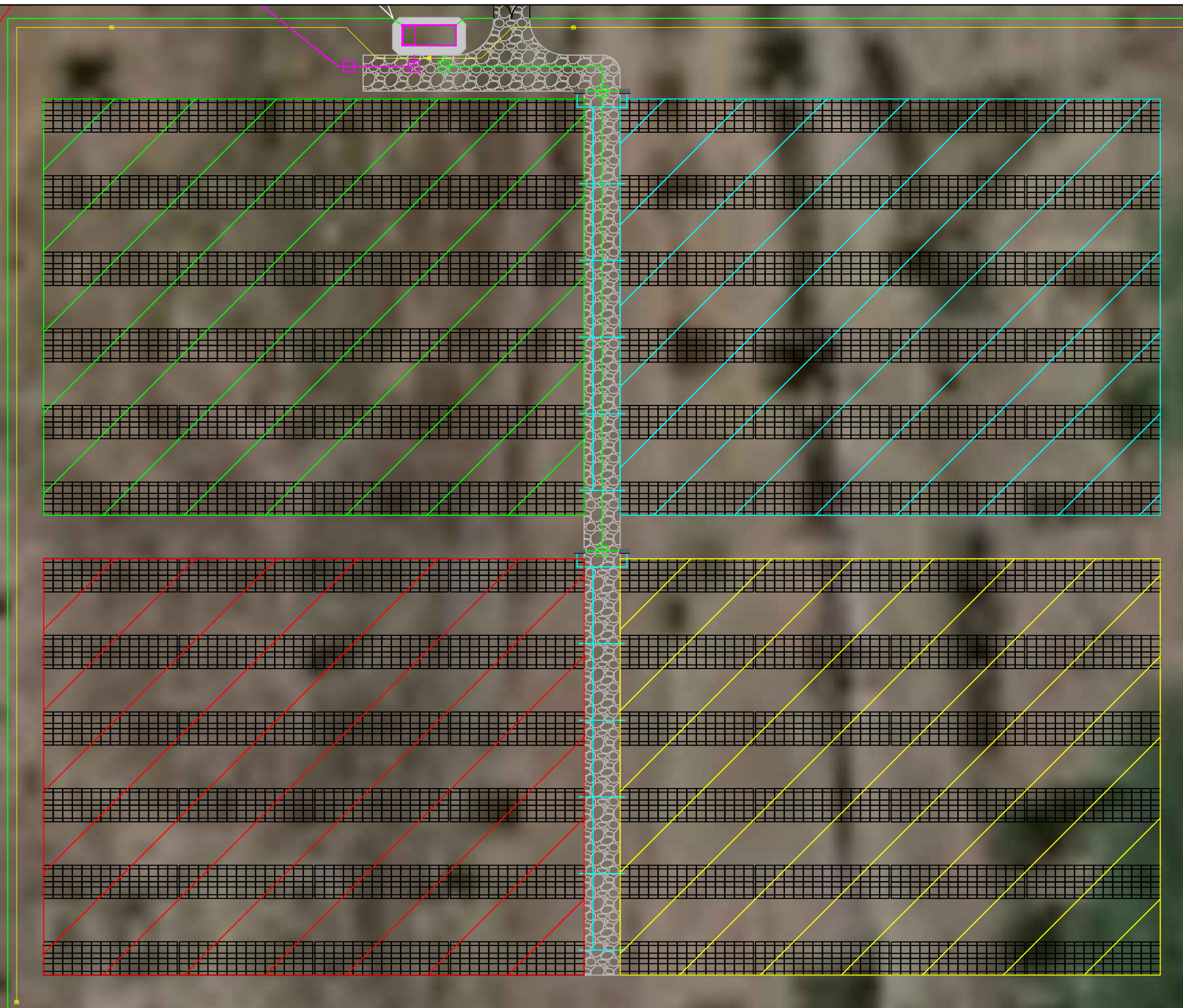
 ENERGÍA, INNOVACIÓN Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO, S.A.	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SORBAS II	PLANO Nº 02
	PROPIETARIO	EIDF	
	SITUACIÓN	LOS GALLARDOS (ALMERÍA)	 A-56-025-068 Pol. Ind. Dársena - C/Barro nº3 36992 - Barro (PONTEVEDRA)
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)	
	ESCALA A-31:5.000	PLANO EMPLAZAMIENTO. ORTOFOTO	
	FECHA JULIO 2021		



 EiDF ENERGÍA · INNOVACIÓN Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO S.A.	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SORBAS II	PLANO N° 03
	PROPIETARIO	EIDF	
	SITUACIÓN	LOS GALLARDOS (ALMERÍA)	 A-35-025-068 Pol. Ind. Dársena - C/Barro nº3 36952 - Barro (PONTEVEDRA)
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG N° 3.002)	
	ESCALA A-31:5.000 FECHA JULIO 2021	PLANO EMPLAZAMIENTO. CATASTRO	

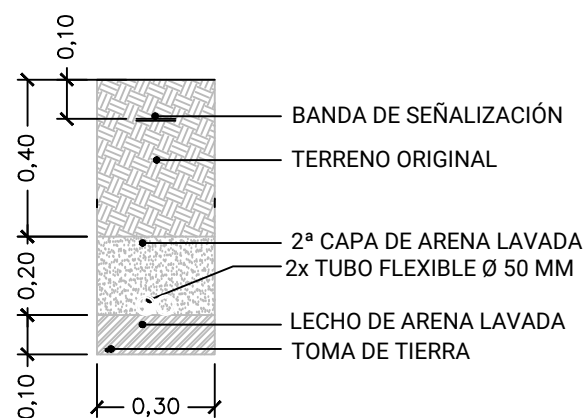


 ENERGÍA, INNOVACIÓN Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO S.A.	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SORBAS II	PLANO Nº 04
	PROPIETARIO	EIDF	
	SITUACIÓN	LOS GALLARDOS (ALMERÍA)	 A-36-025-068 Pol. Ind. Dársena - C/Barro nº3 36952 - Barro (PONTEVEDRA)
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)	
	ESCALA A-31:800 FECHA JULIO 2021	PLANO INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA. HOJA 1	

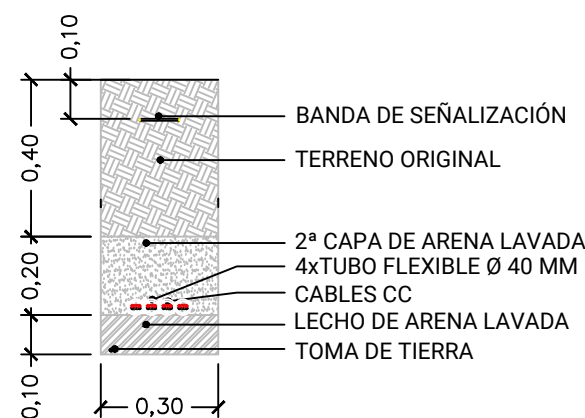


 ENERGÍA, INNOVACIÓN Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO, S.A.	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SORBAS II	PLANO Nº 05
	PROPIETARIO	EIDF	
	SITUACIÓN	LOS GALLARDOS (ALMERÍA)	 A-36.025.068 Pol. Ind. Dársena - C/Barro nº3 - 36992 - Barro (PONTEVEDRA)
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)	
	ESCALA A-31:500	PLANO ZONA INVERSORES	
	FECHA JULIO 2021		

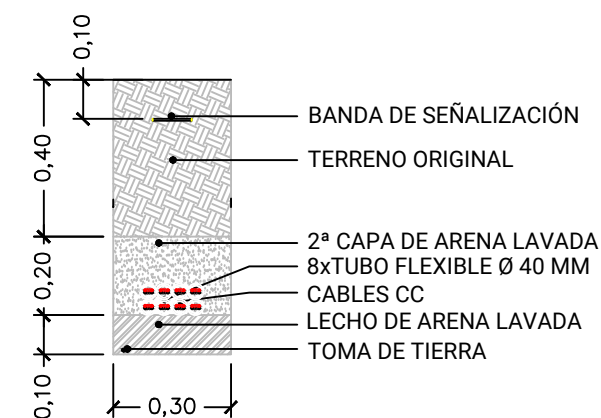
Zanja Vallado Perimetral



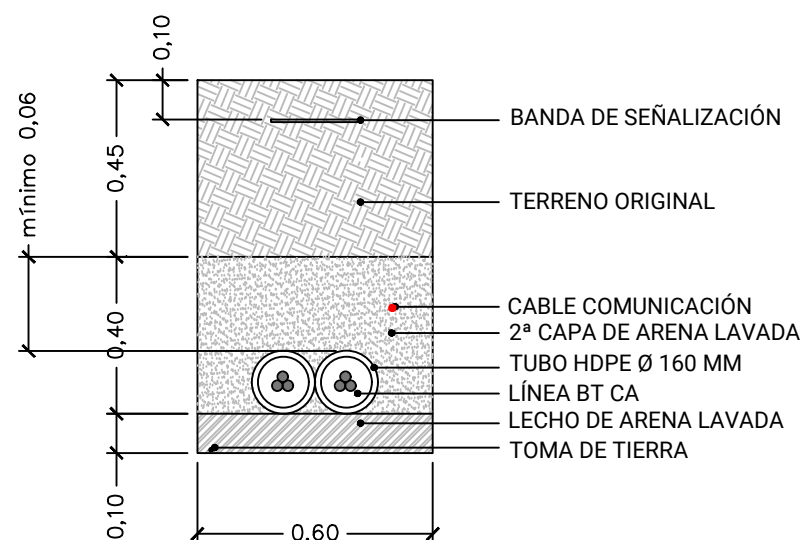
Zanja tipo BT - CC - 04/04/04/04



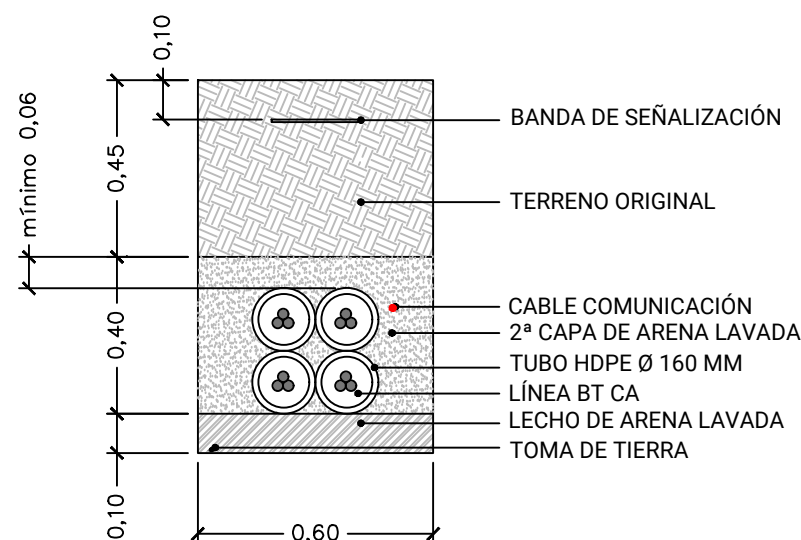
Zanja tipo BT - CC - 04/04/04/04



Zanja tipo BT - CA 02



Zanja tipo BT - CA 04



Nota:

En zanjas BT- CA

Secciones de cableado: 3x1x240 mm² por tubo.

Toma de tierra: Solamente en zonas indicadas en plano de puesta a tierra. Cu desnudo 35 mm².

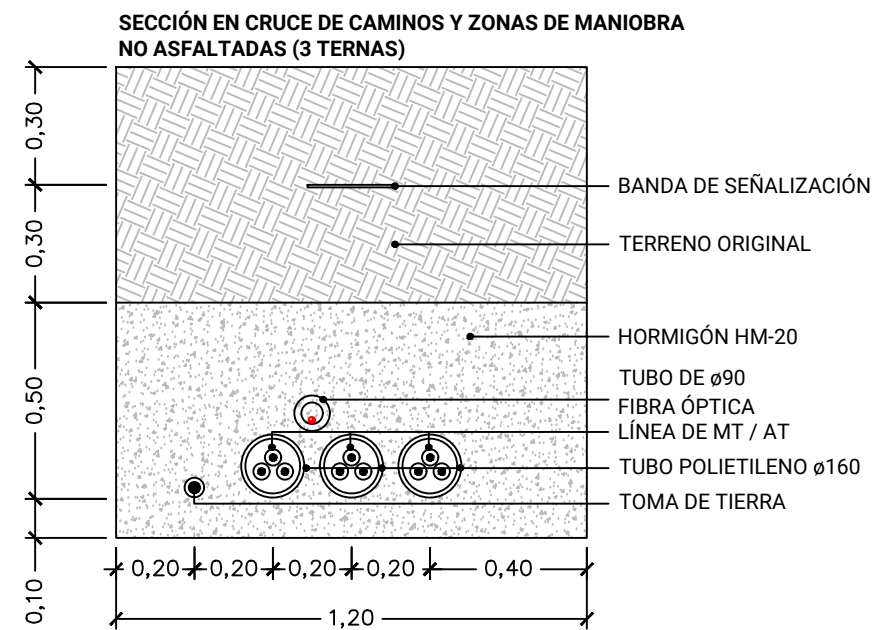
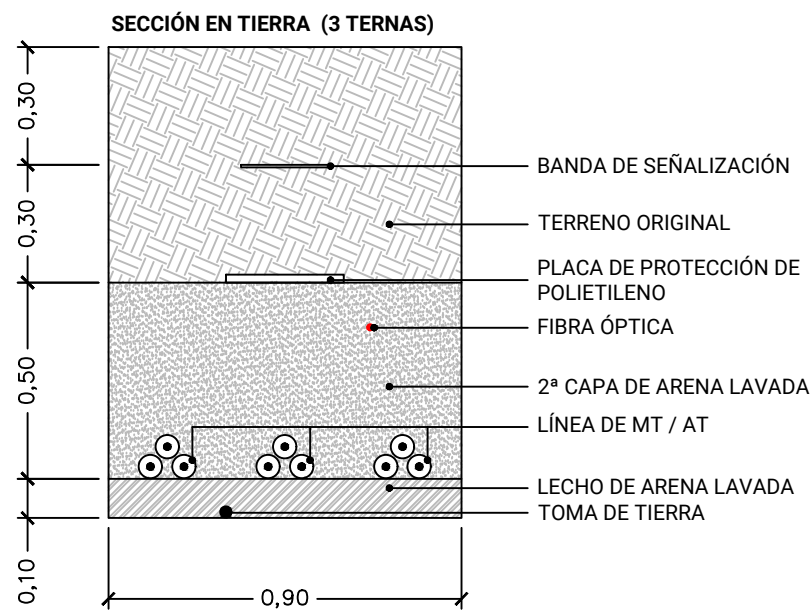
En vallado perimetral:

Secciones de cableado según esquema del Circuito Cerrado de Televisión.

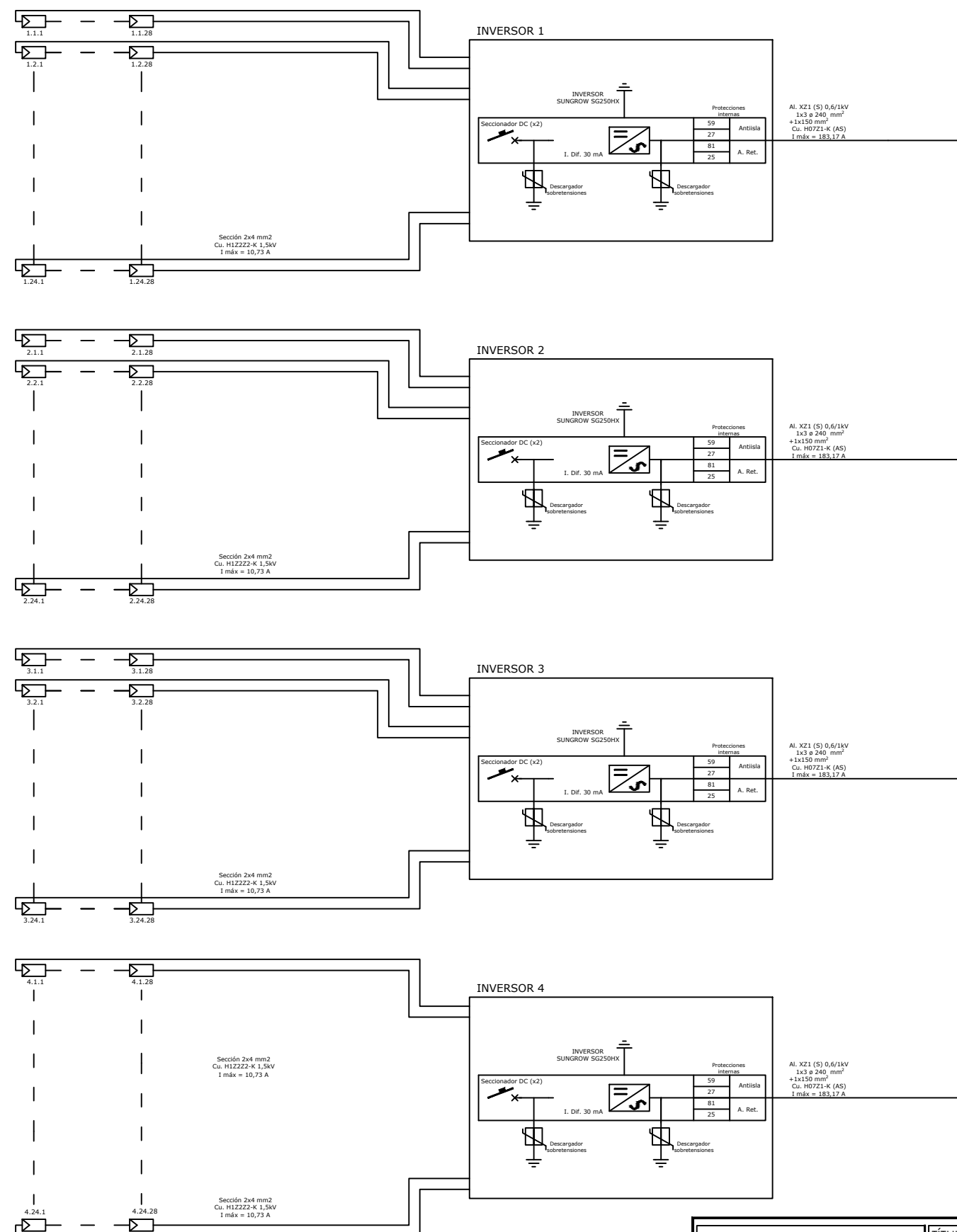
Toma de tierra: Cu desnudo 25 mm².

	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SORBAS II	PLANO N° 06
	PROPIETARIO	EIDF	
	SITUACIÓN	LOS GALLARDOS (ALMERÍA)	
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG N° 3.002)	
	ESCALA A-31:20	PLANO DETALLE CANALIZACIONES BT	
	FECHA JULIO 2021		

CANALIZACIONES DE MT/AT
(INSTALACIÓN PRIVADA)



 ENERGÍA, INNOVACIÓN Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO S.A.	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SORBAS II	PLANO Nº 07
	PROPIETARIO	EIDF	
	SITUACIÓN	LOS GALLARDOS (ALMERÍA)	 A-36-025-068 Pol. Ind. Dársena - C/Barro nº3 36992 - Barro (PONTEVEDRA)
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)	
	ESCALA A-31:20 FECHA JULIO 2021	PLANO DETALLE CANALIZACIONES MT	

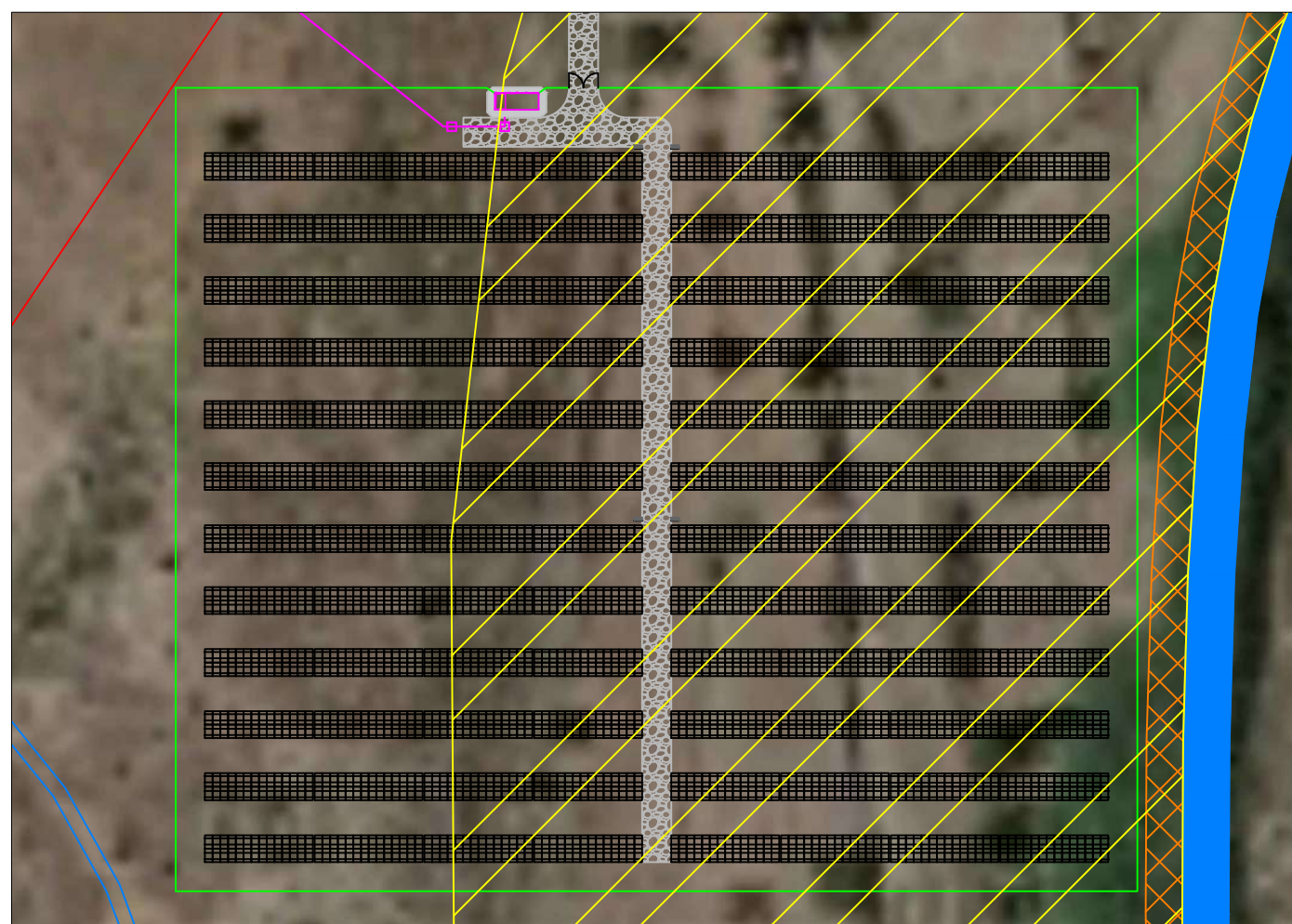
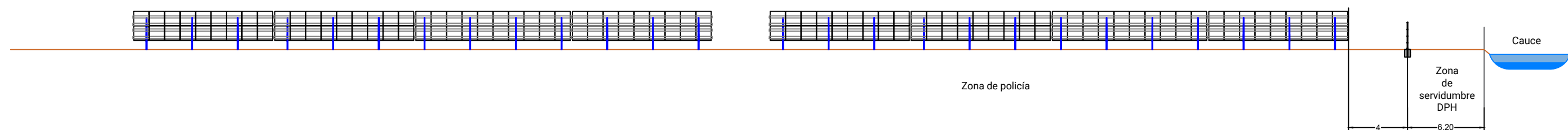


	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SORBAS II	PLANO Nº 09
	PROPIETARIO	EIDF	
	SITUACIÓN	LOS GALLARDOS (ALMERÍA)	
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)	
	ESCALA	A-3 S/E	
FECHA		JULIO 2021	PLANO ESQUEMA UNIFILAR. HOJA 1

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN, CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA

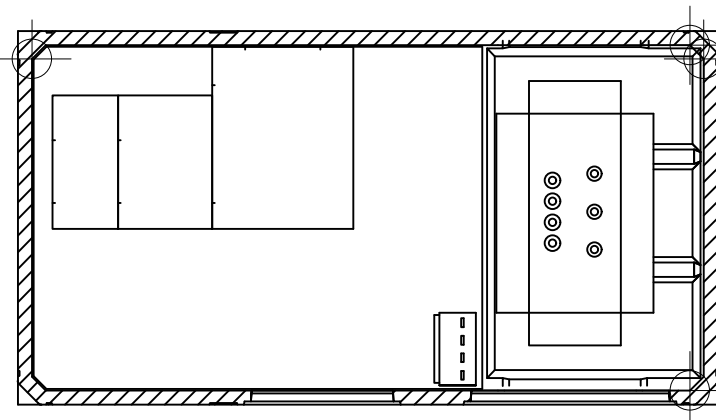
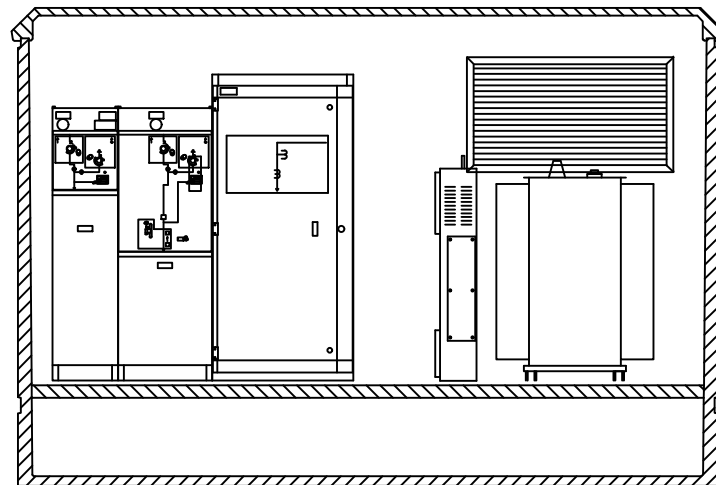


EiDF
ENERGÍA, INNOVACIÓN Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO. S

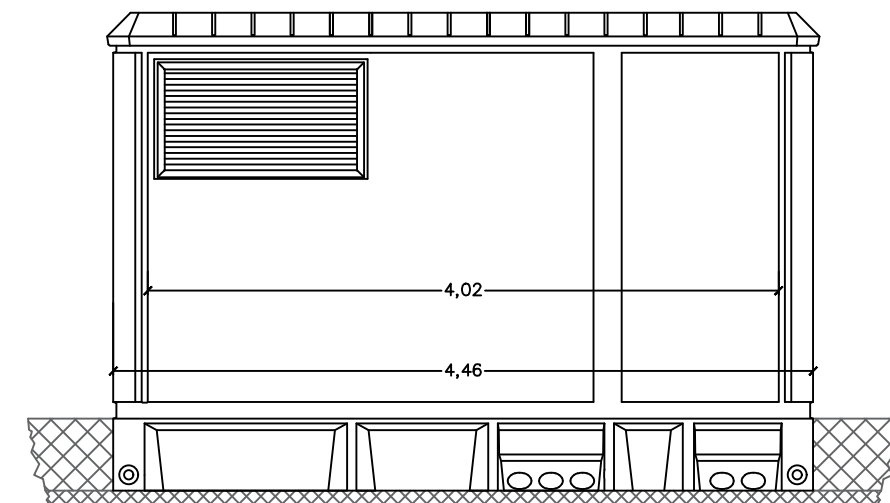
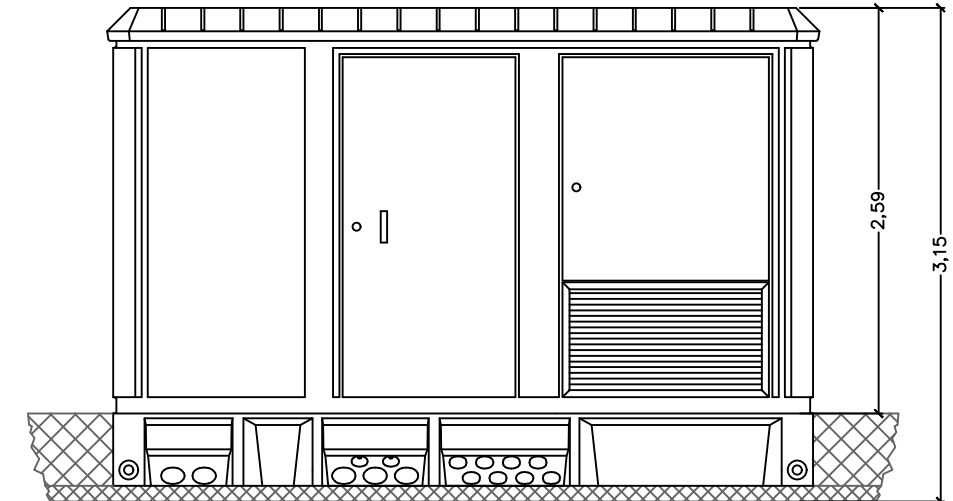
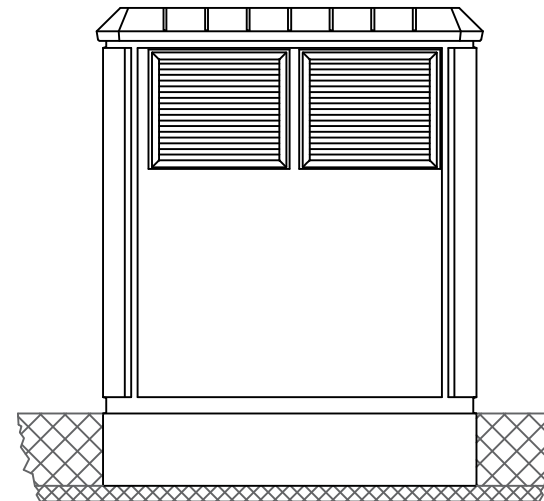


 ENERGÍA, INNOVACIÓN Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO, S.A.	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SORBAS II	PLANO N° 11
	PROPIETARIO	EIDF	
	SITUACIÓN	LOS GALLARDOS (ALMERÍA)	 A-36.025.068 Pol. Ind. Dársena - C/Barro nº3 36692 - Barro (PONTEVEDRA)
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG N° 3.002)	
	ESCALA A-31:300	PLANO AFECCIÓN PARQUE FOTOVOLTAICO. (PLANTA) RAMBLA DE MIRA FLORES	
	FECHA JULIO 2021		

VISTAS INTERIORES

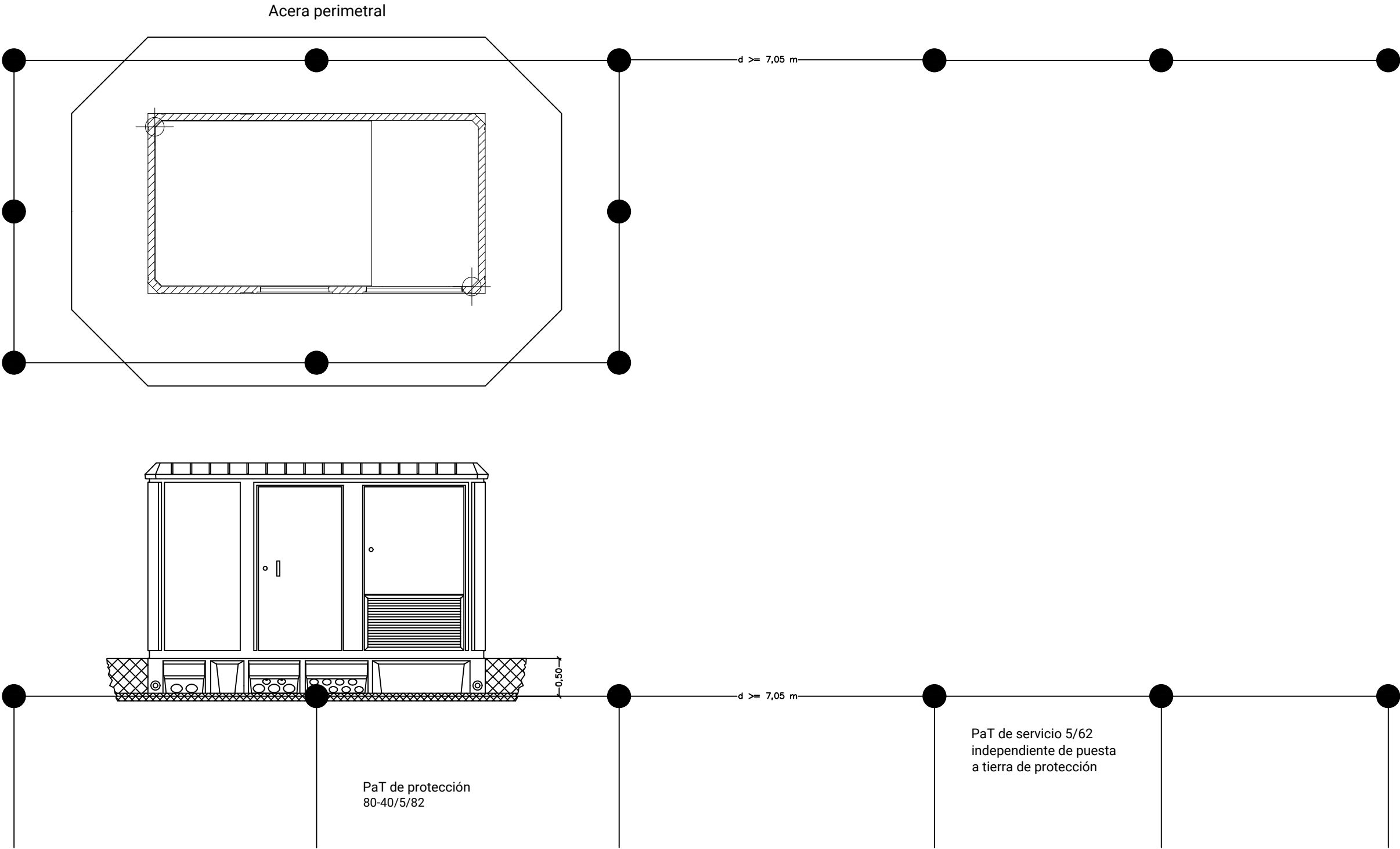


VISTAS EXTERIORES

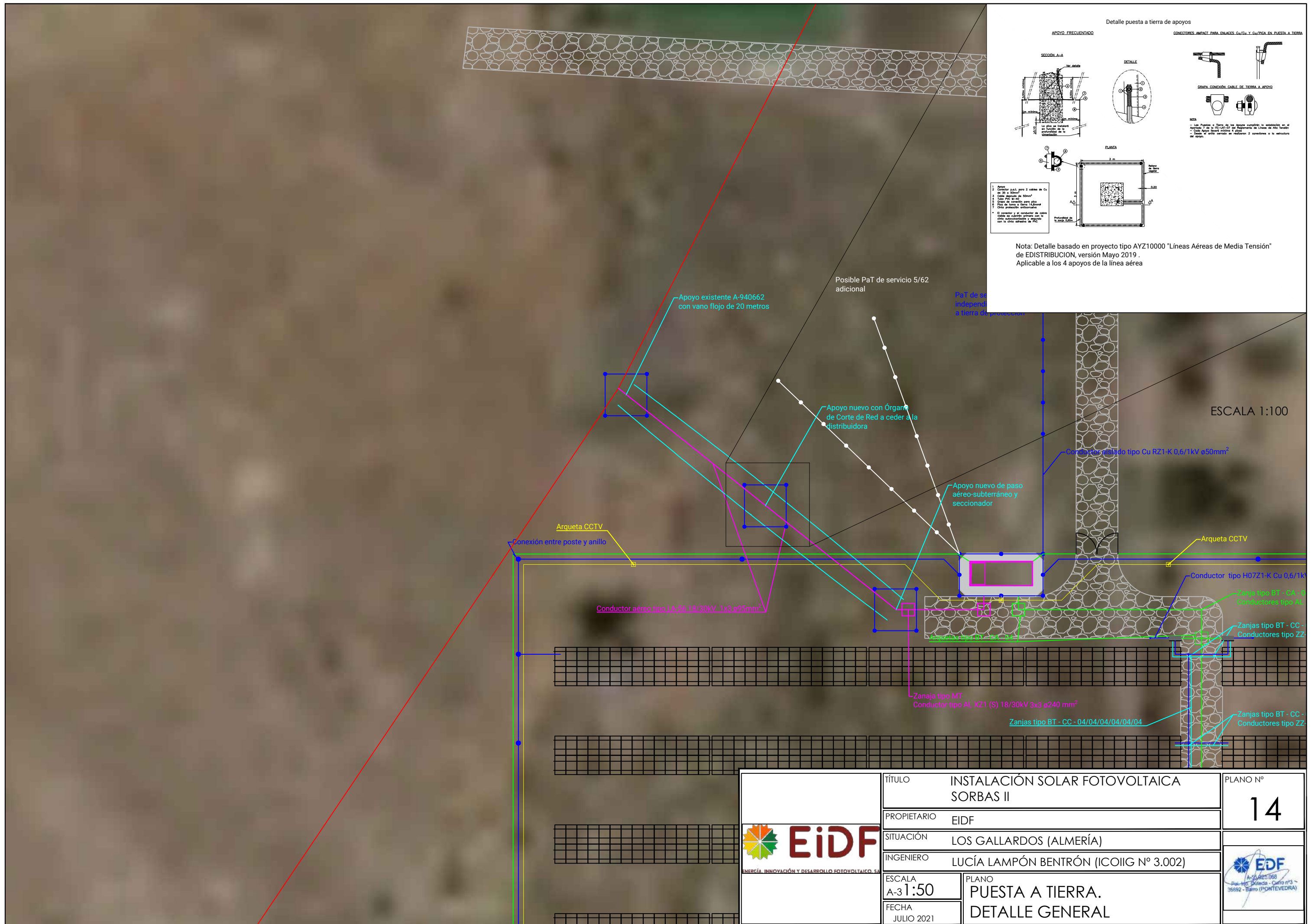
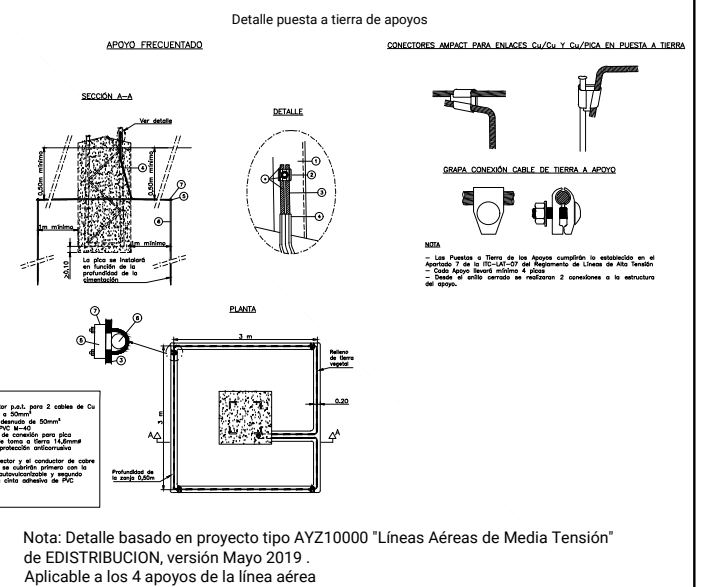


	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SORBAS II	PLANO N° 12
	PROPIETARIO	EIDF	
	SITUACIÓN	LOS GALLARDOS (ALMERÍA)	
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG N° 3.002)	
	ESCALA A-3 1:50	PLANO CENTRO DE TRANSFORMACIÓN. VISTAS	
	FECHA JULIO 2021		

PUESTA A TIERRA CENTRO DE TRANSFORMACIÓN



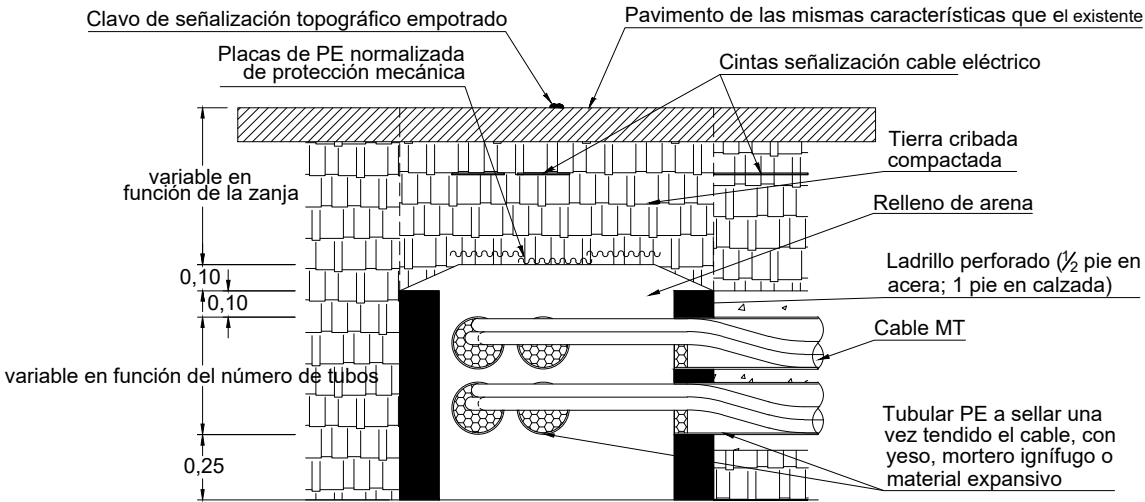
	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SORBAS II	PLANO Nº 13
	PROPIETARIO	EIDF	
	SITUACIÓN	LOS GALLARDOS (ALMERÍA)	
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)	
	ESCALA A-31:50	PLANO CENTRO DE TRANSFORMACIÓN. PUESTA A TIERRA	
	FECHA JULIO 2021		



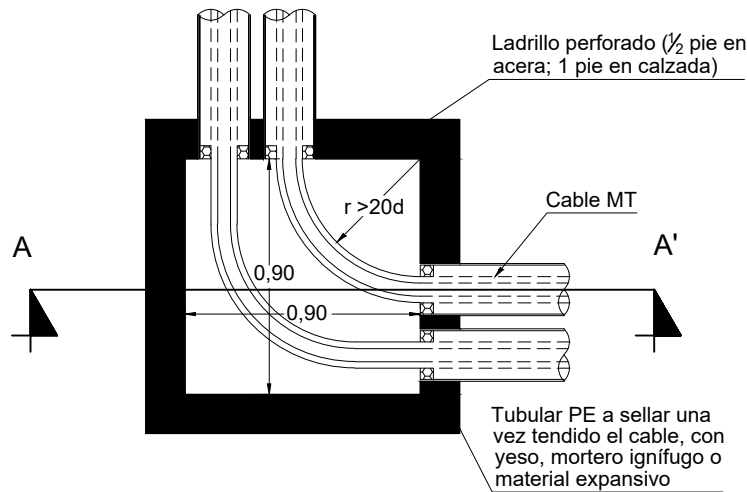
ARQUETA A1 CIEGA

ARQUETA CAMBIO DE SENTIDO

SECCIÓN A-A'



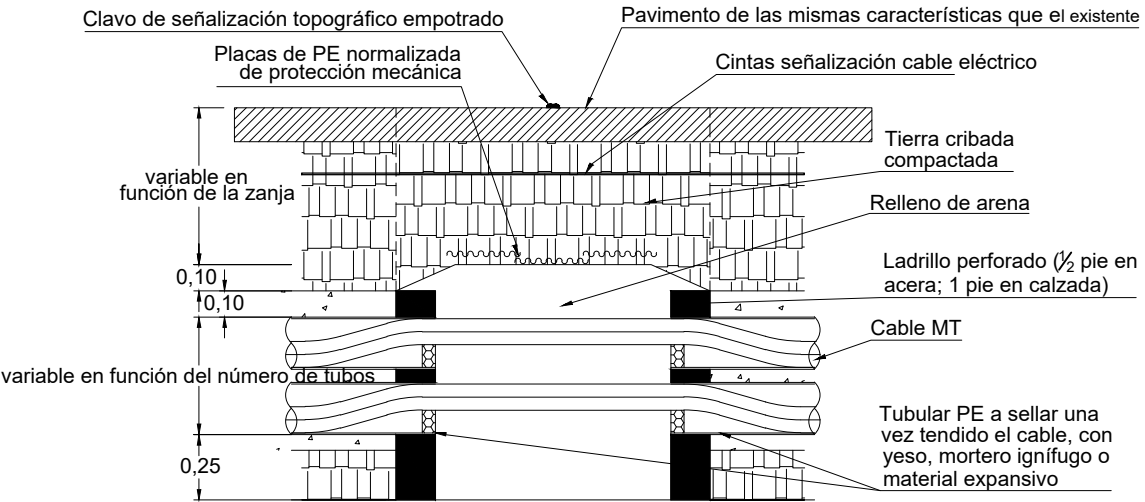
PLANTA



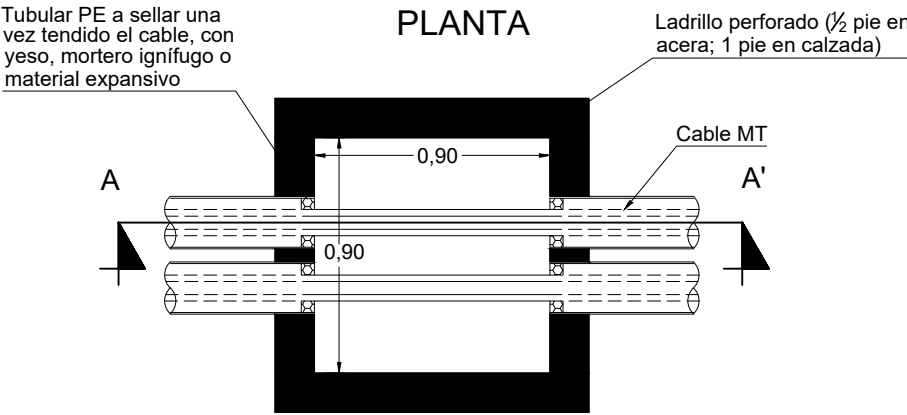
NOTA:
Cantidad y disposición de los tubos, variable en función de las necesidades de la obra

ARQUETA EN ALINEACIÓN

SECCIÓN A-A'



PLANTA

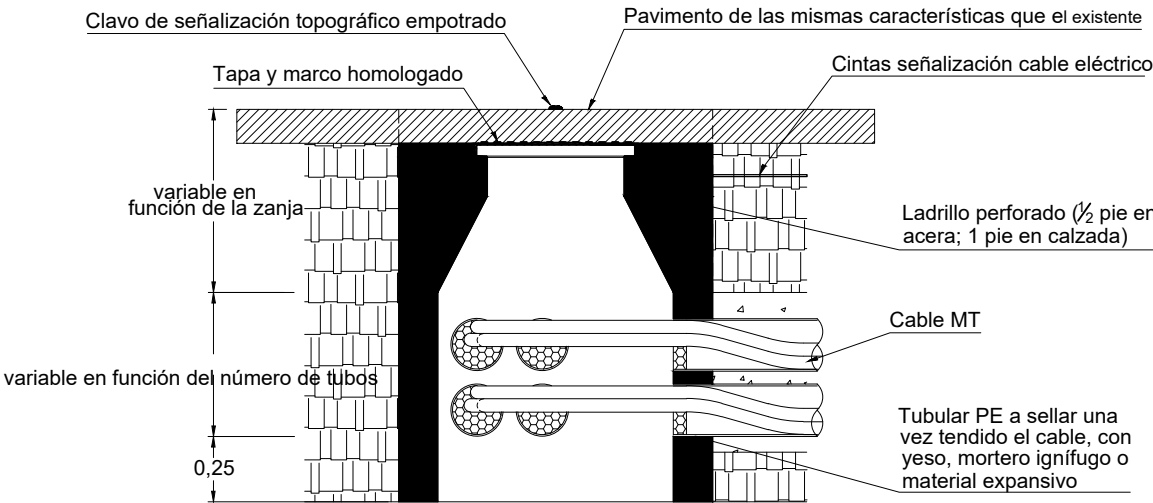


	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SORBAS II	PLANO Nº 15
	PROPIETARIO	EIDF	
	SITUACIÓN	LOS GALLARDOS (ALMERÍA)	
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)	
	ESCALA	A-3 1:30	
FECHA		JULIO 2021	DETALLE DE ARQUETA CIEGA

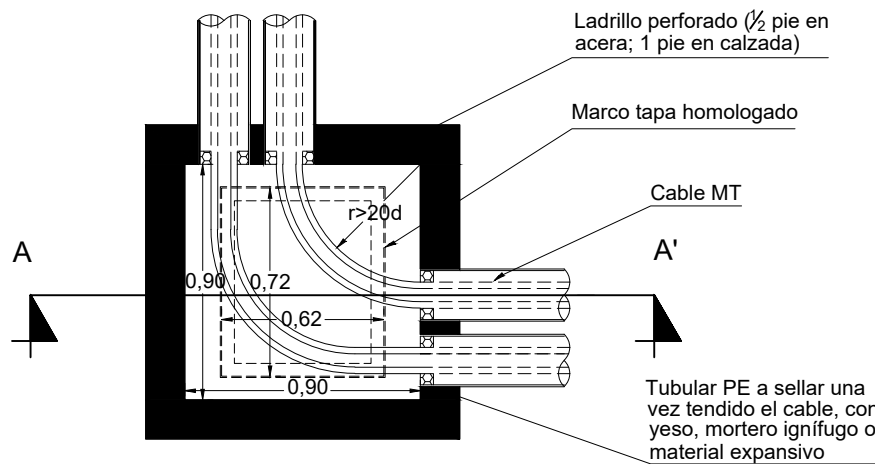
ARQUETA REGISTRABLE

ARQUETA CAMBIO DE SENTIDO

SECCIÓN A-A'



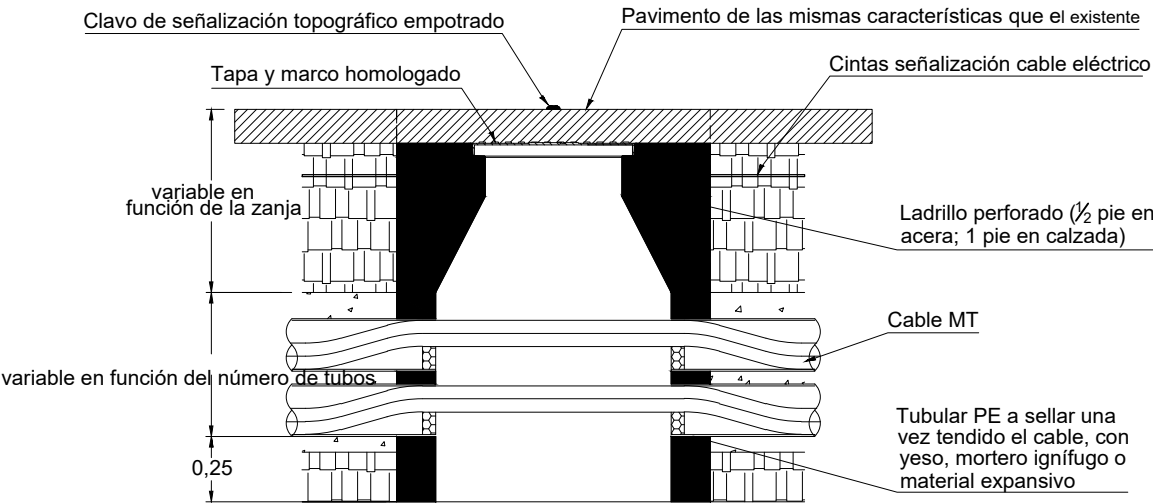
PLANTA



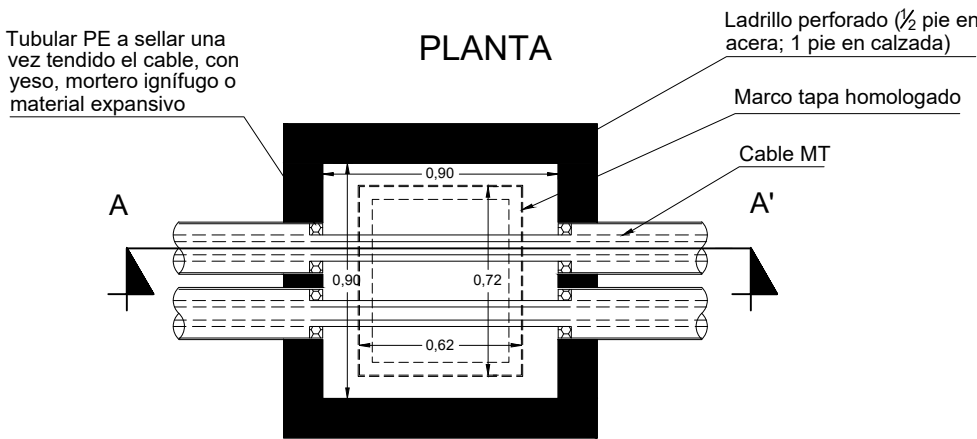
NOTA:
Cantidad y disposición de los tubos, variable en función de las necesidades de la obra

ARQUETA EN ALINEACIÓN

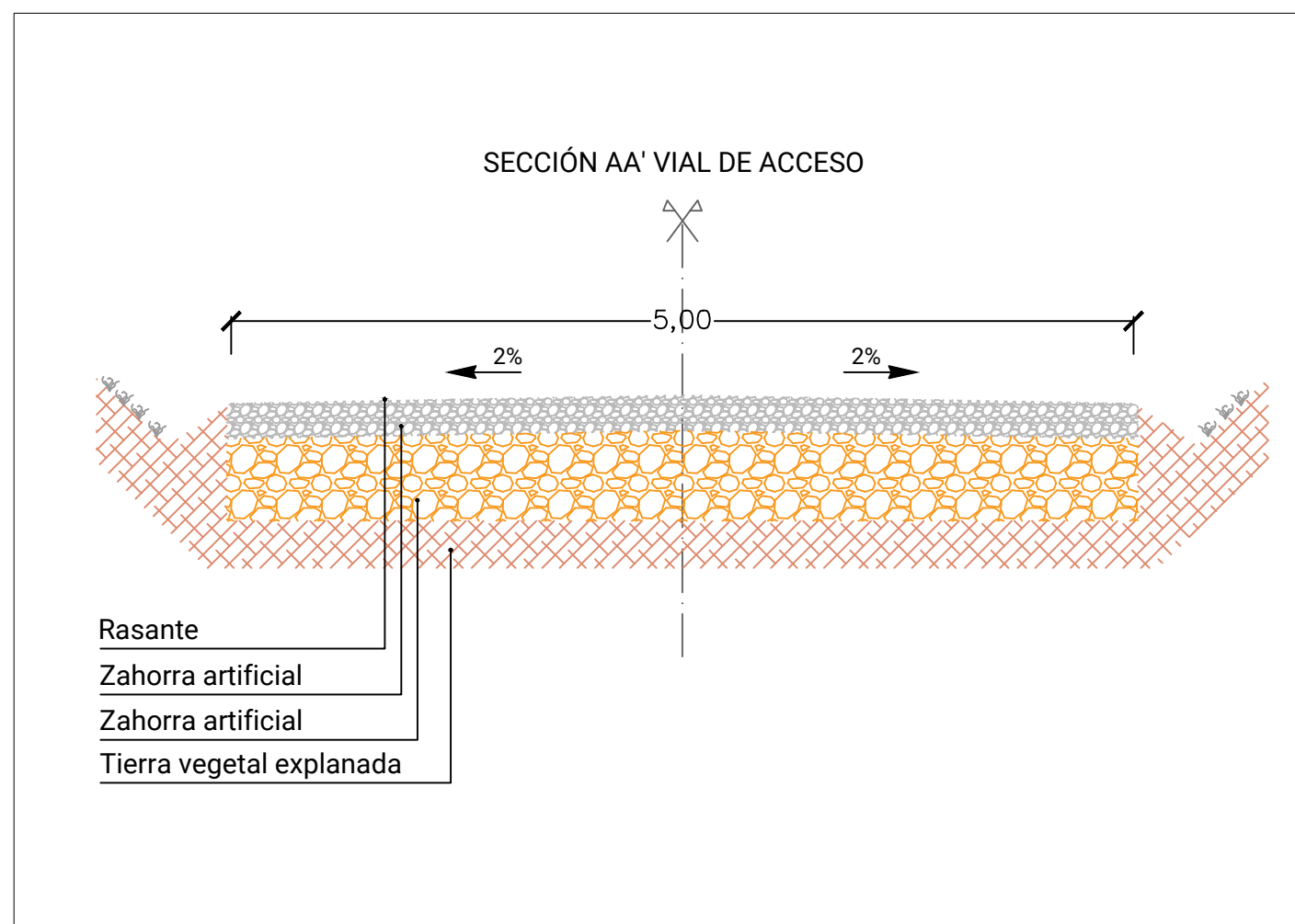
SECCIÓN A-A'



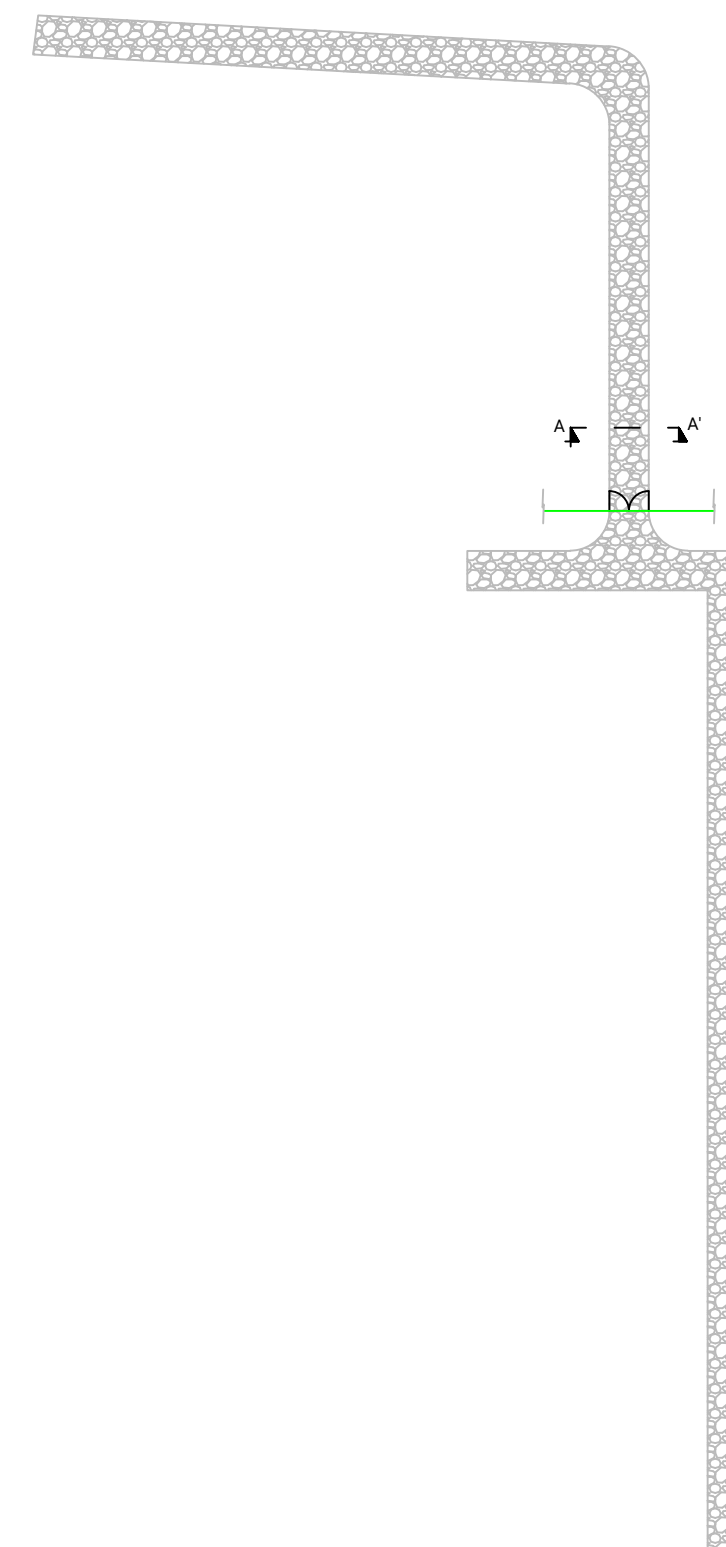
PLANTA



 ENERGÍA, INNOVACIÓN Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SORBAS II	PLANO Nº 16
	PROPIETARIO	EIDF	
	SITUACIÓN	LOS GALLARDOS (ALMERÍA)	 A-3625.068 Pol. Ind. Dársena - C/Barro nº3 36952 - Barro (PONTEVEDRA)
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)	
	ESCALA A-3 1:30 FECHA JULIO 2021	PLANO DETALLE DE ARQUETA REGISTRABLE	

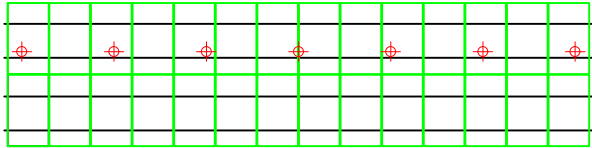


ESCALA 1:40

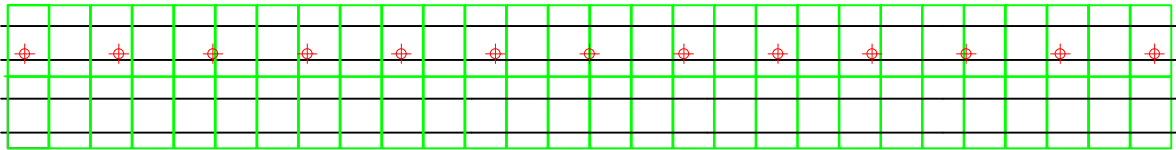


 ENERGÍA, INNOVACIÓN Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO S.A.	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SORBAS II	PLANO Nº 17
	PROPIETARIO	EIDF	
	SITUACIÓN	LOS GALLARDOS (ALMERÍA)	 A-36-025-068 Pol. Ind. Dársena - C/Barro nº3 36692 - Barro (PONTEVEDRA)
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)	
	ESCALA	A-3 1:800	PLANO VIALES DE ACCESO
	FECHA	JULIO 2021	

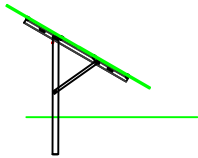
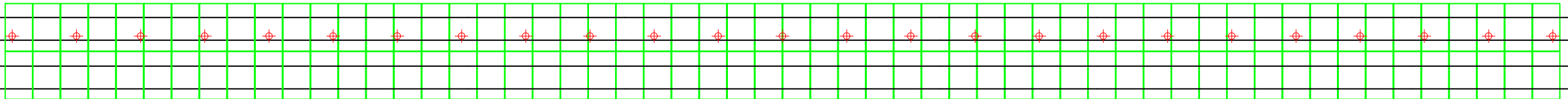
Bloque 2V14



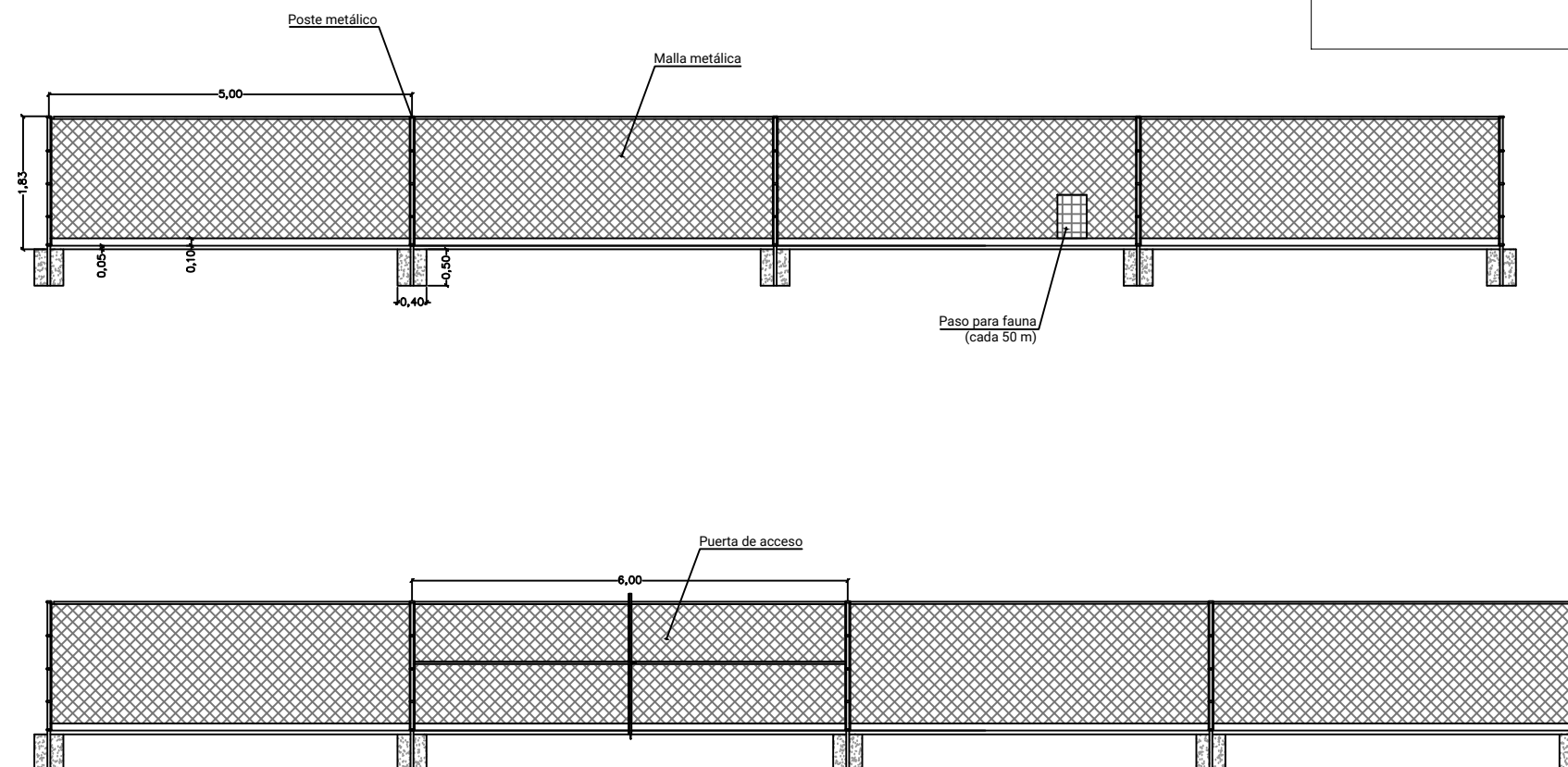
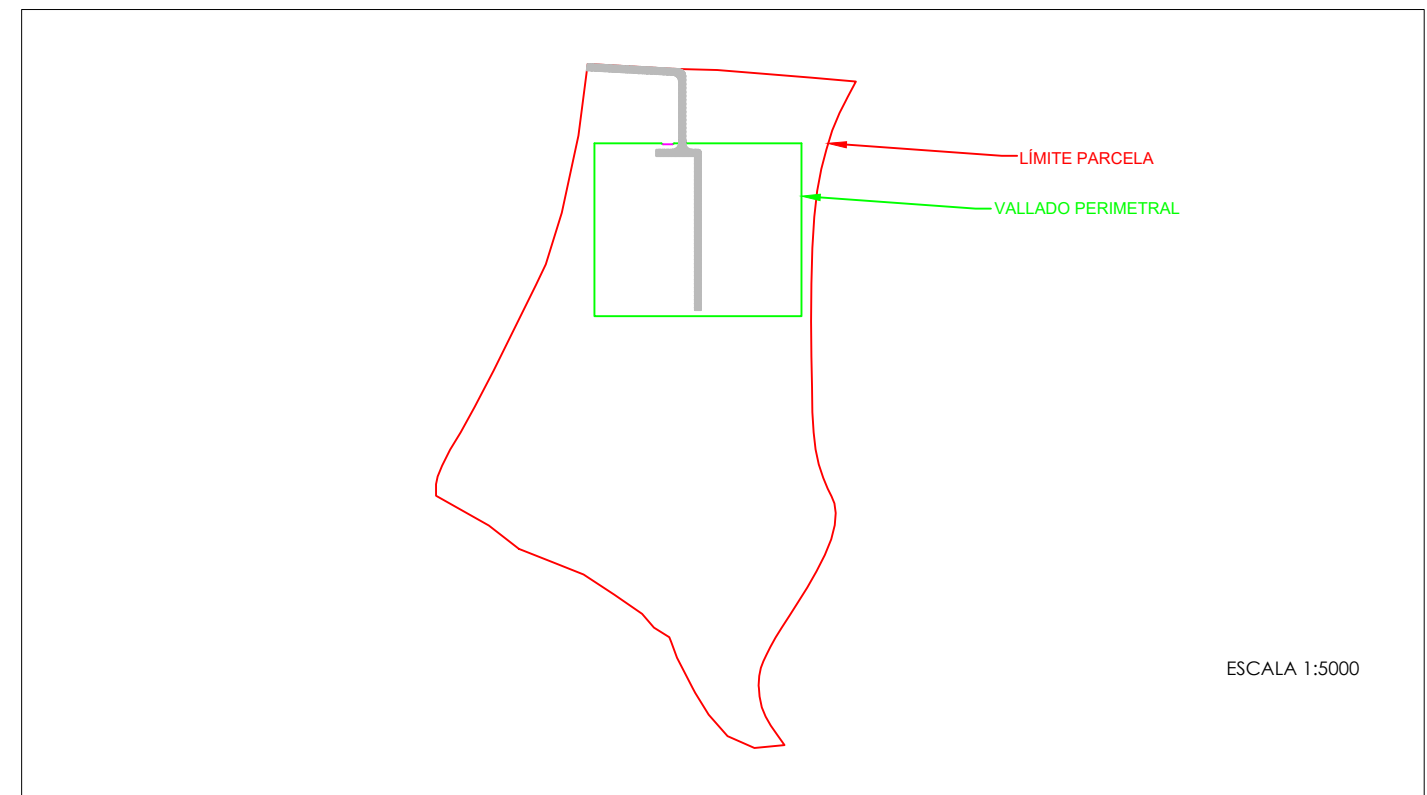
Bloque 2V28



Bloque 2V56



	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SORBAS II	PLANO Nº 18
	PROPIETARIO	EIDF	
	SITUACIÓN	LOS GALLARDOS (ALMERÍA)	
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)	
	ESCALA A-31:200	PLANO DETALLE DE ESTRUCTURA	
	FECHA JULIO 2021		



	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SORBAS II	PLANO Nº 19
	PROPIETARIO	EIDF	
	SITUACIÓN	LOS GALLARDOS (ALMERÍA)	
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)	
	ESCALA	A-31:100	
	FECHA	JULIO 2021	PLANO VALLADO PERIEMETRAL Y PUERTA DE ACCESO

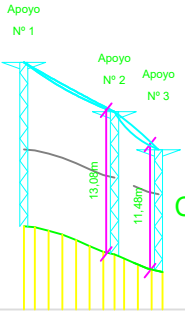
Perfil

Cond.: LA-56 Zona A		
Tabla tensiones-Rectas Tramo 1-2		
T(°C)	T(saN)	f(m)
-5°C	367	0,07
0°C	328	0,08
5°C	286	0,09
10°C	250	0,10
15°C	213	0,12
20°C	178	0,14
25°C	147	0,17
30°C	121	0,21
35°C	100	0,25
40°C	85	0,30
45°C	74	0,34
50°C	66	0,39

LA-56 Zona A		
Tabla tendido fase Tramo 2-3		
T(°C)	T(saN)	f(m)
-5°C	367	0,02
0°C	327	0,02
5°C	286	0,02
10°C	245	0,02
15°C	205	0,03
20°C	166	0,04
25°C	129	0,05
30°C	95	0,06
35°C	70	0,09
40°C	53	0,12
45°C	42	0,14
50°C	36	0,17

Plano de Comparación 117,92 m

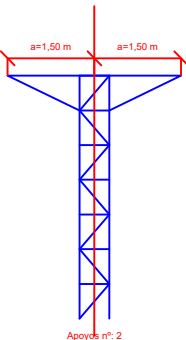
Plano de Comparación 117,92 m



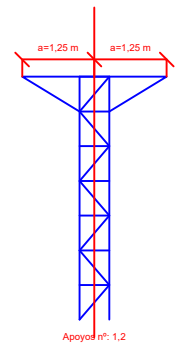
Plano de Comparación 117,92 m

Datos topográf.	Estaciones y punto kilométrico					Estaciones y punto kilométrico		Datos topográf.
	Distancias	Parciales	0.0	33.0	33.0	Parciales	Distancias	
		Al origen	1.0	34.0	34.0	Al origen		
	Cotas del terreno		125.48	122.92	122.92	Cotas del terreno		
Apoyos	Num. y longitud de las parcelas					Num. y Longitud de las parcelas		
	Número	Nº 1	Nº 2	Nº 3	Número			
	Ángulo	--	--	--	Ángulo			
	Tipo	C-2000-18	C-2000-16	C-2000-14	Tipo			
	Función	P.Línea	F.Línea	F.Línea	Función			
	Montaje	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Montaje			
	Separación de fases	1,50	1,50	1,50	Separación de fases			
	Tipo armado	MO-ATC-12	MO-ATC-12	MO-ATC-15	Tipo armado			
	Altura útil cruceta inferior	14,94 m	13,00 m	11,07 m	Altura útil cruceta inferior			
	Tipo de cadena-elementos	Amarre	Amarre	Amarre	Tipo de cadena-elementos			
Cimen-tación	Lado	1,30 m	1,25 m	1,20 m	Lado			
	Profundidad	2,46 m	2,40 m	2,33 m	Profundidad			
	Excavación	4,16 m3	3,75 m3	3,36 m3	Excavación			
	Hormigonado	4,50 m3	4,06 m3	3,64 m3	Hormigonado			

Armado MO-1.50



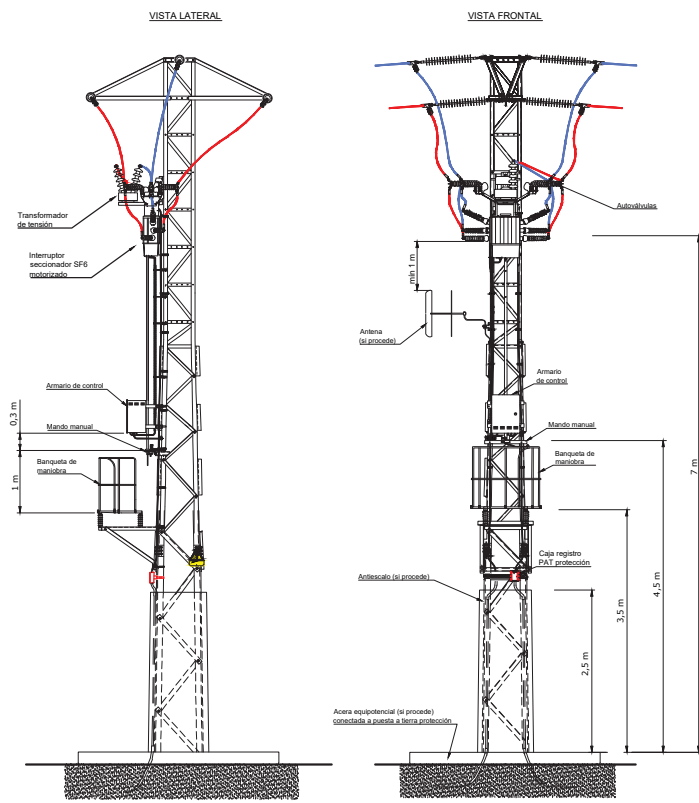
Armado MO-1.25



SIN ESCALA

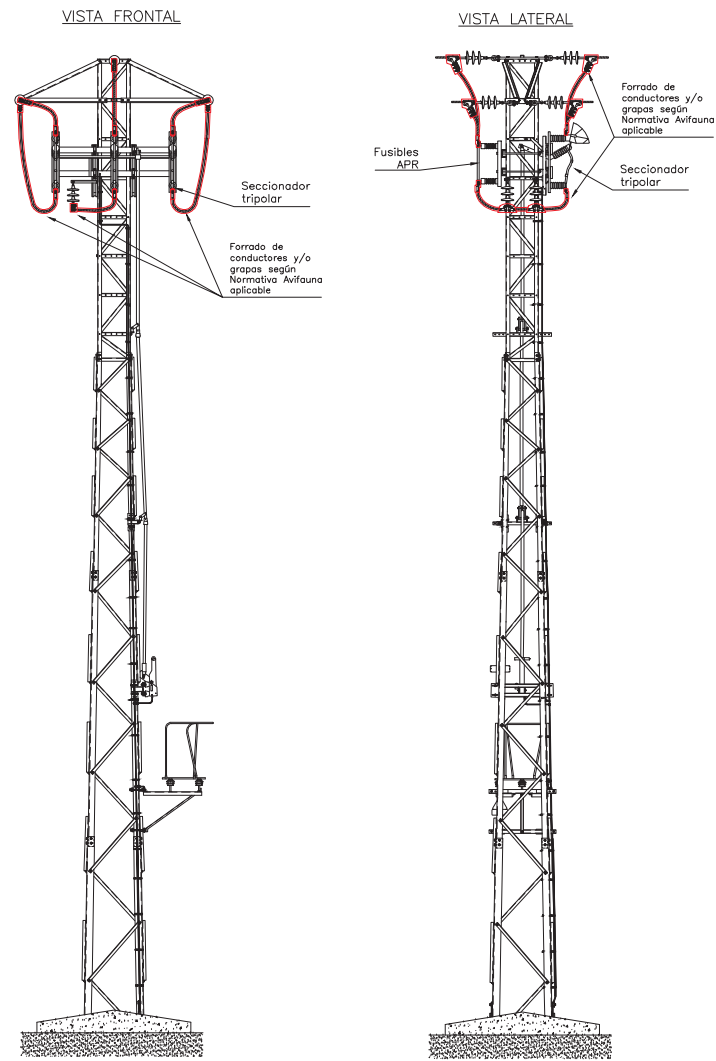
	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SORBAS II	PLANO Nº 20
	PROPIETARIO	EIDF	
	SITUACIÓN	LOS GALLARDOS (ALMERÍA)	
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)	
	ESCALA	A-3 S/E	
	FECHA	JULIO 2021	
		PLANO LÍNEA DE EVACUACIÓN	

Primer apoyo de la derivación:
Apoyo con interruptor-seccionador SF6 telemandado



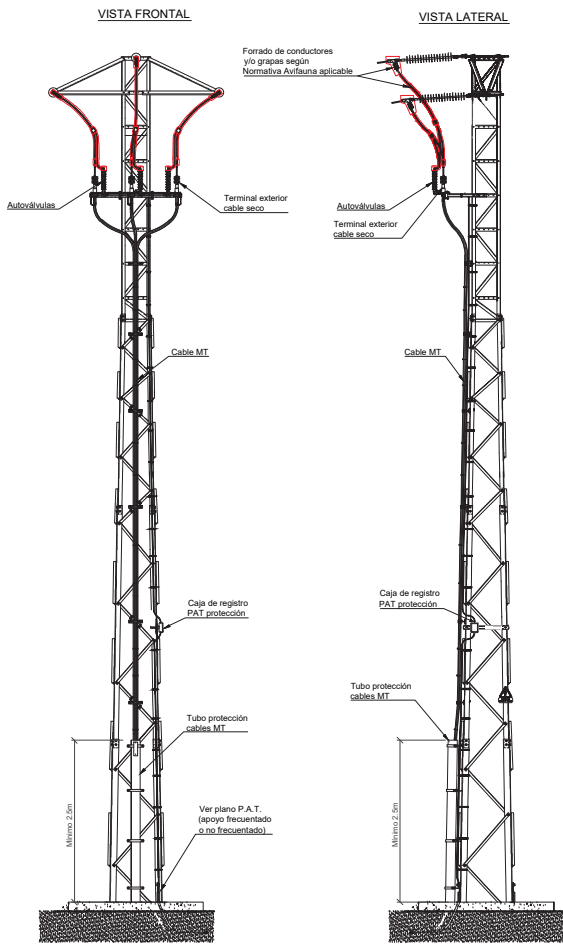
Nota: Detalle orientativo basado en proyecto tipo AYZ10000 "Líneas Aéreas de Media Tensión" de EDISTRIBUCION, versión Mayo 2019

Apoyo privado nº 1:
Apoyo con interruptor-seccionador tripolar y fusibles APR



Nota: Detalle orientativo basado en proyecto tipo AYZ10000 "Líneas Aéreas de Media Tensión" de EDISTRIBUCION, versión Mayo 2019

Apoyo privado PAS:
Apoyo de conversión aéreo-subterránea



Nota: Detalle orientativo basado en proyecto tipo AYZ10000 "Líneas Aéreas de Media Tensión" de EDISTRIBUCION, versión Mayo 2019

Nota general: Detalles orientativos de herrajes, elementos de protección, seccionamiento y protección avifauna (cuando sea necesario)
Las dimensiones y características de apoyos y resto de elementos se definen en el cálculo de la línea aérea

	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SORBAS II	PLANO Nº 21
	PROPIETARIO	EIDF	
	SITUACIÓN	LOS GALLARDOS (ALMERÍA)	
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)	
	ESCALA A-3 S/E	PLANO DETALLE ORIENTATIVO DE APOYOS	
	FECHA JULIO 2021		

Documento 03: Pliego de condiciones

3.1. Empresa instaladora

La ejecución del presente proyecto será realizada por la empresa instaladora ENERGIA INNOVACION Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO, S.A.

3.2. Calidad de los materiales

Todos los materiales a emplear en la presente instalación serán de primera calidad y reunirán las condiciones exigidas en el Reglamento Electrotécnico para Baja tensión y demás disposiciones vigentes referentes a materiales y prototipos de construcción.

Todos los trabajos incluidos en el presente proyecto se ejecutarán con arreglo a las buenas prácticas de las instalaciones eléctricas, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para baja tensión, y cumpliendo estrictamente las instrucciones recibidas por la dirección facultativa y especificaciones del presente proyecto.

3.2.1. Conductores eléctricos

Los conductores utilizados se regirán por las especificaciones del proyecto, según se indica en Memoria, Planos y Valoración.

Los conductores de cobre electrolítico se fabricarán de calidad y resistencia mecánica uniforme, y su coeficiente de resistividad a 20°C esta entre el 98% y el 100%. Irán provistos de baño de recubrimiento de estaño, que deberá resistir la siguiente prueba: a una muestra limpia y seca de hilo estañado se le da la forma de círculo de diámetro equivalente a 20 o 30 veces el diámetro del hilo, a continuación de lo cual se sumerge durante un minuto en una solución de ácido hidrociorídrico de 1,088 de peso específico a una temperatura de 20°C. Esta operación se efectuará dos veces, después de lo cual no deberán apreciarse puntos negros en el hilo. La capacidad mínima del aislamiento de los conductores será de 500 V.

Los conductores de sección igual o superior a 6mm² deberán estar constituidos por hilo de cobre trenzado de diámetro correspondiente a la sección del conductor de que se trate.

Para la selección de la sección de los conductores activos del cable, adecuado a cada carga se usará el más desfavorable entre los siguientes criterios:

- Intensidad máxima admisible. Como intensidad se tomará la propia de cada generador fotovoltaico, partiendo de las intensidades así establecidas, se elegirá la sección del cable que admita esa intensidad de acuerdo a las prescripciones del Reglamento Electrotécnico para baja tensión ITC-BT-19 o las recomendaciones del fabricante, adoptando los oportunos coeficientes correctores según las condiciones de la instalación. En cuanto a coeficientes de mayor ración de la carga, se deberán tener presentes las Instrucciones ITC – BT-44 para receptores de alumbrado e ITC –BT-47 para receptores de motor.
- Caída de tensión en servicio. La sección de los conductores a utilizar se determinará de forma que la caída de tensión para la parte de continua no podrá haber una caída de tensión superior al 1.5%. Y para la parte de alterna no podrá ser superior al 1.5%.

La sección del conductor neutro será la especificada en la Instrucción ITC – BT – 07, apartado 1, en función de la sección de los conductores de fase o polares de la instalación.

3.2.2. Conductores de protección

Los conductores de protección serán del mismo tipo que los conductores activos especificados en el apartado anterior, y tendrán una sección mínima a la fijada en la tabla 2 de la ITC – BT – 18, en función de la sección de los conductores de fase o polares de la instalación. Se podrán instalar por las mismas canalizaciones que estos o bien en forma independiente.

3.2.3. Identificación de los conductores

Para la instalación de los conductores en la parte de corriente continua se marcarán de forma permanente el positivo de color Rojo y el negativo de color Azul, los colores de los recubrimientos serán Azul para el neutro, Marrón, Gris o negro para las fases y Amarillo-verde para los de protección.

Las canalizaciones eléctricas se establecerán de forma que, por conveniente identificación de sus circuitos y elementos, se pueda proceder en todo momento a reparaciones, transformaciones, etc.

3.2.4. Canalizaciones

Parte de la instalación eléctrica, correspondiente al tramo entre los módulos fotovoltaicos y la sala de inversores, tendremos condiciones especiales reflejadas en la ITC-BT-30 punto "2. Instalaciones en locales mojados", por tratarse de una zona geográfica con precipitaciones sobre todo en meses de invierno y estar a la intemperie.

Por ello, para la canalización se emplean zanjas de tierra para asegurar la estanqueidad de las canalizaciones.

3.2.4.1. *Tubos*

Los tubos protectores pueden ser:

- Tubo y accesorios metálicos.
- Tubo y accesorios no metálicos.
- Tubo y accesorios compuestos (constituidos por materiales metálicos y no metálicos).

Los tubos se clasifican según lo dispuesto en las normas siguientes:

- UNE –EN 50086 – 2 – 1: sistemas de tubos rígidos.
- UNE –EN 50086 – 2 –2: sistemas de tubos curvables.
- UNE –EN 50086 – 2 –3: sistemas de tubos flexibles
- UNE –EN 50086 – 2 –4: sistemas de tubos enterrados.

Las características de protección de la unión entre el tubo y sus accesorios no deben ser inferiores a los declarados para el sistema de tubos.

La superficie interior de los tubos no deberá presentar en ningún punto aristas, asperezas o fisuras susceptibles de dañar los conductores o cables aislados o de causar heridas a instaladores o usuarios.

Las dimensiones de los tubos no enterrados y con unión roscada utilizados en las instalaciones eléctricas son las que se prescriben en la UNE-EN-60.423. Para los tubos enterrados, las dimensiones se corresponden con las indicadas en la norma UNE-EN- 50.086-2-4. Para el resto de los tubos, las dimensiones serán las establecidas en la norma correspondiente de las citadas anteriormente. La denominación se realizará en función del diámetro exterior. El diámetro interior mínimo deberá ser declarado por el fabricante.

En lo relativo a la resistencia a los efectos del fuego considerados en la norma particular para cada tipo de tubo, se seguirá lo establecido por la aplicación de la Directiva de Productos de la Construcción (89/106/CEE).

En canalizaciones superficiales, los tubos deberán ser perfectamente rígidos y en casos especiales podrán usarse tubos moldeables. Sus características mínimas serán las indicadas en ITC – BT- 21.

En las canalizaciones empotradas, los tubos protectores podrán ser moldeables o flexibles, con características mínimas indicadas en ITC-BT-21.

En las canalizaciones al aire, destinadas a la alimentación de máquinas o elementos de movilidad restringida, los tubos serán flexibles y sus características mínimas para instalaciones ordinarias serán las señaladas en ITC-BT-21.

Los tubos en canalizaciones enterradas presentarán las características señaladas en ITC –BT – 21.

El diámetro exterior mínimo de los tubos, en función del número y la sección de los conductores conducir, se obtendrá de las tablas indicadas en la ITC-BT-21, así como las características mínimas según el tipo de instalación.

En general, para la ejecución de las canalizaciones bajo tubos protectores, se tendrá en cuenta lo dictado en ITC –BT – 21.

El canal protector es un material de instalación constituido por un perfil de paredes perforadas o no, destinado a alojar conductores o cables y cerrado por una tapa desmontable. Tendrán un grado de protección y estarán clasificados como “canales con tapa de acceso que solo pueden abrirse con herramientas”. En su interior se podrán colocar mecanismos tales como interruptores, tomas de corriente, dispositivos de mando y control, etc., siempre que se fijen de acuerdo con las instrucciones del fabricante. También se podrán realizar empalmes de conductores en su interior y conexiones a los mecanismos.

Las canalizaciones para instalaciones superficiales tendrán unas características mínimas señaladas en apartado 3 de ITC –BT – 21.

En bandeja o soporte de bandejas, sólo se utilizarán conductores aislados con cubierta, unipolares o multipolares según norma UNE 20.460-5-52.

El material usado para la fabricación será acero laminado de primera calidad, galvanizado por inmersión. La anchura de las canaletas será de 100mm como mínima, con incrementos de 100 en 100 mm. La longitud de los tramos rectos será de dos metros. El fabricante indicará en su catálogo la carga máxima admisible, en N/m, en función de la anchura y de la distancia entre soportes. Tendrán la misma calidad que la bandeja.

La bandeja y sus accesorios se sujetarán a techos y parámetros mediante herrajes de suspensión, a distancias tales que no se produzcan flechas superiores a 10 mm. Y estarán perfectamente alineadas con los cerramientos de los locales.

No se permitirá la unión entre bandejas o la fijación de las mismas a los soportes por medio de soldadura, debiéndose utilizar piezas de unión y tornillería cadmiada. Para las uniones o derivaciones de líneas se utilizarán rejillas metálicas que se fijarán a las bandejas.

3.2.4.2. Redes subterráneas para distribución en baja tensión

INSTALACION DE CABLES AISLADOS

En la etapa de proyecto se deberá consultar con los titulares para conocer la posición de sus instalaciones en la zona afectada.

Una vez conocida, antes de proceder a la apertura de las zanjas se abrirán calas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto en el proyecto.

Antes de proceder al comienzo de los trabajos, se marcarán en el pavimento las zonas donde se abrirán las zanjas marcando tanto su anchura como su longitud y las zonas donde se dejarán puentes para la contención del terreno. Como ya se ha comentado, al marcar el trazado de las zanjas se tendrá en cuenta el radio mínimo que hay que dejar en la curva con arreglo a la sección del conductor o conductores que se vayan a canalizar de forma que el radio de curvatura de tendido sea como mínimo 20 veces el diámetro exterior del cable.

Las zanjas se ejecutarán verticales hasta la profundidad escogida, colocándose entibaciones en los casos en que la naturaleza del terreno lo haga preciso. Se dejará un paso de 500mm entre las tierras extraídas y la zanja, todo a lo largo de la misma, con el fin de facilitar la circulación del personal de la obra y evitar la caída de tierras en la zanja.

Se deben tener todas las precauciones precisas para no tapar con tierra registros de gas, teléfonos, bocas de riego, alcantarillas, etc.

Los cables aislados en la instalación objeto de este proyecto, podrán ser de la siguiente forma:

- **Directamente enterrado**

La profundidad hasta la parte inferior del cable, no será menor de 0,60m en acera, ni de 0,80m en calzada. Cuando existan impedimentos que no permitan lograr las mencionadas profundidades, estas podrán reducirse, disponiendo protecciones mecánicas suficientes. Por el contrario, deberán aumentarse cuando las condiciones lo exijan. Las tierras excavadas en las zanjas con su esponje natural serán retiradas por el contratista y depositadas en vertedero. El lugar de trabajo quedará libre y completamente limpio.

Durante la ejecución de las obras, estarán debidamente señalizadas con los condicionamientos de los Organismos afectados y Ordenanzas Municipales.

- **En canalizaciones entubadas**

Serán conformes con las especificaciones del apartado 124 de la ITC – BT – 21. No se instalará más de un circuito por tubo. Se evitarán, en lo posible, los cambios de dirección de los tubos. En los puntos donde se produzcan y para facilitar la manipulación de los cables, se dispondrán arqueta con tapa de registro. Para facilitar el tendido de los cables, en los tramos rectos se instalarán arquetas intermedias, registrables, ciegas o simplemente calas de tiro, como máximo cada 40m.

Esta distancia podrá variarse de forma razonable, en función de derivaciones, cruces u otros condicionantes. A la entrada de las arquetas, los tubos deberán quedar debidamente sellados en sus extremos para evitar la entrada de roedores y de agua.

- **Proximidades y paralelismo**

Los cables subterráneos de baja tensión directamente enterrados deberán cumplir las condiciones y distancias de proximidad que se indican a continuación, procurando evitar que queden en el mismo plano vertical que las demás conducciones.

Cables de telecomunicación: la distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 200mm. Cuando no puedan respetarse estas

distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado anterior.

3.2.5. Cajas de empalme y derivación

Las conexiones entre conductores se realizarán en el interior de cajas apropiadas de material plástico resistente incombustible o metálicas, en cuyo caso estarán aisladas interiormente y protegidas contra la oxidación. Las dimensiones de estas cajas serán tales que permitan alojar holgadamente todos los conductores que deban contener. Su profundidad será igual, por lo menos, a una vez y medio el diámetro del tubo mayor, con un mínimo de 40 mm; el lado o diámetro de la caja será de al menos 80mm.

Cuando se quieran hacer estancas las entradas de los tubos en las cajas de conexión, deberán emplearse prensaestopas adecuados. En ningún caso se permitirá la unión de conductores, como empalmes o derivaciones por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí de los conductores, sino que deberá realizarse siempre utilizando bornes de conexión.

Los conductos se fijarán firmemente a todas las cajas de salida, de empalme y de paso, mediante contratueras y casquillos. Se tendrá cuidado de que quede al descubierto el número total de hilos de rosca al objeto de que el casquillo pueda ser perfectamente apretado contra el extremo del conducto, después de lo cual se apretará la contratuerca para poner firmemente el casquillo en contacto eléctrico con la caja.

Los conductores y cajas se sujetarán por medio de pernos de fiador en ladrilla hueco, por medio de pernos de expansión en hormigón y ladrillo macizo y clavos Split sobre metal. Los pernos de fiador de tipo tornillo se usarán en instalaciones permanentes, los de tipo de tuerca cuando se precise desmontar la instalación, y los pernos de expansión serán de apertura efectiva. Serán de construcción sólida y capaz de resistir una tracción mínima de 20 kg. No se hará uso de clavos por medio de sujeción de cajas o conductos.

3.2.6. Aparatos de mando y maniobra

Las únicas maniobras posibles en las centrales solares fotovoltaicas son las de puesta en marcha y parada del inversor que forma parte del generador fotovoltaico.

Para gobierno y maniobra del inversor, se dispondrá además de los correspondientes elementos de protección, elementos de seccionamiento en la parte de

corriente continua y un interruptor de corte en la parte de corriente alterna que garanticen la ausencia de tensión en bornes.

3.2.7. Aparatos de protección

CUADROS ELÉCTRICOS

Todos los cuadros eléctricos serán nuevos y se entregarán en obra sin ningún defecto. Estarán diseñados siguiendo los requisitos de estas especificaciones y se construirán de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para baja tensión y con las recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

Cada circuito en salida de cuadro estará protegido contra las sobrecargas y cortocircuitos. La protección contra corrientes de defecto hacia tierra se hará por circuito o grupo de circuitos según se indica en el proyecto, mediante el empleo de interruptores diferenciales de sensibilidad adecuada, según ITC –BT- 24.

Los cuadros serán adecuados para trabajo en servicio continuo. Las variaciones máximas admitidas de tensión y frecuencia serán del 5% sobre el valor nominal.

Los cuadros serán diseñados para servicio interior, completamente estancos al polvo y la humedad, ensamblados y cableados totalmente en fábrica, y estarán constituidos por una estructura metálica de perfiles laminados en frío, adecuada para el montaje sobre el suelo, y paneles de cerramiento de chapa de acero de fuerte espesor, o de cualquier otro material que sea mecánicamente resistente y no inflamable.

Alternativamente, la cabina de los cuadros podrá estar constituida por módulos de material plástico, con la parte frontal transparente.

Las puertas estarán provistas con una junta de estanquidad de neopreno o material similar para evitar la entrada de polvo.

Todos los cables se instalarán dentro de canaletas provistas de tapa desmontable. Los cables de fuerza irán en canaletas distintas en todo su recorrido de las canaletas para los cables de mando y control.

Los aparatos se montarán dejando entre ellos y las partes adyacentes de otros elementos una distancia mínima igual a la recomendada por el fabricante de los aparatos, en cualquier caso, nunca inferior a la cuarta parte de la dimensión del aparato en la dirección considerada. Todos los componentes interiores, aparatos y cables, serán accesibles desde el exterior por el frente.

El cableado interior de los cuadros se llevará hasta una regleta de bornes situadas junto a las entradas de los cables desde el exterior. Las partes metálicas de la envoltura de los cuadros se protegerán contra la corrosión por medio de una imprimación a base de dos manos de pintura anticorrosiva y una pintura de acabado de color que se especifique en las mediciones o, en su defecto, por la Dirección Técnica durante el transcurso de la instalación.

La construcción y diseño de los cuadros deberán proporcionar seguridad al personal y garantizar un perfecto funcionamiento bajo todas las condiciones de servicio, y en particular:

- Los compartimentos que hayan de ser accesibles para accionamiento o mantenimiento estando el cuadro en servicio no tendrán piezas en tensión al descubierto.
- El cuadro y todos sus componentes serán capaces de soportar las corrientes de cortocircuito (kA) según especificaciones reseñadas en planos y mediciones.

INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS

En el punto de interconexión, se colocará el cuadro general de mando y protección, en el que se dispondrá un interruptor general de corte omnipolar. En la salida de generación de corriente alterna del inversor instalado se colocará un dispositivo de protección contra sobreintensidades adecuado a las intensidades nominales que marca el fabricante del inversor.

La protección contra sobreintensidades para todos los conductores (fases y neutro) de cada circuito se hará con interruptores magnetotérmicos o automáticos de corte omnipolar, con curva térmica de corte para la protección a sobrecargas y sistema de corte electromagnético para la protección a cortocircuitos.

En general, los dispositivos destinados a la protección de los circuitos se instalarán en el origen de estos, así como en los puntos en que la intensidad admisible disminuya por cambios debidos a sección, condiciones de instalación, sistema de ejecución o tipo de conductores utilizados.

No se exige instalar dispositivos de protección en el origen de un circuito en que se presente una disminución de la intensidad admisible en el mismo, cuando su protección quede asegurada por otro dispositivo instalado anteriormente.

Los interruptores serán de ruptura al aire y de disparo libre y tendrán un indicador de posición. El accionamiento será directo por polos con mecanismos de cierre por energía acumulada. El accionamiento será manual o manual eléctrico, según se indique en el esquema o sea necesario por necesidades de automatismo. Llevarán marcadas la intensidad y la tensión nominales de funcionamiento, así como el signo indicador de su desconexión.

El interruptor de corte omnipolar de entrada al cuadro, será selectivo con los interruptores situados aguas abajo, tras él. Los dispositivos de protección de los interruptores serán relés de acción directa.

FUSIBLES

Los fusibles serán de alta capacidad de ruptura, limitadores de corriente y de acción lenta cuando vayan instalados en circuitos de protección de motores. Los fusibles de protección de circuitos de control o de consumidores óhmicos serán de alta capacidad ruptura y de acción rápida.

Se dispondrán sobre material aislante e incombustible, y estarán contruidos de tal forma que no se pueda proyectar metal al fundirse. Llevarán marcadas la intensidad y tensión nominales de trabajo.

No serán admisibles elementos en los que la reposición del fusible pueda suponer un peligro de accidente. Estará montado sobre una empuñadura que pueda ser retirada fácilmente de la base.

INTERRUPTORES DIFERENCIALES

1°. La protección contra contactos directos se asegurará adoptando las siguientes medidas:

- Protección por aislamiento de las partes activas.
- Las partes activas deberán estar recubiertas de un aislamiento que no pueda ser eliminado más que destruyéndolo.
- Protección por medio de barreras o envolventes.

Las partes activas deben estar situadas en el interior de las envolventes o detrás de barreras que posean, como mínimo, el grado de protección IP XXB, según UNE20.324. Si se necesitan aberturas mayores para la reparación de piezas o para impedir que las

personas o animales domésticos toquen parte de que las partes activas no deben ser tocadas voluntariamente.

Las superficies superiores de las barreras o envolventes horizontales que son fácilmente accesibles, deben responder como mínimo al grado de protección IP4X o IP XXD. Las barreras o envolventes deben fijarse de manera segura y ser de una robustez y durabilidad suficientes para mantener los grados de protección exigidos, con una separación suficiente de las partes activas en las condiciones normales de servicio, teniendo en cuenta las influencias externas. Cuando sea necesario suprimir las barreras, abrir las envolventes o quitar partes de estas, esto no debe ser posible más que:

- Con la ayuda de una llave o de una herramienta
- Después de quitar la tensión de las partes activas protegidas por estas barreras o estas envolventes, no pudiendo ser restablecida hasta después de volver a colocar las barreras o las envolventes
- Si hay interpuesta una segunda barrera que posee, como mínimo, el grado de protección IP2X o IP XXB.

Esta medida de protección está destinada solamente a complementar otras medidas de protección contra los contactos directos.

El empleo de dispositivos de corriente diferencial-residual, cuyo valor de corriente diferencial asignada de funcionamiento sea inferior o igual a 300mA, se reconoce como medida de protección complementaria en caso de fallo de otra medida de protección contra los contactos directos o en caso de imprudencia de los usuarios.

2°. La protección contra contactos indirectos se conseguirá mediante “corte automático de la alimentación”. Esta medida consiste en impedir, después de la aparición de un fallo, que una tensión de contacto de valor suficiente se mantenga durante un tiempo tal que pueda dar como resultado un riesgo. La tensión límite convencional es igual a 50V, valor eficaz en corriente alterna, en condiciones normales y a 24V en locales húmedos.

Todas las masas de los equipos eléctricos protegidos por un mínimo dispositivo de protección, deben ser interconectadas y unidas por un conductor de protección a una misma toma de tierra. El punto neutro de cada generador o transformador debe ponerse a tierra. Se cumplirá la siguiente ecuación:

$$R_a * I_a = U$$

- R_a es la suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masas.
- I_a es la corriente que asegura el funcionamiento automático del dispositivo de protección. Cuando el dispositivo de protección es un dispositivo de corriente diferencial-residual es la corriente diferencial-residual asignada.
- U es la tensión de contacto límite convencional (50 o 24V).

SECCIONADORES

Los seccionadores en carga serán de conexión y desconexión brusca, ambas independientes de la acción del operador. Tendrán que proporcionar servicio continuo y capacidad de abrir y cerrar a tensión nominal con un factor de potencia igual o inferior a 0,7.

MECANISMOS Y TOMAS DE CORRIENTE

Los interruptores y conmutadores cortarán la corriente máxima del circuito en que estén colocados sin dar lugar a la formación del arco permanente, abriendo o cerrando los circuitos sin posibilidad de tomar una posición intermedia. Será del tipo cerrado y de material aislante. Las dimensiones de las piezas de contacto serán tales que la temperatura no pueda exceder de 65°C en ninguna de sus piezas. Su construcción será tal que permita realizar un número total de 10.000 maniobras de apertura y cierre, con su carga nominal a la tensión de trabajo. Llevarán marcadas su intensidad y tensiones nominales, y estarán probadas a una tensión de 500 a 1000 voltios.

3.3. Normas de ejecución de las instalaciones

Los materiales y equipos de origen industrial deberán cumplir las condiciones funcionales y de calidad fijadas en el Reglamento Electrotécnico para B.T. así como las correspondientes Normas y disposiciones vigentes relativas a su fabricación y control industrial o en su defecto, las Normas UNE, especificadas para cada uno de ellos.

Cuando el material o equipo llegue a obra con certificado de origen industrial que acredite el cumplimiento de dichas condiciones, normas y disposiciones, su recepción se realizará comprobando sus características aparentes.

3.4. Verificaciones y pruebas reglamentarias

Se efectuarán las pruebas específicas necesarias, así como los diferentes controles que a continuación se relacionan:

Funcionamiento del interruptor diferencial:

- Puesta la instalación interior en tensión, accionar el botón de prueba estando el aparato en posición de cerrado.
- Puesta la instalación interior en tensión, conectar en una base para toma de corriente el conductor de fase con el de protección a través de una lámpara aconsejable de 25W incandescente, deberá actuar el diferencial.

Funcionamiento del pequeño interruptor automático:

- Abierto el pequeño interruptor automático, conectar, mediante un puente, los alveolos de fase y neutro en la base de toma de corriente más alejada del Cuadro General de Distribución.
- A continuación, se cierra el pequeño interruptor automático, realizando esta operación en los distintos circuitos y líneas derivadas, deberá actuar en cada uno de ellos el correspondiente PIA.

Corriente de fuga:

- Cerrando el interruptor diferencial y con tensión en los circuitos, se conectarán los receptores uno por uno, durante un tiempo no inferior a 5 minutos, durante los que no deberá actuar el interruptor diferencial.

Pruebas de puesta en marcha:

- Se realizarán las pruebas y verificaciones que marca el PCT IDAE 2002 en diferentes momentos del día poniendo especial atención al cumplimiento de las protecciones de funcionamiento en Isla y el tiempo de rearme de las protecciones incluidas en los inversores.

3.5. Condiciones de uso, mantenimiento y seguridad

3.5.1. Mantenimiento

De acuerdo a lo exigido en el PCT IDAE 2002, se realizarán como mínimo 2 revisiones anuales completas de todos los elementos que componen la Central Solar Fotovoltaica. El mantenimiento será realizado por una empresa instaladora que haya estado acreditada por IDAE para realizar y mantener Instalaciones Fotovoltaicas.

Independientemente de las anteriores labores de mantenimiento se realizarán los siguientes trabajos:

- **CUADRO GENERAL DE DISTRIBUCION**

Cada cinco años se comprobarán los dispositivos de protección contra cortocircuitos contactos indirectos y directos, así como sus intensidades nominales en relación con la sección de los conductores que protege.

- **INSTALACION INTERIOR**

Cada cinco años se comprobará el aislamiento de la instalación interior, que entre cada conductor de tierra y entre cada dos conductores, no deberá ser inferior de 250.000 Ohmios.

- **PUESTA A TIERRA**

Cada dos años y en la época en que el terreno este más seco, se medirá la resistencia a tierra y se comprobará que no sobrepase el valor prefijado, así mismo se comprobará, mediante inspección visual, el estado frente a la corrosión de la conexión de la barra de puesta a tierra, con la arqueta y la continuidad de la línea que las une.

En cada uno de los tres puntos se reparan los defectos encontrados, haciéndose las comprobaciones específicas por instalador autorizado por la Consejería de Industria.

3.5.2. Condiciones de seguridad

Durante la fase de realización de la instalación, así como durante el mantenimiento de la misma, los trabajos se efectuarán sin tensión en las lineales, verificándose esta circunstancia mediante un comprobador. En el lugar de trabajo se encontrarán siempre un mínimo de dos operarios, utilizándose herramientas aisladas y guantes aislantes. Cuando sea preciso el uso de aparatos o herramientas eléctricas, éstas deberán de estar dotadas de aislamiento clase II (como mínimo).

Se cumplirán todas las disposiciones generales que le sean de aplicación de la legislación vigente, como la ley de prevención de riesgos laborales. Será obligatorio por parte todo operario el uso de los EPI's correspondientes a cada riesgo.

3.6. **Certificados y documentación**

A la finalización de la instalación, el responsable del proyecto y por consiguiente de la dirección de obra, emitirá un certificado donde se acredite que toda la instalación se ha realizado de acuerdo con el presente proyecto.

Igualmente, si se hubiera realizado, por razones que responsable hubiere considerado oportunas sobre el proyecto original, este lo hará constar mediante certificado. Todo ello de acuerdo con los modelos en vigor que dictamine la Dirección General de Industria, Energía y Minas.

3.7. Libro de órdenes

Durante la ejecución de la presente instalación, el técnico director de la instalación, llevará un libro de órdenes debidamente registrado, donde anotará las órdenes y observaciones realizadas al instalador durante las preceptivas visitas de supervisión y dirección de obra efectuadas a la instalación durante su ejecución.

3.8. Libro de mantenimiento

Siempre que se intervenga en la instalación, cualquiera que sea la causa, deberán tenerse en cuenta todas las especificaciones reseñadas en el presente proyecto.

Cuando se ejecute cualquier tipo de labor en la instalación (mantenimiento preventivo, predictivo o correctivo) se tendrá que comprobar el estado general de la instalación. Todas estas labores deberán quedar reflejadas en el libro de mantenimiento de la instalación.

3.9. Consideraciones finales

Por todo lo anteriormente expuesto, y reflejadas las características esenciales de los elementos de la instalación, y al objeto de obtener las oportunas autorizaciones, se firma el presente Pliego de Condiciones Técnicas en:

En Pontevedra, 9 de julio de 2021



Lucía Lampón Bentrón

Ingeniera Industrial ICOIIG 3.002

EIDF, S.A.



Documento 04: Presupuesto

4.1. Mediciones y presupuesto

DESCRIPCIÓN PARTIDA	MEDICIÓN	PRECIO	TOTAL
CAPÍTULO 1 ESTRUCTURA			
UD. ESTRUCTURA FIJA	1	36.079,77 €	36.079,77 €
UD. MONTAJE DE INSTALCIÓN DE 1.000 KW	1	11.729,29 €	11.729,29 €
Total capítulo 1			47.809,06 €
CAPÍTULO 2 INSTALACIÓN ELÉCTRICA			
UD. MÓDULO TALESUN 450WP	2.270	51,48 €	116.859,60 €
UD. INVERSOR SUNGROW SG250HX	4	6.552,86 €	26.211,44 €
UD. INSTALACIÓN ELÉCTRICA BT	1	6.832,80 €	6.832,80 €
UD. MATERIAL ELÉCTRICO	1	5.195,99 €	5.195,99 €
M. CABLE SOLAR ZZ-F 1 x 4 MM2	10.282	0,18 €	1.850,76 €
UD. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	1	36.330,17 €	36.330,17 €
UD. INSTALACIÓN CT	1	519,59 €	519,59 €
UD. PRUEBAS Y ENSAYOS	1	519,59 €	519,59 €
UD. PUESTA A TIERRA ESTRUCTURA	1	1.222,81 €	1.222,81 €
UD. CIRCUITO DE TIERRAS EN VALLADO Y ZONA DC	475	2,37 €	1.125,75 €
UD. TRANSFORMADOR 1 MW	1	6.393,91 €	6.393,91 €
M. CABLE RZ1-K 0,6/1 KV 1 x 240 MM2	225	4,83 €	1.086,75€
M. CABLE LZ 95 MM2 AMAR/VERDE	16	3,04 €	48,64 €
M. CABLE LZ 120 MM2 AMAR/VERDE	12	3,31 €	39,72 €
Total capítulo 2			204.237,52 €
CAPÍTULO 3 ADECUACIÓN DEL TERRENO			
UD. PREPARACIÓN TERRENO	1	1.015,13 €	1.015,13 €
M. VALLADO CON CERRAMIENTO	500	3,80 €	1.900,00 €
KM. VIALES PARQUE SOLAR	0,48	710,00 €	340,80 €
Total capítulo 3			3.255,93 €
CAPÍTULO 4 OTROS			
UD. PRUEBAS Y PUESTA EN MARCHA	1	1.005,13 €	1.005,13 €
Total capítulo 4			1.005,13 €

CAPÍTULO 5 OBRA CIVIL

M. ZANJA CABLEADO BT	200	22,89 €	4.578,00 €
UD. PLATAFORMA PARA PREFABRICADO	1	532,85 €	532,85 €
Total capítulo 5			5.110,85 €

CAPÍTULO 6 SERVICIOS AUXILIARES

UD. CONJUNTO DE ILUMINACIÓN	1	230,71 €	230,71 €
M. CANALIZACIÓN ENTERRADA 10 MM2	150	2,08 €	312,00 €
M. CANALIZACIÓN ENTERRADA 16 MM2	150	2,29 €	343,50 €
UD. SISTEMA DE SEGURIDAD	1	3.157,12 €	3.157,12 €
M. CANALIZACIÓN FIBRA ÓPTICA	150	3,09 €	463,50 €
UD. CENTRAL RECEPTORA DE ALARMAS	1	1.628,55 €	1.628,55 €
M. ZANJA PARA SERVICIOS AUXILIARES	150	8,50 €	1.275,00 €
UD. ARQUETA 40X40X50 CM	1	57,00 €	57,00 €
UD. CIMENTACIÓN COLUMNA DE ALUMB	1	16,29 €	16,29 €
Total capítulo 6			7.483,67 €

CAPÍTULO 7 PRL

UD. GASTOS PRL	1	1.257,20 €	1.257,20 €
Total capítulo 7			1.257,20 €

CAPÍTULO 8 GESTIÓN DE RESIDUOS

UD. GESTIÓN DE RESIDUOS	1	678,57 €	678,57 €
Total capítulo 8			678,57 €

CAPÍTULO 9 LÍNEA DE EVACUACIÓN

M. EJECUCIÓN LÍNEA 25 KV	215	80,90 €	17.393,50 €
Total capítulo 9			17.393,50 €
IMPORTE EJECUCIÓN MATERIAL			298.827,54 €
IVA (21%)			62.753,78 €
TOTAL			361.581,32 €

4.2. Resumen de presupuesto

CAPÍTULO	EUROS
CAPÍTULO 1 ESTRUCTURA	47.809,06 €
CAPÍTULO 2 INSTALACIÓN ELÉCTRICA	204.237,52 €
CAPÍTULO 3 ADECUACIÓN DEL TERRENO	3.255,93 €
CAPÍTULO 4 OTROS	1.005,13 €
CAPÍTULO 5 OBRA CIVIL	5.110,85 €
CAPÍTULO 6 SERVICIOS AUXILIARES	7.483,67 €
CAPÍTULO 7 PRL	1.257,16 €
CAPÍTULO 8 GESTIÓN DE RESIDUOS	678,57 €
CAPÍTULO 9 LÍNEA DE EVACUACIÓN	17.393,50 €
IMPORTE DE EJECUCIÓN MATERIAL	288.231,39 €
IVA (21%)	60.528,59 €
TOTAL	348.759,98 €

El presupuesto de las obras e instalaciones proyectadas asciende a la cantidad de 298.827,54 € (DOSCIENTOS OCHENTA Y OCHO MIL DOSCIENTOS TREINTA Y UN EUROS Y TREINTA Y NUEVE CÉNTIMOS), sin IVA, siendo el IVA correspondiente 62.753,78 € (SESENTA MIL QUINIENTOS VEINTIOCHO EUROS Y CINCUENTA Y NUEVE CÉNTIMOS), por lo que el precio final asciende a 348.759,98 € (TRESCIENTOS CUARENTA Y OCHO MIL SETECIENTOS CINCUENTA Y NUEVE EUROS Y NOVENTA Y OCHO CÉNTIMOS).

En Pontevedra, 9 de julio de 2021



Lucía Lampón Bentrón

Ingeniera Industrial ICOIIG 3.002

EIDF, S.A.

Documento 05: Gestión de residuos

5.1. Antecedentes

Se prescribe el presente Estudio de Gestión de Residuos, como anejo al presente proyecto, con objeto de dar cumplimiento a lo establecido en el REAL DECRETO 105/2008, DE 1 DE FEBRERO, POR EL QUE SE REGULA LA PRODUCCIÓN Y GESTIÓN DE LOS RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN.

El presente estudio se redacta por encargo expreso del Promotor, y se basa en la información técnica por él proporcionada. Su objeto es servir de referencia para que el Constructor redacte y presente al Promotor un Plan de Gestión de Residuos en el que se detalle la forma en que la empresa constructora llevará a cabo las obligaciones que le incumben en relación con los residuos de construcción y demolición que se produzcan en la obra, en cumplimiento del articulado del citado Real Decreto.

Dicho Plan de Gestión de Residuos, una vez aprobado por la Dirección Facultativa y aceptado por el Promotor, pasará a formar parte de los documentos contractuales de la obra.

5.2. Estimación de la cantidad de residuos de construcción y demolición que se generarán en la obra.

En la siguiente tabla se indican las cantidades de residuos de construcción de la instalación solar fotovoltaica.

Los residuos están codificados con arreglo a la lista europea de residuos (LER) publicada por la Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero.

Código	RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN
De categoría tierra, piedras y lodos de drenaje	
170503	Tierras limpias y materiales pétreos distintos de los especificados en el código 17 05 03
De naturaleza no pétreo	
150101	Madera
170203	Plástico

5.3. Medidas de prevención de residuos en la obra

En la lista anterior puede apreciarse que los residuos que la mayor parte de residuos que se generarán en la obra son de naturaleza no pétrea (Cartón y plástico).

Estos residuos pertenecen a los embalajes de los módulos fotovoltaicos y los inversores que una vez finalizada la obra se depositan en los contenedores establecidos a tal efecto para cada uno de ellos.

La estructura es de aluminio y/o acero y se sirve en obra cortado o fabricado a medida para prevenir futuros residuos.

Los elementos que pudieran contener componentes peligrosos (como transformadores en baño de aceite) se entregarán totalmente ensamblados en obra y con las suficientes garantías del fabricante. Previamente a su instalación se revisará el estado de los mismos.

Toda la maquinaria utilizada seguirá un plan de mantenimiento adecuado, con el fin de evitar pérdidas de aceite hidráulico u otros fluidos contaminantes.

Las tierras limpias se acopiarán en el emplazamiento de la propia parcela. Una vez finalizados los movimientos de tierra, todos los excedentes generados se habrán utilizado en los rellenos posteriores. En caso de necesidad de realizar acopio de gravas y arenas de otro tipo, los lugares de almacenamiento estarán delimitados de forma que se evite la mezcla de materiales y estos puedan convertirse en inservibles

5.4. Medidas para la separación de los residuos en obra

Dado que las cantidades de residuos de construcción estimadas para la obra objeto del presente proyecto son inferiores a las asignadas a las fracciones indicadas en el punto 5 del artículo 5 del RD 105/2008, no será obligatorio separar los residuos por fracciones.

5.5. Prescripciones del pliego de prescripciones técnicas particulares del proyecto

Se atenderán los criterios municipales establecidos (ordenanzas, condicionados de la licencia de obras), especialmente si obligan a la separación en origen de determinadas materias objeto de reciclaje o deposición. En este último caso se deberá asegurar, por parte del contratista, la realización de una evaluación económica de las condiciones en

las que es viable esta operación. Y también, considerar las posibilidades reales de llevarla a cabo: que la obra o construcción lo permita y que se disponga de plantas de reciclaje o gestores adecuados.

5.6. Valoración del coste previsto de la gestión de los residuos de construcción y demolición de la obra

El coste previsto para la manipulación de los residuos de construcción demolición de la obra descrita en el presente proyecto está incluido en cada uno de los costes de las unidades y partidas de obra, al haberse considerado dentro de los costes indirectos de éstas.

Documento 06: Estudio de básico de seguridad y salud

6.1. Objeto

El objeto de este documento es dar cumplimiento al Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre que establece las disposiciones mínimas de seguridad y salud aplicables a las obras de construcción, en el marco de la Ley 31/1995 de 8 de noviembre de Prevención de Riesgos Laborales.

En el artículo 4 de dicho Real Decreto se especifica la obligatoriedad, por parte del promotor, de incluir en el Proyecto un Estudio de Seguridad y Salud o un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

El promotor está obligado a elaborar un Estudio de Seguridad y Salud en los proyectos de obras en los que se den alguno de los siguientes supuestos:

- que el presupuesto de ejecución por contrata incluido en el proyecto sea igual o superior a 450.000 euros.
- que la duración estimada sea superior a 30 días laborables, empleándose en algún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.
- que el volumen de mano de obra estimada, entendiéndose como tal la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra, sea superior a 500.
- las obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas.

En todos aquellos proyectos de obras no incluidos en ninguno de los supuestos anteriores, será obligatorio la elaboración de un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

Por tanto, como este caso no se encuentra entre los supuestos anteriormente citados, se procede a elaborar un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

Si en la obra interviene más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos, o más de un trabajador autónomo, el Promotor debe designar un Coordinador en materia de Seguridad y Salud durante la ejecución de la obra. Esta designación debe ser objeto de un contrato expreso.

Este documento debe servir de base a los contratistas que participen en la obra para elaborar un Plan de Seguridad y Salud.

6.2. Alcance

El Estudio Básico de Seguridad y Salud debe precisar las normas de seguridad y salud aplicables a la obra. Además, se debe identificar los riesgos laborales que pueden ser evitados y las medidas técnicas necesarias para ello. Asimismo, se debe incluir la relación de riesgos laborales que no pueden eliminarse conforme a lo señalado anteriormente, especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas que facilitan el control y la reducción de dichos riesgos, valorando su eficacia.

En su caso, debe tener en cuenta cualquier otro tipo de actividad que se lleve a cabo en las misma, conteniendo medidas específicas relativas a los trabajos incluidos en uno o varios de los apartados del anexo II del Real Decreto 1627/1997.

Por otra parte, se debe contemplar previsiones e informaciones útiles para efectuar, posibles trabajos posteriores, en las debidas condiciones de seguridad y salud.

6.3. Normas de seguridad aplicables a la obra

6.3.1. Leyes

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de Reforma del Marco Normativo de la Prevención de Riesgos Laborales.
- Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.

6.3.2. Reales decretos

- Real Decreto, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorso lumbares, para los trabajadores.

- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 780/1998, de 30 de abril, por el que se modifica el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los servicios de prevención.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.
- Real Decreto 337/2010, de 19 de marzo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención; el Real Decreto 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el sector de la construcción y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en obras de construcción.

6.4. Características de la instalación

6.4.1. Descripción de la instalación y ubicación

La obra objeto de este estudio es la que comprende los trabajos asociados a la instalación de un conjunto de placas fotovoltaicas y otros equipos necesarios para la generación de energía eléctrica para venta a red.

La situación de la obra a realizar y el tipo de la misma se recoge en el documento Memoria del presente proyecto.

6.4.2. Descripción del proceso

Por orden cronológico, los procesos a realizar son los siguientes:

- Montaje de sistemas de seguridad de las personas y materiales.
- Montaje de estructura soporte anclada a la cubierta existente.
- Montaje de las placas fotovoltaicas.
- Cableado de líneas de potencia y control.
- Conexiones de puesta a tierra.
- Cableado de líneas de corriente continua e instalación de protecciones.
- Instalación de inversores.
- Cableado de corriente alterna e instalación de protecciones.
- Instalación de cuadro de medida.
- Pruebas y puesta en marcha.

6.4.3. Número previsto de personal y duración estimada de los trabajos de instalación

El número máximo de trabajadores previsto en obra de forma simultánea es 4, estimándose una duración de los trabajos de 2 meses.

6.4.4. Características generales de la obra

En este punto se analizan con carácter general, independientemente del tipo de obra, las diferentes servidumbres o servicios que se deben tener perfectamente definidas y solucionadas antes del comienzo de las obras.

6.4.4.1. Suministro de energía eléctrica

El suministro de energía eléctrica provisional de obra será facilitado por la empresa constructora, proporcionando los puntos de enganche necesarios en el lugar del emplazamiento de la obra.

6.4.4.2. Suministro de agua potable

El suministro de agua potable será a través de las conducciones habituales de suministro en la región, zona, etc. En el caso de que esto no sea posible, se dispondrán de los medios necesarios que garanticen su existencia regular desde el comienzo de la obra.

6.4.4.3. Servicios higiénicos

Dispondrá de servicios higiénicos suficientes y reglamentarios. Si fuera posible, las aguas fecales se conectarán a la red de alcantarillado, en caso contrario, se dispondrá de medios que faciliten su evacuación o traslado a lugares específicos destinados para ello, de modo que no se agrega al medio ambiente.

6.4.4.4. Servidumbre y condicionantes

No se prevén interferencias en los trabajos, puesto que en el caso de que algunos trabajos puedan ejecutarse por empresas diferentes, no existe coincidencia en el tiempo. No obstante, de acuerdo con el artículo 3 del Real Decreto 1627/1997, si interviene más de una empresa en la ejecución del proyecto, o una empresa y trabajadores autónomos, o más de un trabajador autónomo, el Promotor debe designar un Coordinador en materia de Seguridad y Salud durante la ejecución de obra. Esta designación debe ser objeto de un contrato expreso.

6.5. Riesgos laborales evitables completamente

A continuación, se relacionan los riesgos que pudiendo presentarse en obra son totalmente evitados mediante las medidas técnicas que también se recogen a continuación.

Riesgos evitables	Medidas técnicas adoptadas
Trabajos con presencia de líneas de alta tensión	Coste del fluido, apantallamiento de protección, puesta a tierra y costocircuito de los cables
Derivados de la rotura de instalaciones existentes	Neutralización de las instalaciones existentes

6.6. Riesgos laborales no eliminables completamente

Este apartado contiene la identificación de los riesgos laborales que no pueden ser totalmente eliminados, y las medidas preventivas y protecciones técnicas que deben adoptarse para el control y la reducción de este tipo de riesgos.

En el primer subapartado se recogen aspectos generales que afectan a la totalidad de la obra y en los posteriores subapartados se hace referencia a los aspectos específicos de cada una de las fases en las que puede dividirse la obra.

6.6.1. Aspectos generales

Son los que afectan a todas las personas que trabajan en la obra, independiente de la actividad concreta que realicen.

6.6.1.1. Riesgos más frecuentes

- Caídas de operarios al mismo nivel.
- Caídas de operarios a distinto nivel.
- Caídas de objetos sobre operarios.
- Caídas de objetos sobre terceros.
- Choques o golpes contra objetos.
- Fuertes vientos.
- Ambientes pulvígenos.
- Trabajos en condiciones de humedad.
- Contactos eléctricos directos e indirectos.
- Cuerpos extraños en los ojos.
- Sobreesfuerzos.

6.6.1.2. Medidas preventivas y protecciones colectivas

- Orden y limpieza de las vías de circulación de la obra.

- Orden y limpieza de los lugares de trabajo.
- Recubrimiento, o distancia de seguridad (1m) a líneas eléctricas de B.T.
- Recubrimiento, o distancia de seguridad (3 - 5 m) a líneas eléctricas de A.T.
- Iluminación adecuada y suficiente (alumbrado de obra).
- No permanecer en el radio de acción de las máquinas.
- Puesta a tierra en cuadros, masas y máquinas sin doble aislamiento.
- Señalización de la obra (señales y carteles).
- Cintas de señalización y balizamiento a 10 m de distancia.
- Vallado del perímetro completo de la obra, resistente y de altura 2m.
- Marquesinas rígidas sobre accesos a la obra.
- Pantalla inclinada rígida sobre aceras, vías de circulación o colindantes.
- Extintor de polvo seco, de eficacia 21^a - 113B.
- Evacuación de escombros.
- Escaleras auxiliares.
- Información específica.
- Grúa parada y en posición veleta.

6.6.1.3. *Equipos de protección individual*

- Cascos de seguridad.
- Calzado protector.
- Ropa de trabajo.
- Casos anti-ruidos.
- Gafas de seguridad.
- Cinturones de protección.

6.6.2. Movimiento de tierras

El personal que realice estos trabajos, además de estar expuesto a los riesgos generales también puede estar expuesto a algunos riesgos específicos de la actividad.

6.6.2.1. *Riesgos más frecuentes*

- Desplomes, hundimientos y desprendimientos del terreno.
- Caídas de materiales transportados.
- Caídas de operarios al vacío.
- Atrapamientos y aplastamientos.

- Atropellos, colisiones, vuelcos y falsas maniobras de máquinas.
- Ruidos y vibraciones.
- Interferencia con instalaciones enterradas.
- Electrocuciones.

6.6.2.2. Medidas preventivas y protecciones colectivas

- Observación y vigilancia del terreno.
- Limpieza de bolos y viseras.
- Achique de aguas.
- Pasos o pasarelas.
- Separación de tránsito de vehículos y operarios.
- No acopiar junto al borde de la excavación.
- No permanecer bajo el frente de excavación.
- Barandillas en bordes de excavación (0,9 m).
- Acotar las zonas de acción de las máquinas.
- Topes de retroceso para vertido y carga de vehículos.

6.6.3. Descarga y montaje de elementos prefabricados

En esta actividad, además de los riesgos generales anteriormente descritos, son previsibles los riesgos específicos que se citan a continuación.

6.6.3.1. Riesgos más frecuentes

- Vuelco de la grúa u otro medio de elevación.
- Atrapamientos contra objetos, elementos auxiliares o la propia carga.
- Precipitación de la carga.
- Proyección de partículas.
- Caídas de objetos.
- Contacto eléctrico.
- Sobreesfuerzos.
- Quemaduras por contacto de la maquinaria.
- Ruido de la maquinaria
- Choques o golpes.
- Viento excesivo.

6.6.3.2. *Medidas preventivas y protecciones colectivas*

- Trayectoria de la carga señalizada y libre de obstáculos.
- Correcta disposición de los apoyos de la grúa u otro medio de elevación.
- Revisión de los elementos elevadores de cargas y de sus sistemas de seguridad.
- Correcta distribución de cargas.
- Prohibición de circulación bajo cargas en suspensión.
- Trabajo dentro de los límites máximos de los elementos elevadores.
- Apantallamiento de líneas eléctricas de A.T.
- Operaciones dirigidas por el jefe de equipo.
- Flecha recogida en posición de marcha.

6.6.4. Puesta en tensión

Los riesgos más comunes que, además de los generales, se prevén en los trabajos de puesta en tensión los siguientes.

6.6.4.1. *Riesgos más frecuentes*

- Contacto eléctrico directo e indirecto en A.T. y B.T.
- Arco eléctrico en A.T. y B.T.
- Elementos candentes y quemaduras.

6.6.4.2. *Medidas preventivas y protecciones colectivas*

- Coordinar con la empresa suministradora, definiendo las maniobras eléctricas a realizar.
- Apantallar los elementos de tensión.
- Enclavar los aparatos de maniobra.
- Informar de la situación en la que se encuentra la zona de trabajo y ubicación de los puntos en tensión más cercanos.
- Abrir con corte visible las posibles fuentes de tensión.

6.6.4.3. *Protecciones individuales*

- Calzado de seguridad aislante.
- Herramientas de gran poder aislante.
- Guantes eléctricamente aislantes.

- Pantalla que proteja la zona facial.

6.7. Riesgos laborales especiales

Algunos de los trabajos necesarios para la ejecución del proyecto pueden implicar riesgos especiales para la seguridad y la salud de los trabajadores, estando por ello incluidos en el Anexo II del Real Decreto 1627/1997.

A continuación, se relacionan dichos riesgos, así como las medidas específicas que deben adoptarse para controlar y reducir los riesgos derivados de este tipo de trabajos.

Riesgos especiales	Medidas específicas
Graves caídas de altura	Todo trabajo en cubierta, independientemente del sistema de protección colectiva utilizado, requerirá del uso obligatorio de un sistema de protección individual anticaídas, unido a un punto de anclaje seguro.
Proximidad de líneas eléctricas	Cuando se realicen trabajos en proximidades de líneas eléctricas se seguirán las directrices de la NTP 72 del Instituto de Seguridad e Higiene en el Trabajo.
Montaje y desmontaje de elementos prefabricados pesados	En la realización de trabajos que requieran montar o desmontar elementos prefabricados pesados, se seguirán los procedimientos establecidos para manejo manual de cargas y trabajos en posturas forzadas. Además se ofrecerá formación/información a los trabajadores relativa a las posturas de trabajo a adoptar para prevenir sobreesfuerzos, así como lesiones derivadas de movimientos repetitivos.

6.8. Formación

Todo el personal debe recibir, antes de iniciar los trabajos, una exposición de los métodos de trabajo y los riesgos que estos pudieran entrañar, así como las medidas de seguridad que deben adoptar.

6.9. Medidas preventivas y primeros auxilios

6.9.1. Botiquines

Se dispondrá de un botiquín portátil, debidamente señalizado y de fácil acceso, dotado con los medios necesario para realizar curas de urgencia en caso de accidente.

6.9.2. Asistencia a accidentados

Se deberá informar a la obra del emplazamiento de los diferentes Centros Médicos (Servicios propios, Mutuas Patronales, Mutualidades Laborales, Ambulatorios, etc.) donde debe trasladarse a los accidentados para su más rápido y efectivo tratamiento.

Es conveniente disponer en la obra, y en sitio bien visible, de una lista con los teléfonos y direcciones de los Centros asignados para urgencias, ambulancias, taxis, etc., para garantizar un rápido transporte de los posibles accidentados a los Centros de asistencia.

6.10. Previsiones para trabajos posteriores

El Real Decreto 1627/1997 establece que el Estudio Básico de Seguridad y Salud debe contemplar las previsiones y las informaciones útiles para efectuar posibles trabajos posteriores en las debidas condiciones de seguridad y salud.

A continuación, se relacionan los riesgos más frecuentes y las medidas a adoptar que se pueden dar en trabajos posteriores a la ejecución del proyecto (mantenimiento, conservación y reparación).

Riesgos en trabajos posteriores	Medidas técnicas adoptadas
Caídas a distinto nivel	Todo trabajo en cubierta, independientemente del sistema de protección colectiva utilizado, requerirá del uso obligatorio de un sistema de protección individual anticaídas, unido a un punto de anclaje seguro.
Caídas al mismo nivel	Utilizar calzado adecuado a la zona de trabajo y a los riesgos existentes en la misma.
Montaje y desmontaje de elementos prefabricados pesados	En la realización de trabajos que requieran montar o desmontar elementos prefabricados pesados, se seguirán los procedimientos establecidos para manejo manual de cargas y trabajos en posturas forzadas. Además se ofrecerá formación/información a los trabajadores relativa a las posturas de trabajo a adoptar para prevenir sobreesfuerzos, así como lesiones derivadas de movimientos repetitivos.

6.11. Consideraciones finales

Por todo lo anteriormente expuesto, y creyendo reflejados, de forma clara y concreta, los riesgos laborales asociados a la ejecución del proyecto, así como las medidas

preventivas y protecciones técnicas a adoptar, y al objeto de obtener las oportunas autorizaciones, se firma el presente Estudio Básico de Seguridad y Salud en:

En Pontevedra, a 9 julio de 2021



Lucía Lampón Bentrón

Ingeniera Industrial. ICOIIG 3002

EIDF, S.A.

Proyecto Técnico realizado por Energía, Innovación y Desarrollo Fotovoltaico, S.A.

Domicilio: Polígono Industrial Outeda Curro, 3 - 36692, Barro, Pontevedra

Correo electrónico: lucia.lampon@edsolar.es

Teléfono de contacto: 986 847 871

Ingeniera Industrial, colegiada número 3.002 en el Ilustre Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Galicia (ICOIG):

D^a. Lucía Lampón Bentrón
En Pontevedra, 9 de julio de 2021