



PLANTILLA DE FIRMAS ELECTRÓNICAS

FIRMAS COLEGIOS / INSTITUCIONES

FIRMAS COLEGIADOS



ICOIIG

Nº 20203341

04/12/2020

2020

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA LALUEZA

LALUEZA - HUESCA

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

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.....	13
1.13. Configuración de medida.....	15
1.14. Descripción de las instalaciones. Obra civil	15
1.14.1. Vallado perimetral	15
1.14.2. Acondicionamiento y nivelación de terreno	16
1.14.3. Situación de los inversores	16
1.14.4. Estructura.....	17
1.14.5. Zanjias.....	17
1.14.6. Centro de entrega (CT, CS y CPM).....	18
1.14.7. Plataforma de centro de entrega (CT, CS y CPM)	18
1.14.8. Sistema de seguridad	19
1.14.9. 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. Zanjias y canalizaciones.....	22



1.15.6.	Centro de entrega (CT, CS y CPM)	24
1.15.7.	Línea de evacuación	26
1.15.8.	Forma de la onda.....	26
1.15.9.	Protecciones.....	26
1.15.10.	Puesta a Tierra	33
1.15.11.	Descripción del sistema de protección contra contactos indirectos.....	37
1.15.12.	Descripción del sistema de protección contra contactos directos.....	38
1.15.13.	Líneas principales de tierra	39
1.15.14.	Derivaciones de las líneas principales de tierra.....	39
1.16.	Consideraciones finales.....	39
ANEXOS	40
Anexo 01: Cálculos	41
01.1.	Dimensionamiento del generador fotovoltaico y del inversor.....	41
01.2.	Cálculos de producción.....	44
01.2.1.	Origen de los datos de radiación	44
01.2.2.	Estimación de la producción de energía anual	44
01.2.3.	Distancia mínima entre filas de módulos.....	45
01.2.4.	Pérdidas por orientación e inclinación	47
01.2.5.	Pérdidas por sombreado	48
01.3.	Cálculos eléctricos	48
01.3.1.	Tensión nominal y caída de tensión máxima admisible	48
01.3.2.	Criterios de diseño	48
01.3.3.	Cálculos de sección	51
01.3.4.	Cálculos de canalizaciones subterráneas.....	56
01.3.5.	Cálculo sección de conductores de tierra.....	57
01.3.6.	Cálculo de puesta a tierra de la instalación	57
01.4.	Resultados de cálculo	61
01.4.1.	Tramo de corriente continua	62
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	90
Anexo 04. Línea de evacuación subterránea	92
04.1.	Objeto	92



04.2. Descripción general de las líneas de evacuación	92
04.3. Características básicas de la instalación proyectada	92
04.4. Elementos de las líneas subterráneas de MT.....	93
04.4.1. Cable aislado de potencia	93
04.4.2. Terminaciones.....	94
04.4.3. Empalmes	94
04.4.4. Pararrayos.....	94
04.5. Canalizaciones subterráneas	94
04.5.1. Trazado	94
04.5.2. Arquetas.....	95
04.6. Criterios de diseño.....	95
04.7. Dimensionamiento.....	96
04.7.1. Cálculos eléctricos.....	96
04.7.2. Cruzamientos, proximidades y paralelismos	98
04.7.2.1. Cruces con carreteras	99
04.7.2.2. Cruce con otros cables de energía eléctrica	99
04.7.2.3. Cruzamientos con cables de telecomunicaciones	100
04.7.2.4. Cruzamientos con canalizaciones de agua	100
04.7.2.5. Proximidades y paralelismos con otros cables de energía eléctrica	100
04.7.2.6. Proximidades y paralelismos con cables de telecomunicaciones.....	101
04.7.2.7. Proximidades y paralelismos con canalizaciones de agua	101
04.7.3. Servidumbres.....	101
04.7.3.1. Servidumbre permanente de paso	101
04.7.4. Puesta a tierra	102
04.8. Resultados de cálculo	102
Documento 02: Planos	104
Plano 01. Situación y emplazamiento	104
Plano 02. Emplazamiento. Ortofoto	104
Plano 03. Emplazamiento. Catastro	104
Plano 04. Infraestructura eléctrica	104
Plano 05. Zona inversores.....	104
Plano 06. Detalle canalizaciones BT Y MT.....	104
Plano 07. Esquema unifilar. General.....	104
Plano 08. Esquema unifilar. Hoja 1	104



Plano 09. Esquema unifilar. Hoja 2.....	104
Plano 10. Centro de entrega (CT-FV; CPM Y CS).....	104
Plano 11. Conversión aérea/subterránea.....	104
Plano 12. Puesta a tierra CT.....	104
Plano 13. Detalle arqueta ciega	104
Plano 14. Detalle arqueta registrable	104
Plano 15. Viales y acceso al PFV	104
Plano 16. Sección vial.....	104
Plano 17. Estructura módulos FV	104
Plano 18. Vallado perimetral y puerta de acceso	104
Documento 03: Pliego de condiciones	123
3.1. Condiciones generales.....	123
3.1.1. Introducción.....	123
3.1.2. Reglamentos y normas.....	123
3.1.3. Materiales	123
3.1.4. Ejecución de las obras.....	124
3.1.5. Interpretación y desarrollo del proyecto.....	124
3.1.6. Obras complementarias	125
3.1.7. Obra defectuosa.....	125
3.1.8. Recepción de las obras	125
3.2. Condiciones facultativas.....	126
3.2.1. Normas a seguir	126
3.2.2. Personal.....	126
3.2.3. Reconocimientos y ensayos previos	126
3.3. Condiciones técnicas	127
3.3.1. Condiciones técnicas de las líneas.....	127
3.3.2. Condiciones técnicas de los centros de transformación o subestaciones	129
3.4. Certificados y documentación.....	134
3.5. Libro de órdenes	134
3.6. Libro de mantenimiento	135
3.7. Consideraciones finales.....	135
Documento 04: Presupuesto	136
4.1. Mediciones y presupuesto	136



4.2. Resumen de presupuesto	137
Documento 05: Gestión de residuos.....	139
5.1. Antecedentes	139
5.2. Estimación de la cantidad de residuos de construcción y demolición que se generarán en la obra.	139
5.3. Medidas de prevención de residuos en la obra.....	140
5.4. Medidas para la separación de los residuos en obra	140
5.5. Prescripciones del pliego de prescripciones técnicas particulares del proyecto 140	
5.6. Valoración del coste previsto de la gestión de los residuos de construcción y demolición de la obra	141
Documento 06: Estudio de básico de seguridad y salud	142
6.1. Objeto	142
6.2. Alcance.....	143
6.3. Normas de seguridad aplicables a la obra	143
6.3.1. Leyes.....	143
6.3.2. Reales decretos.....	143
6.4. Características de la instalación	145
6.4.1. Descripción de la instalación y ubicación	145
6.4.2. Descripción del proceso	145
6.4.3. Número previsto de personal y duración estimada de los trabajos de instalación.....	145
6.4.4. Características generales de la obra	145
6.4.4.1. <i>Suministro de energía eléctrica</i>	146
6.4.4.2. <i>Suministro de agua potable</i>	146
6.4.4.3. <i>Servicios higiénicos</i>	146
6.4.4.4. <i>Servidumbre y condicionantes</i>	146
6.5. Riesgos laborales evitables completamente.....	146
6.6. Riesgos laborales no eliminables completamente	147
6.6.1. Aspectos generales	147
6.6.1.1. <i>Riesgos más frecuentes</i>	147
6.6.1.2. <i>Medidas preventivas y protecciones colectivas</i>	147
6.6.1.3. <i>Equipos de protección individual</i>	148
6.6.2. Movimiento de tierras.....	148
6.6.2.1. <i>Riesgos más frecuentes</i>	148



ICOIIG

Nº 20203341

04/12/2020

6.6.2.2. <i>Medidas preventivas y protecciones colectivas</i>	149
6.6.3. Descarga y montaje de elementos prefabricados.....	149
6.6.3.1. <i>Riesgos más frecuentes</i>	149
6.6.3.2. <i>Medidas preventivas y protecciones colectivas</i>	150
6.6.4. Puesta en tensión	150
6.6.4.1. <i>Riesgos más frecuentes</i>	150
6.6.4.2. <i>Medidas preventivas y protecciones colectivas</i>	150
6.6.4.3. <i>Protecciones individuales</i>	150
6.7. Riesgos laborales especiales	151
6.8. Formación	151
6.9. Medidas preventivas y primeros auxilios.....	151
6.9.1. Botiquines	151
6.9.2. Asistencia a accidentados	152
6.10. Previsiones para trabajos posteriores	152
6.11. Consideraciones finales.....	153

Documento visado electrónicamente número: 20203341. Código verificación: ogjpbg4yr4962020412135223 (<http://ICOIIG.e-visado.net/validacion.aspx>)



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 Lalueza 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 Lalueza en el municipio de Lalueza, provincia de Huesca.

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, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE.



- 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 10, Parcela 5054, El Vado – Lalueza, Huesca.
- **Coordenadas UTM:** Huso 30; X: 728225.0 m E; Y: 4635540.0 m N.
- **Ref. catastral:** 22190B0100505400000Z.
- **Superficie de la parcela:** 27.797 m².
- **Superficie de actuación:** 15.248,13 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 Lalueza.
- Gobierno de Aragón:
 - Departamento de Industria, Competitividad y Desarrollo Empresarial: Servicio Provincial de Industria, Competitividad y Desarrollo Empresarial de Huesca.
 - Departamento de Ordenación Territorial, Obras Públicas y Transportes: Comisión Provincial de Ordenación del Territorio de Huesca.
 - Confederación Hidrográfica del Ebro.
- Distribuidora eléctrica de la zona.

En lo relativo al trámite ambiental, y de acuerdo a la Ley 11/2014, de 4 de diciembre, de Prevención y Protección Ambiental de Aragón, se ha comprobado que el proyecto no se encuentra contenido en ninguno de los casos contemplados en el artículo 42. La planta fotovoltaica objeto de este proyecto no tiene incidencia en los espacios pertenecientes a la Red Natura 2000, en la Red de Espacios Naturales Protegidos, en los mapas de planes de ordenación de los recursos naturales, ni en los humedales de Aragón. De igual forma no se encuentra entre los puntos de interés geológico de Aragón.

En relación a otras afecciones, la parcela linda con el río Flumen con afección a la Confederación Hidrográfica del Ebro, a la que se ha dirigido la correspondiente separata para obtener los permisos necesarios para la ejecución de las obras en zona de policía.

1.10. Descripción general de las centrales solares fotovoltaicas

La instalación proyectada consiste en una Central Solar Fotovoltaica 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 1.851 módulos de 540 Wp por unidad, de la marca Seraphim, modelo SRP-540-BMA-HV, alcanzando una potencia pico de 999,54 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 990 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 1.735 MWh anuales.

El campo se distribuirá en la parcela con referencia catastral 22190B010050540000OZ, perteneciente al término municipal de Lalueza (Huesca).

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 que la instalación se acogerá a lo indicado en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, concretamente, la ITC-BT 40, de Instalaciones generadoras.

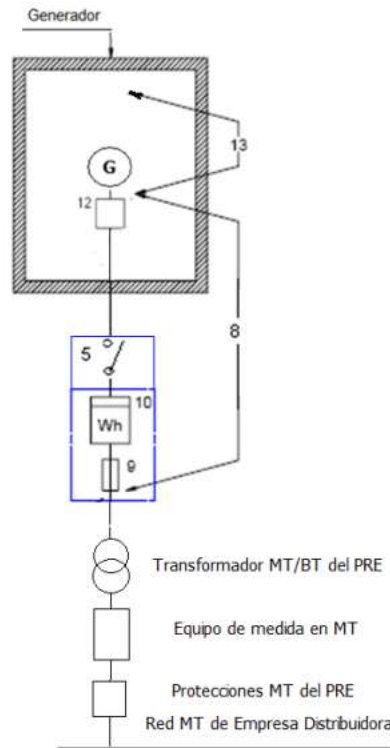
Dentro de la clasificación que realiza esta ITC, la instalación del presente proyecto se encuadra dentro de una instalación generadora interconectada c2):

“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 LMT “Lalueza” de 15 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)

El nudo de conexión previsto para la instalación fotovoltaica, según remitió la distribuidora de la zona (E-Distribución), se encuentra en la línea aérea de media tensión: LMT LALUEZA 15 kV, siendo la tensión de esta línea de 15 kV. Esta línea está conectada a la SET Marcen.



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”.

El generador podrá utilizar los secundarios de los transformadores de intensidad para realizar su medida o protecciones propias. A su vez, se permite que los secundarios necesarios para la medida según el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico (R.D. 1110/2007), en adelante R.P.M. estén alojados en los mismos TI, siempre que sean de uso exclusivo para R.P.M. y de las características, potencia y relación de transformación adecuadas a la instalación de generación.

Preferentemente se instalarán Transformadores de intensidad y Transformadores de tensión serán conformes a las normas UNE-EN 61869-1, UNE-EN 61869-2 y UNE-EN 61869-3, u otros que aseguren la misma funcionalidad y seguridad.

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 2,5 m desde los lindes de la parcela y de más de 5 m desde el eje del camino existente, con cercado metálico de menos de 2 m de altura, empleando para ello enrejado tipo malla cinegética y postes de acero galvanizado, incluyendo todos los accesorios para el correcto montaje como tensores, ángulos de refuerzo, etc.

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



ICOIIG

Nº 20203341

04/12/2020

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.

Se realizará el movimiento de tierras necesario para nivelar el terreno, con el fin de minimizar el desnivel en la extensión donde se desarrollará el proyecto y dejando el terreno libre de hoyos. Se tratará de respetar 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 igual o superior a 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, CS 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 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.

Esta caseta podrá pintarse o cubrirse total o parcialmente con algún material con el fin de adecuarla al entorno.

1.14.7. Plataforma de centro de entrega (CT, CS y CPM)

El centro de entrega, se instalará 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.

1.14.8. 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.

1.14.9. 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 Seraphim, modelo SRP-540-BMA-HV.

Especificaciones generales					
Fabricante:	SERAPHIM				
Modelo:	SRP-540-BMA-HV				
Tipo de célula	Monocristalina				
Rendimiento del módulo	20,80%				
Especificaciones eléctricas					
Tensión máx. del sistema(V)	1.500,00	Potencia máxima (Wp):	540		
Corriente de cortocircuito (A):	13,72	Tensión a circuito abierto (V):	49,77		
Corriente a máx. potencia (A):	12,85	Tensión a máx. potencia (V):	42,03		
Características constructivas					
Alto (mm):	2.288,00	Ancho (mm):	1.134,00	Espesor (mm):	35,00
Peso (kg)	28,5	Coe. V %/C	-0,28	Coe. I %/C	0,05

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 (%)	98,80	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 185 mm² de sección con aislamiento de XLPE libre de halógenos.

En el tramo de media tensión enterrado, se utilizará cable de 240 mm² de sección y tensión asignada 12/20 kV según norma UNE HD 632-6A, con conductor de aluminio RH5Z1, con aislamiento XLPE libre de halógenos, admitiendo una T^a de 90 °C en régimen permanente. Dispondrán de pantalla metálica.

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 entrega (CT, CS y CPM)

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

- Transformador de 1.000 kVA y 0,8/15 kV.
- Cuadro de baja tensión.
- Celda de protección.
- Celdas de línea.
- Módulo de protecciones.
- Transformador para servicios auxiliares.

El recinto del centro de entrega destinado al centro de protección, control y medida (CPM), que estará conectado con el centro de transformación del parque, dispondrá en su interior de:

- Celdas de medida.
- Celda de protección.
- Celda de línea o de remonte.

El recinto del centro de entrega destinado al centro de seccionamiento, estará separado de los otros recintos, será accesible desde la vía pública y dispondrá de los siguientes elementos:

- Celdas de entrada-salida de línea.
- Celda de seccionamiento de entrega.

Las características de los equipos son las siguientes:

- Transformador:

Se instalará un transformador de las siguientes características:

- Transformador trifásico de distribución. Frecuencia de 50 Hz apto para instalación interior o exterior según IEC 60076-1, hermético, de llenado integral. Refrigeración natural en dieléctrico líquido éster biodegradable, punto de combustión superior a 300 °C, clase K, según IEC 61100.
- Potencia nominal de 1.000 kVA, nivel de aislamiento de 24 kVA.
- Foso de recogida de aceite:

Se dispondrá de foso de recogida de aceite con capacidad para alojar la totalidad del volumen de agente refrigerante contenido en el transformador en caso de vaciamiento total.

El volumen mínimo del foso para un transformador de 1.000 kVA será de 1.000 litros. Se dispondrá de un foso de 1.200 litros. El punto de combustión es superior a 300°C, por lo que es suficiente con un sistema de recogida de posibles derrames.

- **Ventilación:**

Las rejillas de ventilación de los edificios prefabricados PFU se diseñan de forma que quede asegurada la ventilación natural de la instalación.

La ventilación se realiza mediante circulación natural de aire, clase 10. Todo ello mediante rejillas instaladas en las paredes de la envolvente y en la puerta del transformador. Las rejillas estarán formadas por lamas con disposición laberíntica de forma que se evite la introducción de objetos metálicos que pudieran tocar partes en tensión. Estarán protegidas con mallas antipájaros y/o tela metálica o similar de forma que se evite la entrada de pequeños animales.

Las rejillas tendrán las siguientes características:

- Una rejilla de 1 m² en la puerta del transformador, a una altura de 0,35 m.
 - Dos rejillas de 1 m² en la pared trasera, a una altura de 1,72 m.
- **Distancias de seguridad:**

En el caso de las celdas de MT, se respetarán las siguientes distancias entre celdas y paredes o laterales:

Distancias mínimas de instalación (mm)	
Pared lateral	100
Techo	500
Pasillo frontal	500
Pared trasera	>100, >50 para cgmcosmos-v, 0 para cgmcosmos-m

En el interior del centro de transformación existirán pasillos de inspección y maniobra de 1 metro de anchura o superior, de acuerdo a lo indicado en el apartado 6 de la ITC-RAT-14. En este caos existen elementos en alta tensión a un solo lado.



- Elementos de seguridad:

Extintor móvil según ITC-RAT-14.

1.15.7. 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 línea de evacuación subterránea cuyo trazado discurrirá, hasta el apoyo de la LMT 15 kV Lalueza en el que se realizará la conexión. El trazado de la misma puede verse en el plano correspondiente.

El cableado se conducirá a través de una zanja, como las descritas anteriormente, y tal y como se ha mencionado en el apartado de cableado, se empleará cable de 240 mm² de sección, conductor de Aluminio RH5Z1, con aislamiento XLPE libre de halógenos y tensión asignada 12/20 kV.

1.15.8. 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.

1.15.9. 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 telecontrolado, con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión: en este caso consiste en un interruptor telecontrolado (ITC) con vía de comunicación GPS.
2. Interruptor automático diferencial en el lado de BT de la instalación.
3. 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 (27L): Regulable de 0,7 Un a 1,0 Un. Temporizado ajustable entre 0 y 2 s.
 - Protección de máxima tensión (59): Regulable de 0,9 Un a 1,3 Un. Temporizado ajustable entre 0 y 2 s.
 - Protección de máxima tensión homopolar (59N): Regulable 5-40 V. Temporización ajustable entre 0 y 15 s. Medida en MT y actúa sobre interruptor automático.
 - Protección de mínima y máxima frecuencia (81m-M): Regulable entre 51 y 48 Hz. Temporizado ajustable, entre 0 y 5 s.
 - Protección de sobreintensidad no direccional de fases y neutro (50/50N, 51/51N).
 - Protección de sobreintensidad direccional de fases y neutro (67-67N). Temporización ajustable entre 0 y 5 segundos y dirección de disparo hacia la instalación privada.
 - 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.
4. Sistema de telecontrol/telemando: Este viene integrado en el interruptor telecontrolado definido anteriormente.
5. Fusibles con función seccionadora en cada polo del generador fotovoltaico. Cuando sea necesario debido a existencia de 3 o más series en paralelo.



6. 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.

Permisos de actuación y bloqueo de protecciones:

Los elementos de protección seguirán la siguiente lógica:

- Interruptor automático del generador:

Actuación de protecciones: Se activará por las protecciones internas del inversor (entre las que incluye 27, 59, 81M y 81m) o el propio interruptor automático asociado.

Permiso de cierre: Requiere señal de permiso de cierre que no estará presente en ausencia de tensión en el lado de MT de la red, mediante medida de función 27 (mínima tensión).
- Interruptor automático de interconexión:

Actuación de protecciones: Se activará por cualquiera de las protecciones de la interconexión del aerogenerador.

Permiso de cierre: Además del permiso de cierre dependiente de la función 27, se requiere señal de permiso que garantice que se cumplen las condiciones mínimas para evitar que la maniobra de conexión no cree situaciones que superen los límites técnicos del generador, en función de su tecnología (no necesario en este caso al tratarse de inversores fotovoltaicos).

Adicionalmente, existen elementos de maniobra manual, como son los seccionadores de puesta a tierra en SF6.

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 requeriría uso de fusibles en el siguiente caso:

- 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. En este aspecto hay duplicidad de ciertas protecciones como son las de máxima y mínima tensión, y máxima y mínima frecuencia en baja tensión (27-BT, 59-BT y 81-BT).
- 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. Esto queda acreditado mediante norma UNE 206007-1 IN:2013.

Inversor --> Cuadro Inversores:

- Interruptor Automático magnetotérmico.
- Interruptor magnetotérmico general de baja tensión e interruptor diferencial.

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

- Interruptor automático.

Cuadro General de Mando y Protección de la Planta PV en BT → Celda de protecciones de Media Tensión

- Celda de protección de los transformadores mediante fusibles.
- Celda de protección del elemento de interconexión mediante un relé de protecciones.

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.

Separación galvánica:

Para el cumplimiento de la separación galvánica se estará a lo dispuesto en “Nota de interpretación técnica de la equivalencia de la separación galvánica de la conexión de instalaciones generadoras en baja tensión” del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, así como en la ITC-BT-40 y su guía de aplicación:

En esta se indica que se puede utilizar cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones del transformador de aislamiento de baja frecuencia, que son las siguientes:

1. Aislar la instalación generadora para evitar la transferencia de defectos entre la red y la instalación.

Este se cumple de acuerdo a la norma ITC-BT-40, mediante el cumplimiento del esquema de la Figura 4 para la puesta a tierra.

2. Proporcionar seguridad personal.

La instalación cumple con la ITC-BT-24.

3. Evitar la inyección de corriente continua en la red.

Los inversores cumplen la UNE 206007-1 IN 2013, por lo que de acuerdo a su apartado 5.1, el inversor garantiza que la inyección de corriente continua a la red será inferior al 0,5% de la corriente nominal de la misma.

Asimismo, de acuerdo a lo indicado en la ITC-BT-40, la instalación está conectada a red mediante un transformador, por lo que podemos asumir que se cumple este requisito: *“Cuando se disponga en la instalación de un transformador separador entre el inversor y el punto de conexión de la red de distribución se asumirá que está cubierto el requisito de limitación de la inyección de corriente continua.”*

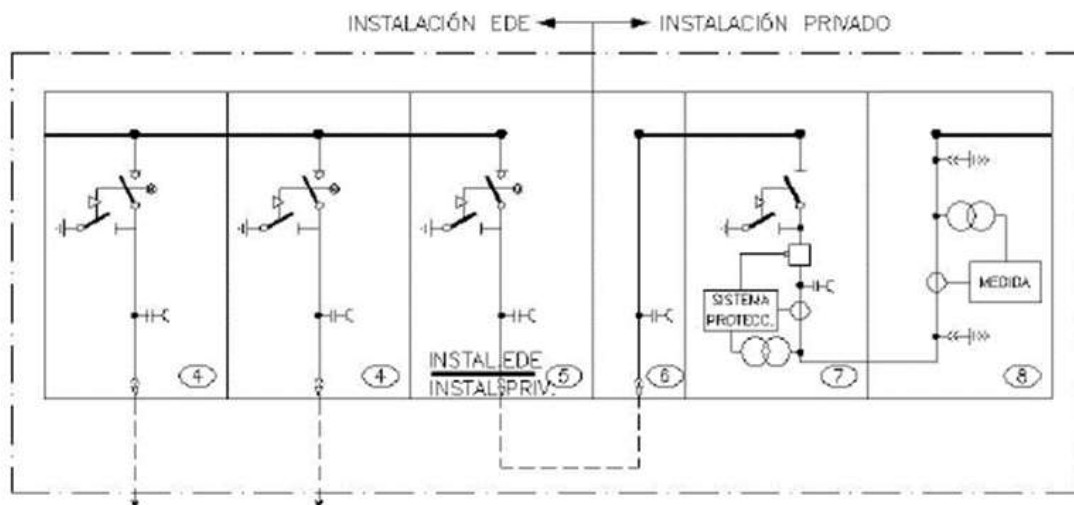
Protección anti-isla:

Esta viene integrada en los propios inversores y está certificada por la norma UNE 206007-1 IN:2013. En el apartado 5.6 de la misma se indica que los inversores deben cumplir la UNE 206006 IN.

Centro de seccionamiento, entrega y medida:

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

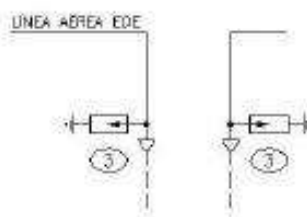


Acometida:

Para el punto de conexión con la red de distribución se realizará una doble conversión aéreo-subterránea desde el centro de seccionamiento hasta el apoyo de la LMT Lalueza 15 kV, con coordenadas UTM: 30T, 728215,82 m E, 4635459,54 m N.

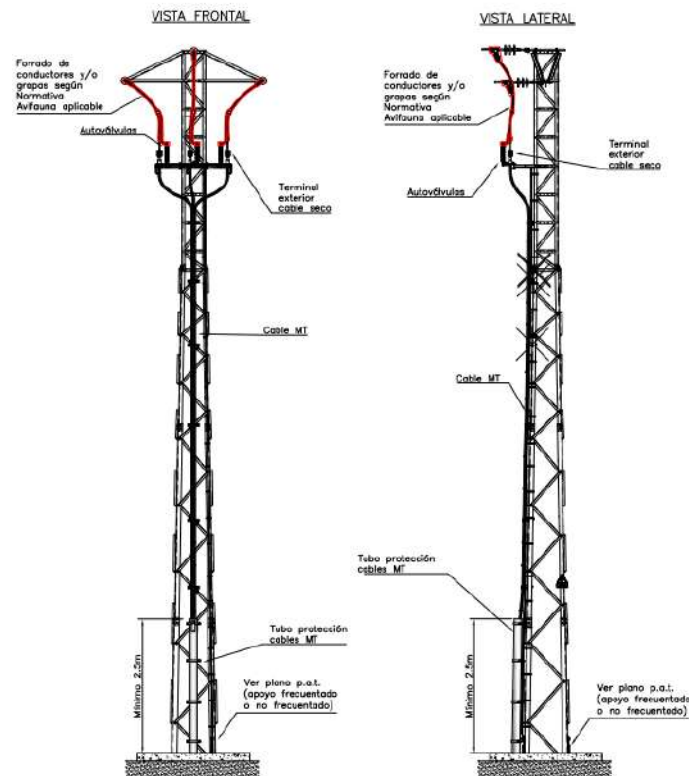
Para ello se seguirá el tipo de acometida 3, con doble acometida mediante entrada-salida subterránea derivada de un mismo circuito de línea aérea protegida por pararrayos:

TIPO DE ACOMETIDA 3



La doble conversión aéreo-subterránea se realizará según el proyecto tipo de línea aérea de media tensión de Endesa (AYZ10000):

APOYO METÁLICO CRUCETA TRIANGULO CON CONVERSIÓN AÉREA/SUBTERRÁNEA





En el caso de la línea subterránea, el cable empleado será 3x240 mm² AL RH5Z1, y se seguirán los esquemas indicados en el proyecto tipo línea subterránea de media tensión.

1.15.10. Puesta a Tierra

1.15.10.1. *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.

1.15.10.2. *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 sollicitaciones 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.

1.15.10.3. 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.

1.15.10.4. 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.

1.15.10.5. *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.

1.15.10.6. *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)
Sf < 16	Sp = Sf
16 < Sf < 35	Sp = 16
Sf > 35	Sp = Sf/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 H07V – 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.

1.15.10.7. *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.

1.15.10.8. *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.

1.15.10.9. *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

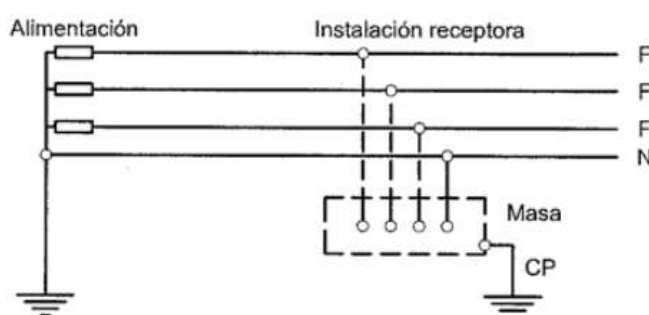


electrodos no sea favorable, se revisarán los mismos, así como los conductores de enlace.

1.15.11. 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.

1.15.12. 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 envolventes.
- 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.

1.15.12.1. *Protección por aislamiento de las partes activas*

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

1.15.12.2. *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.



ICOIIG

Nº 20203341

04/12/2020

1.15.13. 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.

1.15.14. 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, a 1 de diciembre de 2020



Lucía Lampón Bentrón

Ingeniera Industrial ICOIIG 3.002

EIDF, S.A.





ICOIIG

Nº 20203341

04/12/2020

ANEXOS

Anexo 01. Cálculos

Anexo 02. Fichas técnicas y certificados

Anexo 03. Ensayo estructural de la estructura fija

Anexo 04. Línea de evacuación subterránea

Documento visado electrónicamente número: 20203341. Código verificación: ogjpbg4yr4962020412135223 (<http://ICOIIG.e-visado.net/validacion.n.aspx>)



Anexo 01: Cálculos

01.1. Dimensionamiento del generador fotovoltaico y del inversor

La potencia nominal de la instalación es de 990 kW.

NÚMERO MÍNIMO DE PANELES

Los módulos fotovoltaicos que se utilizarán en este caso son los módulos de 540 Wp de la marca Seraphim. El número mínimo de éstos vienen determinados por la siguiente expresión:

$$N_m < \frac{P_{inst}}{P_{pmp}} = \frac{999,60}{540} = 1.851,11 \Rightarrow 1.851 \text{ módulos}$$

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: -5,4°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

$$T_m = -5,4 + \left[\frac{45 - 20}{800} \right] \cdot 100 = -2,3$$

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

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

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

$$\alpha_U = \frac{-0,280 \cdot 49,77}{100} = -0,1394$$

$$U_{pmp} = 42,03 - 0,1394 (-2,3 - 25) = 45,8 V$$

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 42,6 °C

$$T_m = 42,6 + \left[\frac{45 - 20}{800} \right] \cdot 1000 = 73,9$$

$$U_{pmp} = 42,03 - 0,1394 (73,9 - 25) = 35,2 V$$

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:

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

$$\frac{600}{35,2} \leq N_s \leq \frac{1.500}{45,8}$$

$$17 \leq N_s \leq 32,8$$



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

$$U_{oc} = 49,77 - 0,1394 \cdot (-2,3 - 25) = 53,6\ V$$

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

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

$$\alpha_I = \frac{0,05 \cdot 13,72}{100} = 0,0069$$

$$I_{CC} = 13,72 + 0,0069 (73,9 - 25) = 14,06$$



Número de módulos en serie y en cadenas en paralelo:

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

$$N_s \leq \frac{1.500}{53,60} = 28 \Rightarrow N_s \leq 28$$

$$N_p \leq \frac{50}{14,06} = 3 \Rightarrow N_p \leq 3$$

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 18 cadenas de 26 módulos en serie en 3 inversores y 12 cadenas de 26 módulos en serie y 5 cadenas de 27 módulos en serie para el cuarto inversor.

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:	1.851	Número total inversores:	4
Potencia total del G.F. (kWp):	999,54	Potencia total sistema. (kW):	990

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:

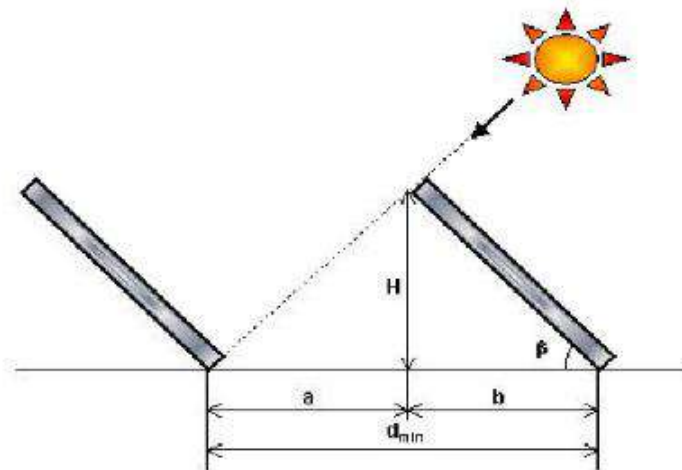
- Emplazamiento
- Potencia pico del sistema FV
- Orientación de los módulos (acimut)
- Inclinación
- Pérdidas

Pérdidas por dispersión de potencia	2,50%
Pérdidas por temperatura	2,69%
Pérdidas por ensuciamiento	3,00%
Pérdidas por inclinación y acimut	0,04%
Pérdidas por sombras	0,00%
Pérdidas por degradación fotónica	1,00%
Pérdida eléctrica	2,40%
Pérdida por reflectancia	2,70%
Pérdidas totales	14,34%
Rendimiento instalación	85,66%

Mes	Radiación horizontal (kWh/m ² -d)	Factor de inclinación (30°)	Radiación inclinada (kWh/m ² -d)	Energía producida (kWh)
Enero	2,00	1,36	2,72	72.153
Febrero	3,26	1,28	4,17	110.691
Marzo	4,53	1,19	5,39	142.998
Abril	5,70	1,09	6,21	164.811
Mayo	6,79	1,02	6,93	183.719
Junio	7,48	1,00	7,48	198.420
Julio	7,73	1,02	7,88	209.153
Agosto	6,80	1,10	7,48	198.420
Septiembre	5,22	1,23	6,42	170.318
Octubre	3,56	1,37	4,88	129.376
Noviembre	2,26	1,46	3,30	87.528
Diciembre	1,76	1,44	2,53	67.229
Total producción anual (kWh)				1.734.813

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:

$$d_{\min} = l \cdot \left(\cos\beta + \frac{\text{sen}\beta}{\text{tg}H} \right)$$

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 $41,84^\circ$.

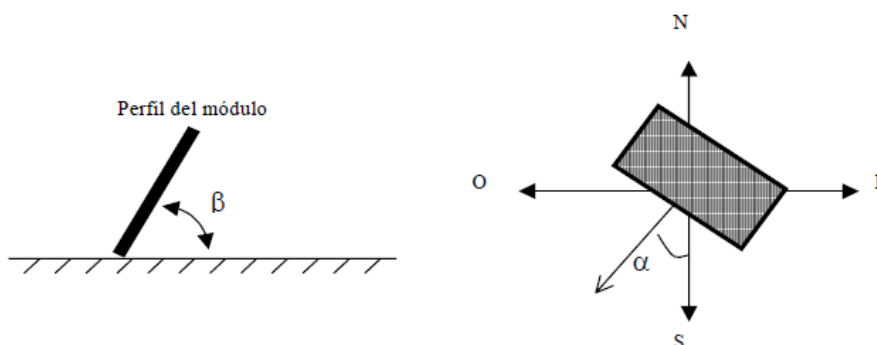
En el cálculo se aplica un factor de seguridad sobre la altura solar más desfavorable, de forma que se asegura el no sombreado durante las 4 horas centrales.

La distancia mínima resultante es de 10,37 m. Marcaremos por tanto una distancia entre filas de 10,5 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:

$$\alpha = 0^\circ$$

$$\beta = 30^\circ$$

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

$$Pérdidas(\%) = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (30 - 41,84 + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot 0^2]\%$$

$$Pérdidas(\%) = 0,041\%$$

Las pérdidas por inclinación y orientación son del 0,041% < 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 15 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.
- $\cos\phi$ = 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 mm^2 .
- 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 * In
- Curva C = 5 – 10 * In
- Curva D = 10 – 20 * In

Donde In 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:

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

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 discurren 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 $U_n/U \leq 18/30 \text{ kV}$ 90 para $U_n/U > 18/30 \text{ kV}$	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 12/20 kV.

La intensidad admisible del cable seleccionado, 320 A, es muy superior a la intensidad máxima de salida del transformador.

Teniendo en cuenta que se trata de un tramo de doble acometida, se aplica un factor de conversión de 0,8, obteniendo una intensidad admisible de 256 A, que sigue siendo 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.

Documento visado electrónicamente número: 20203341. Código verificación: ogjpbg4yr4962020412135223 (<http://ICOIIG.e-visado.net/validacion.aspx>)



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

Tipo de aislamiento	Δθ* (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 ≤ 300 mm ²	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43	
sección > 300 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 ≤ 18/30 kV	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51	

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

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 15 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:

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

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:

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

Una vez comprobados todos los criterios indicados en el apartado 4.1, confirmamos que para la línea de evacuación subterránea se puede emplear cable AL RH5Z1 240 mm² de 12/20 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 predominan un terreno de arenas, lutitas y conglomerados y microconglomerados, por lo que tomamos una resistividad de 500 $\Omega \cdot m$; valor que se ajustará en fases posteriores.

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	78,5
t	3
n	0,18
Ps	500
Up admisible	2.576,60
Tensión de contacto admisible	
Uc admisible	112,73
Tensión de paso de acceso	
Resistividad	3000
Up (acc)	7.407,74

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 X/15 kV, y suponiendo una longitud de líneas aéreas subsidiarias de 110 km, más la línea proyectada, obtenemos:

$$I_d = \frac{1,1 \cdot \sqrt{3} \cdot U \cdot (\omega \cdot C_a \cdot L_a + \omega \cdot C_c \cdot L_c)}{\sqrt{1 + (\omega \cdot C_a \cdot L_a + \omega \cdot C_c \cdot L_c)^2 \cdot (3 \cdot R_t)^2}}$$

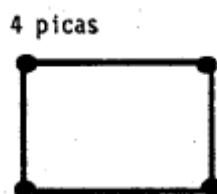
Intensidad de defecto neutro aislado	
U (V)	15.000
W (2·pi·f)	314,16
Ca (F/km)	6·10 ⁻⁹
La (km)	110
Cc (F(km)	2,5·10 ⁻⁷
Lc (km)	55
Rt (ohmios)	36,5
Id (A)	115,92
Id máx	129,38
Mayor al arranque de las protecciones	SI

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

Nota: este cálculo debe verificarse una vez la empresa distribuidora aporte los citados datos.

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 70-40/8/42:



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	7 x 4 m
Nº picas	4
Profundidad	0,8 m
Código	70-40/8/42
Kr (resistencia de tierra)	0,073
Kp (tensión de paso máxima)	0,0113
kc=kp(acc) (tensión de contacto exterior máxima)	0,0353
Resistencia de tierra	36,5

Una vez calculado se comprobará si cumple los límites calculados anteriormente.

Up (Tensión de paso exterior máxima)	654,93	CUMPLE
Upmáx	2.576,60	
Up (acc) tensión de paso de acceso	4.230,97	CUMPLE
Upmáx (acc)	7.407,74	

Además, se proyectará e instalará un mallazo electrosoldado con redondos de diámetro no inferior a 4 mm formando una retícula no superior a 0,30 x 0,30 metros. Este mallazo se conectará como mínimo en dos puntos preferentemente opuestos a la puesta a tierra de protección. Con esta disposición se consigue que la persona que deba acceder a una parte que pueda quedar en tensión, de forma eventual, esté sobre una superficie equipotencial, con lo que desaparece el riesgo inherente a la tensión de contacto y de paso interior.

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	36,5
Id	115,92
Vd	4.230,97
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)	500
Id	115,92
D(m) >=	9,22

01.4. Resultados de cálculo

A continuación, se muestran los resultados de los cálculos.

Documento visado electrónicamente número: 20203341. Código verificación: ogjpbg4yr4962020412135223 (<http://ICOIIG.e-visado.net/validacion.aspx>)



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	26	14.040	47,11	1.092,78	12,85	4	44	6,30	0,58%
	String 1.2	26	14.040	61,56	1.092,78	12,85	4	44	8,24	0,75%
	String 1.3	26	14.040	46,82	1.092,78	12,85	4	44	6,27	0,57%
	String 1.4	26	14.040	34,63	1.092,78	12,85	4	44	4,63	0,42%
	String 1.5	26	14.040	63,53	1.092,78	12,85	4	44	8,50	0,78%
	String 1.6	26	14.040	48,79	1.092,78	12,85	4	44	6,53	0,60%
	String 1.7	26	14.040	34,05	1.092,78	12,85	4	44	4,56	0,42%
	String 1.8	26	14.040	24,13	1.092,78	12,85	4	44	3,23	0,30%
	String 1.9	26	14.040	70,04	1.092,78	12,85	4	44	9,37	0,86%
	String 1.10	26	14.040	55,30	1.092,78	12,85	4	44	7,40	0,68%
	String 1.11	26	14.040	40,56	1.092,78	12,85	4	44	5,43	0,50%
	String 1.12	26	14.040	25,82	1.092,78	12,85	4	44	3,46	0,32%
	String 1.13	26	14.040	13,63	1.092,78	12,85	4	44	1,82	0,17%
	String 1.14	26	14.040	67,42	1.092,78	12,85	4	44	9,02	0,83%
	String 1.15	26	14.040	52,68	1.092,78	12,85	4	44	7,05	0,65%
	String 1.16	26	14.040	37,94	1.092,78	12,85	4	44	5,08	0,46%
	String 1.17	26	14.040	23,20	1.092,78	12,85	4	44	3,10	0,28%
	String 1.18	26	14.040	4,49	1.092,78	12,85	4	44	0,60	0,05%
Inversor 2	String 2.1	26	14.040	40,01	1.092,78	12,85	4	44	5,35	0,49%
	String 2.2	26	14.040	40,01	1.092,78	12,85	4	44	5,35	0,49%
	String 2.3	26	14.040	84,24	1.092,78	12,85	4	44	11,27	1,03%
	String 2.4	26	14.040	69,50	1.092,78	12,85	4	44	9,30	0,85%





Inversor	String	Nº módulos	Potencia (W)	Longitud (m)	Tensión (V)	Intensidad (A)	Sección (mm2)	I _{max adm} (A)	Tensión (V)	%
	String 2.5	26	14.040	54,75	1.092,78	12,85	4	44	7,33	0,67%
	String 2.6	26	14.040	77,14	1.092,78	12,85	4	44	10,32	0,94%
	String 2.7	26	14.040	62,40	1.092,78	12,85	4	44	8,35	0,76%
	String 2.8	26	14.040	47,66	1.092,78	12,85	4	44	6,38	0,58%
	String 2.9	26	14.040	32,91	1.092,78	12,85	4	44	4,40	0,40%
	String 2.10	26	14.040	27,53	1.092,78	12,85	4	44	3,68	0,34%
	String 2.11	26	14.040	70,04	1.092,78	12,85	4	44	9,37	0,86%
	String 2.12	26	14.040	55,30	1.092,78	12,85	4	44	7,40	0,68%
	String 2.13	26	14.040	40,56	1.092,78	12,85	4	44	5,43	0,50%
	String 2.14	26	14.040	25,82	1.092,78	12,85	4	44	3,46	0,32%
	String 2.15	26	14.040	17,03	1.092,78	12,85	4	44	2,28	0,21%
	String 2.16	26	14.040	37,94	1.092,78	12,85	4	44	5,08	0,46%
	String 2.17	26	14.040	23,20	1.092,78	12,85	4	44	3,10	0,28%
	String 2.18	26	14.040	4,49	1.092,78	12,85	4	44	0,60	0,05%
Inversor 3	String 3.1	26	14.040	80,30	1.092,78	12,85	4	44	10,75	0,98%
	String 3.2	26	14.040	95,04	1.092,78	12,85	4	44	12,72	1,16%
	String 3.3	26	14.040	93,62	1.092,78	12,85	4	44	12,53	1,15%
	String 3.4	26	14.040	78,87	1.092,78	12,85	4	44	10,56	0,97%
	String 3.5	26	14.040	75,47	1.092,78	12,85	4	44	10,10	0,92%
	String 3.6	26	14.040	67,82	1.092,78	12,85	4	44	9,08	0,83%
	String 3.7	26	14.040	80,85	1.092,78	12,85	4	44	10,82	0,99%
	String 3.8	26	14.040	66,11	1.092,78	12,85	4	44	8,85	0,81%
	String 3.9	26	14.040	67,24	1.092,78	12,85	4	44	9,00	0,82%
	String 3.10	26	14.040	57,32	1.092,78	12,85	4	44	7,67	0,70%
	String 3.11	26	14.040	66,81	1.092,78	12,85	4	44	8,94	0,82%



Inversor	String	Nº módulos	Potencia (W)	Longitud (m)	Tensión (V)	Intensidad (A)	Sección (mm2)	I _{max adm} (A)	Tensión (V)	%
	String 3.12	26	14.040	51,07	1.092,78	12,85	4	44	6,83	0,63%
	String 3.13	26	14.040	46,82	1.092,78	12,85	4	44	6,27	0,57%
	String 3.14	26	14.040	53,04	1.092,78	12,85	4	44	7,10	0,65%
	String 3.15	26	14.040	38,30	1.092,78	12,85	4	44	5,13	0,47%
	String 3.16	26	14.040	38,30	1.092,78	12,85	4	44	5,13	0,47%
	String 3.17	26	14.040	23,20	1.092,78	12,85	4	44	3,10	0,28%
	String 3.18	26	14.040	4,49	1.092,78	12,85	4	44	0,60	0,05%
	Inversor 4	String 4.1	27	14.580	30,66	1.134,81	12,85	4	44	4,10
String 4.2		27	14.580	24,14	1.134,81	12,85	4	44	3,23	0,28%
String 4.3		27	14.580	21,29	1.134,81	12,85	4	44	2,85	0,25%
String 4.4		27	14.580	24,69	1.134,81	12,85	4	44	3,30	0,29%
String 4.5		27	14.580	13,64	1.134,81	12,85	4	44	1,83	0,16%
String 4.6		26	14.040	65,51	1.092,78	12,85	4	44	8,77	0,80%
String 4.7		26	14.040	68,96	1.092,78	12,85	4	44	9,23	0,84%
String 4.8		26	14.040	55,64	1.092,78	12,85	4	44	7,45	0,68%
String 4.9		26	14.040	61,02	1.092,78	12,85	4	44	8,17	0,75%
String 4.10		26	14.040	53,93	1.092,78	12,85	4	44	7,22	0,66%
String 4.11		26	14.040	45,14	1.092,78	12,85	4	44	6,04	0,55%
String 4.12		26	14.040	41,16	1.092,78	12,85	4	44	5,51	0,50%
String 4.13		26	14.040	34,64	1.092,78	12,85	4	44	4,64	0,42%
String 4.14		26	14.040	23,20	1.092,78	12,85	4	44	3,10	0,28%
String 4.15		26	14.040	4,49	1.092,78	12,85	4	44	0,60	0,05%
String 4.16		26	14.040	41,13	1.092,78	12,85	4	44	5,50	0,50%
String 4.17		26	14.040	22,43	1.092,78	12,85	4	44	3,00	0,27%



01.4.2. Tramos de corriente alterna (BT)

Tramo	Potencia (W)	Longitud (m)	Tensión (V)	Intensidad (A)	Sección (mm2)	I _{max adm} (A)	FC por agrupación	I _{max adm} corregida (A)	Tensión (V)	%
Inv 1 - CGMP FV	250.000	170,38	800,00	180,42	185	226	0,8	180,8	9,59	1,20%
Inv 2 - CGMP FV	250.000	125,09	800,00	180,42	185	226	0,8	180,8	7,04	0,88%
Inv 3 - CGMP FV	250.000	71,51	800,00	180,42	185	226	1	226	4,03	0,50%
Inv 4 - CGMP FV	250.000	22,45	800,00	180,42	185	226	1	226	1,26	0,16%
CGMP FV -CBT CT	1.000.000	4,00	800,00	721,69	3x185	1.011	1	1.011	0,30	0,04%

01.4.3. Tramos de corriente alterna (MT)

Tramo	P (W)	L (m)	U (V)	I. (A)	S (mm2)	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-ApF	1.000.000	45	15.000	38,49	240	256	0,161	0,106	0,007	0,005	0,022	0,00014%	0,032	1.000	0,0032%



Anexo 02. Fichas técnicas y certificados

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

SIV SERIES

Multiple upgrades were forged into one






525-540w



• SIV SERIES

Seraphim redefined the high-efficiency module series by integrating 182mm silicon wafers with multi-busbar and half-cut cell technologies. Seraphim panel combined creative technology effectively and extremely improved the module efficiency and power output.

• KEY FEATURES

-  Less mismatch to get more power
-  Less power loss by minimizing the shading impact
-  Competitive low light performance
-  3 times EL test to ensure best quality
-  Ideal choice for utility and commercial scale projects by reduced BOS and improve ROI.
- PVEL** Outstanding reliability proven by PVEL for stringent environment condition :
 - sand, acid, and alkali, hail stones,
 - 2400pa wind load and 5400pa snow load.
 - Anti-PID

• QUALITY SYSTEM

ISO19001 / ISO14001 / OHSAS18001

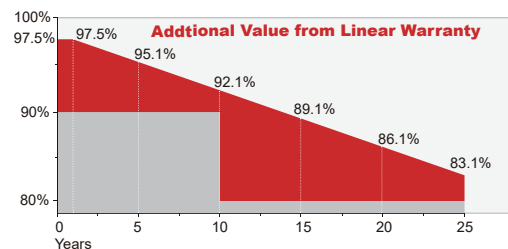
• PRODUCT CERTIFICATION



• INSURANCE



• WARRANTY



Guarantee on product material and workmanship



linear power output warranty



JIANGSU SERAPHIM SOLAR SYSTEM CO., LTD

Add: No.1-2, HengyaoRd, HenglinTown, Wujin District, 213000, Changzhou, China
 Tel: +86-519-69699879 Fax: +86-519-88786181 Email: info@seraphim-energy.com

Electrical Characteristics

Module Type	SRP-525-BMA-HV	SRP-530-BMA-HV	SRP-535-BMA-HV	SRP-540-BMA-HV
	STC	STC	STC	STC
Maximum Power at STC (Pmp)	525	530	535	540
Open Circuit Voltage (Voc)	49.41	49.51	49.64	49.77
Short Circuit Current (Isc)	13.43	13.54	13.63	13.72
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.60	41.76	41.91	42.03
Maximum Power Current (Imp)	12.63	12.70	12.77	12.85
Module Efficiency at STC(ηm)	20.2	20.4	20.6	20.8
Power Tolerance	(0,+4.99W)			
Maximum System Voltage	1500V DC			
Maximum Series Fuse Rating	20A			

STC: Irradiance 1000 W/m² module temperature 25°C AM=1.5;

Temperature Characteristics

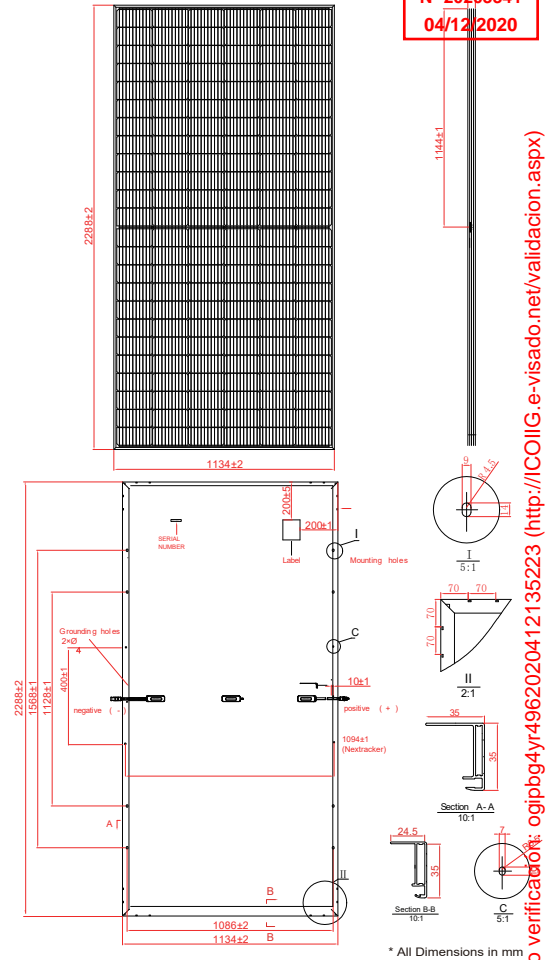
Pmax Temperature Coefficient	-0.36 %/°C
Voc Temperature Coefficient	-0.28 %/°C
Isc Temperature Coefficient	+0.05 %/°C
Operating Temperature	-40 ~ +85 °C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2 °C

Mechanical Specifications

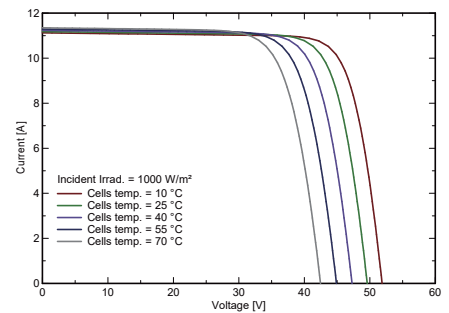
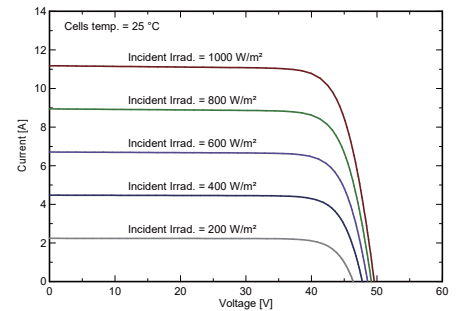
External Dimensions	2288 x 1134 x 35 mm
Weight	28.5kg
Solar Cells	PERC Mono (144pcs)
Front Glass	3.2 mm AR coating tempered glass, low iron
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68, 3 diodes
Output Cables	4.0 mm ² , Portrait:350mm(+)/450mm(-); Landscape:1300mm
Mechanical Load	Front side 5400Pa/ Rear side 2400Pa

Packing Configuration

	2288x 1134x 35 mm	
Container	20'GP	40'HQ
Pieces per Pallet	31	31
Pallets per Container	5	20
Pieces per Container	155	620



I-V Curve



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**

Multi-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System

SUNGROW

Clean power for all



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

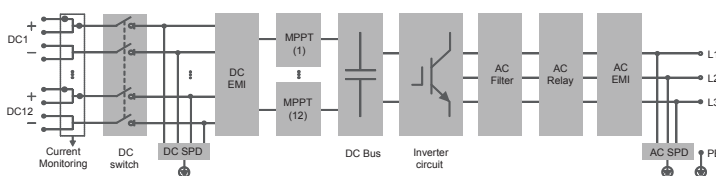
SMART O&M

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

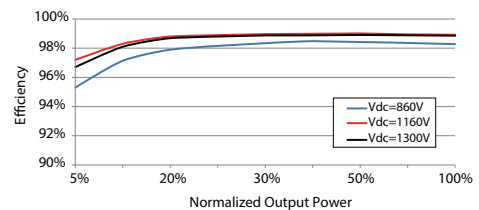
PROVEN SAFETY

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

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



Documento visado electrónicamente número: 20203341. Código verificación: ogjpbg4yr4962020412135223 (<http://ICOIG.e-visado.net/validacion.aspx>)





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





Compliance Document

No. D 073342 0271 Rev. 00

Holder of Certificate: **Sungrow Power Supply Co., Ltd.**
 No. 1699 Xiyou 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 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 / 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 / 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

阳光电源
SUNGROW

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



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).



COIG

Nº 20203341

04/12/2020

CABLES PARA REDES SUBTERRÁNEAS Y AÉREAS

BAJA TENSIÓN

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).



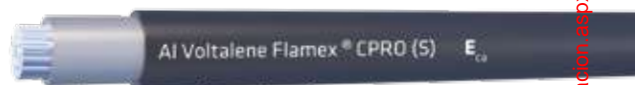
COIIG

Nº 20203341

04/12/2020

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 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.



COIG

Nº 20203341

04/12/2020

CABLES PARA MEDIA TENSIÓN

AL VOLTALENE H COMPACT AL RH5Z1 (NORMALIZADO POR ENDESA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño: UNE 211620
Designación genérica: AL RH5Z1



AL Voltalene H Compact® F_{ca}

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 1003885



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 interfases 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).

NORMALIZADO POR ENDESA

- Temperatura de servicio: -25 °C, + 90 °C,
 - Ensayo de tensión alterna durante 5 min. (tensión conductor-pantalla): 42 kV (cables 12/20 kV), 63 kV (cables 18/30 kV).
- Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2.

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.

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.

Flexibilidad: clase 2, según UNE-EN 60228

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

SEMICONDUCTORA INTERNA

Capa extrusionada de material semiconductor.

AISLAMIENTO

Material: polietileno reticulado (XLPE).

SEMICONDUCTORA EXTERNA

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

PROTECCIÓN LONGITUDINAL CONTRA EL AGUA

Cinta hinchante semiconductora.

PANTALLA METÁLICA

Material: cinta longitudinal de aluminio termosoldada y adherida a la cubierta.

CUBIERTA EXTERIOR

Material: poliolefina termoplástica, Z1 Vemex.

Color: rojo.



ICOIG

Nº 20203341

04/12/2020

CABLES PARA MEDIA TENSIÓN

AL VOLTALENE H COMPACT
AL RH5Z1 (NORMALIZADO POR ENDESA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE 211620
 Designación genérica: AL RH5Z1

AL Voltalene H Compact® F_{ca}(X)

Documento visado electrónicamente número: 20203341. Código verificación: ogjpbg4yr4962020412135223 (http://ICOIG.e-visado.net/validador.aspx)

DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

1 x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) (mm ²)	Ø NOMINAL AISLAMIENTO* (mm)	ESPESOR AISLAMIENTO (mm)	Ø NOMINAL EXTERIOR* (mm)	ESPESOR CUBIERTA (mm)	PESO APROXIMADO (kg/km)	RADIO DE CURVATURA ESTÁTICO (POSICIÓN FINAL) (mm)	RADIO DE CURVATURA DINÁMICO (DURANTE TENDIDO) (mm)
12/20 kV							
1 x 95 (1)	21,3	4,5	29,4	2	860	441	588
1 x 150 (1)	24,1	4,3	32,1	2	1070	482	642
1 x 240 (1)	28,2	4,3	36	2	1430	540	720
1 x 400 (1)	33,6	4,3	41,5	2	2020	623	830
18/30 kV							
1 x 95 (1)	25,7	6,4	33,6	2	1060	504	672
1 x 150 (1)	28,5	6,4	36,4	2	1300	546	728
1 x 240 (1)	32,6	6,4	40,5	2	1690	608	810
1 x 400 (1)	38	6,4	46	2	2320	690	920

(1) Secciones homologadas por las compañías de Grupo Endesa.

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

	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)	90	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	



ICOIG

Nº 20203341

04/12/2020

CABLES PARA MEDIA TENSIÓN

AL VOLTALENE H COMPACT
AL RH5Z1 (NORMALIZADO POR ENDESA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE 211620
 Designación genérica: AL RH5Z1

AL Voltalene H Compact® F_{ca}(x)

DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) (mm ²)	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 mm ²)	18/30 kV (pant, 25 mm ²)
1 x 95 (1)	190	205	255	8930	2240	2690
1 x 150 (2)	245	260	335	14100	2540	2990
1 x 240 (2)	320	345	455	22560	2990	3440
1 x 400 (2)	415	445	610	37600	3440	3890

(1) Secciones homologadas por las compañías del Grupo Endesa en 12/20 kV.

(2) Sección homologada por las compañías del Grupo Endesa en 12/20 kV y 18/30 kV.

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

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

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) (mm ²)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T 20 °C (Ω/km)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T MÁX (90 °C) (Ω/km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km)		CAPACIDAD μF/km	
			12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1 x 95/16 (1)	0,320	0,410	0,123	0,132	0,217	0,167
1 x 150/16 (2)	0,206	0,264	0,114	0,123	0,254	0,192
1 x 240/16 (2)	0,125	0,161	0,106	0,114	0,306	0,229
1 x 400/16 (2)	0,078	0,100	0,099	0,106	0,376	0,277

(1) Secciones homologadas por las compañías del Grupo Endesa en 12/20 kV.

(2) Sección homologada por las compañías del Grupo Endesa en 12/20 kV y 18/30 kV.

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



ORMAZABAL

Especialistas en Media Tensión



ICOIIG

Nº 20203341

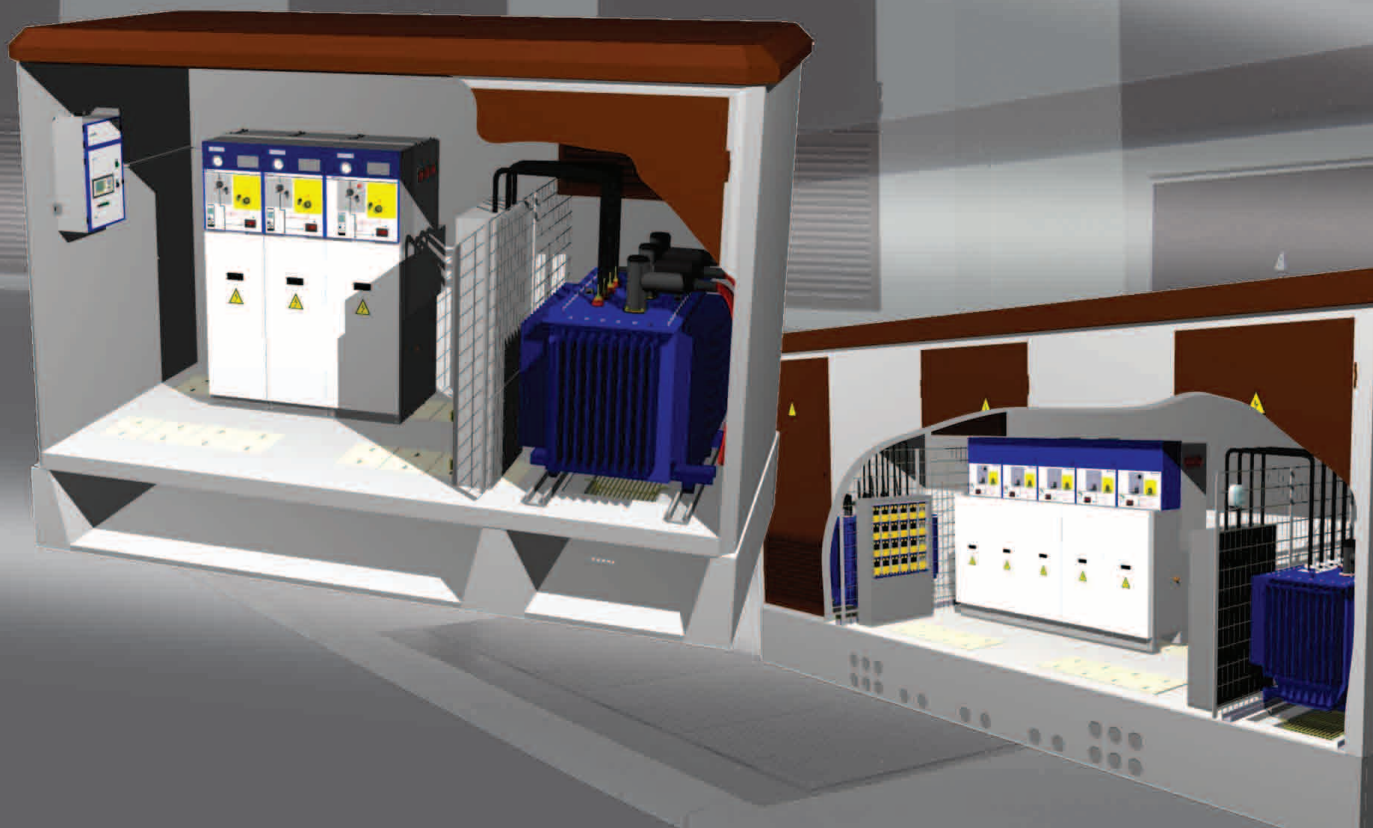
04/12/2020

Centros de Transformación

PFU y PF

Edificios Tipo Caseta para Centros de Transformación

Hasta 36 kV



PFU edificio monobloque tipo caseta para centros de transformación

PRESENTACIÓN

El edificio **PFU** es una envolvente industrializada monobloque de hormigón tipo caseta para **Centros de Transformación** de **Ormazabal** de instalación en superficie y maniobra interior de hasta 36 kV.

COMPOSICIÓN

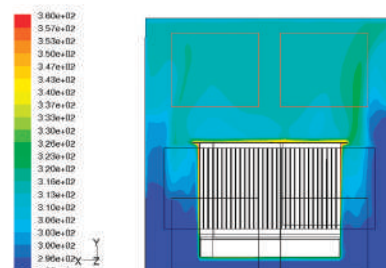
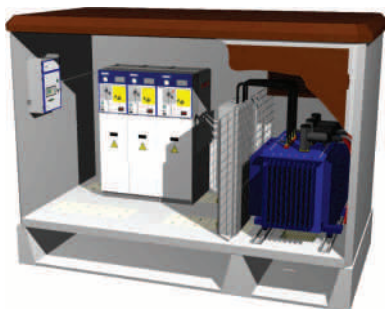
Los **Centros de Transformación** de **Ormazabal** en edificio **PFU** se componen de:

- Apararata 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, telemida, control integrado, telegestión, etc.) de Ormazabal.
- Hasta 2 Transformadores de distribución de MT/BT de llenado integral en dieléctrico líquido de hasta 36 kV y 1000 kVA⁽¹⁾ de potencia unitaria.
- Apararata 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 monobloque de hormigón **PFU**.

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

CARACTERÍSTICAS

- **Edificio industrializado para Centro de Transformación:**
 - Capacidad para incorporar diferentes esquemas de distribución de MT.
 - Compuesto de envolvente monobloque (base y paredes) más cubierta amovible.
 - Variedad de acabados superficiales externos.
- **Hasta 2 Transformadores:**
 - Edificio ensayado para transformadores de hasta 36 kV y 1000 kVA.
 - Puerta frontal individual para cada transformador.
 - Delimitación del transformador mediante defensa de seguridad.
 - Fosos de recogida de dieléctrico líquido, con revestimiento resistente y estanco, diseñados y dimensionados teniendo en cuenta el volumen de dieléctrico líquido que puedan recibir.
 - Elementos de protección cortafuegos adicionales: lecho de guijarros sobre el foso de recogida de dieléctrico.
- **Ventilación:**
 - Por circulación natural de aire, clase 10, conseguida mediante rejillas instaladas en las paredes de la envolvente y en la puerta del transformador.
 - Ensayos y modelización de ventilación natural con transformadores Ormazabal, para la optimización de la vida útil de los mismos.
 - Bajo demanda: Estudios personalizados en función de los datos aportados por el cliente.
- **Accesos de peatón:**
 - Puerta/s frontal/es para la realización de maniobras y operaciones de mantenimiento.
 - Posibilidad de añadir una separación física entre las celdas de la Compañía Eléctrica y las del Cliente.
- **Entrada/salida de cables de MT y BT**
 - A través de orificios semiperforados en la base del edificio (frontal / lateral).
 - Entrada Auxiliar de acometida de Baja Tensión, situada en la pared frontal del edificio.



Simulación y modelización de ventilaciones

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

CONFIGURACIONES ELÉCTRICAS

CONFIGURACIONES ELÉCTRICAS TIPO

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

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

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



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

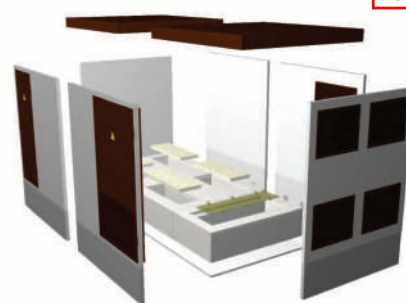
El edificio **PF** es una envolvente modular de hormigón tipo caseta para **Centros de Transformación** de **Ormazabal** de instalación en superficie y maniobra interior de hasta 36 kV, constituidos por componentes independientes suministrados de fábrica e instalados de forma conjunta.

COMPOSICIÓN

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

- Apararata 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, teled medida, 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.
- Apararata 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 teled medida.
 - Proyectos urbanísticos y soluciones técnicas asociados con C.T. Prefabricados, Centros de Maniobra y Seccionamiento, etc.

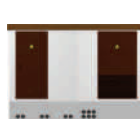
Modelos PF



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



ORMAZABAL

Especialistas en Media Tensión



ICOIG

Nº 20203341

04/12/2020

DEPARTAMENTO TÉCNICO-COMERCIAL

Tel: +34 91 695 92 00

Fax: +34 91 681 64 15

www.ormazabal.es

Productos, aplicaciones, soluciones:

- Aparamenta de distribución primaria
- Aparamenta de distribución secundaria
- Automatización, protección, telemando y comunicaciones en redes eléctricas
- Transformadores de distribución
- Cuadros de Baja Tensión
- Centros de transformación
- Aplicaciones de Media Tensión para energías renovables

Como consecuencia de la constante evolución de las normas y los nuevos diseños, las características de los elementos contenidos en este catálogo están sujetas a cambios sin previo aviso.

Estas características, así como la disponibilidad de los materiales, sólo tienen validez bajo la confirmación de nuestro departamento Técnico-Comercial.

CA-314-ES-1106





Anexo 03. Análisis se 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: SRP-540-BMA-HV
- Dimensiones del módulo: 2.288x1.134x35 mm
- Peso del módulo: 28,50 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 subterránea

04.1. Objeto

El presente anexo tiene por objeto definir las condiciones técnicas y económicas para la realización de una línea subterránea 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.

04.2. Descripción general de las líneas de evacuación

La instalación proyectada consiste en una línea subterránea de media tensión vinculada a la Central Solar Fotovoltaica 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-06, y en determinados casos (de obligado cumplimiento en el caso de las instalaciones de enlace a ceder a la distribuidora) el "DYZ10000 –Línea Subterráneas de Media Tensión - Edición diciembre 2018" de Endesa.

El presente documento contempla la ejecución de una línea de media tensión para la evacuación mediante línea subterránea con conductor aluminio AL RH5Z1, normalizado



por Endesa. La instalación se dimensiona para una planta solar fotovoltaica de 990 kW conectada a una red de 15 kV.

Se dimensiona siguiendo los criterios de intensidad admisible para el cable en servicio permanente, intensidad máxima admisible para el cable en cortocircuito, caída de tensión y pérdidas de potencia.

En este caso, el apoyo donde se producirá la conexión con la red de distribución, se ubica en la propia parcela a menos de 50 m del centro de seccionamiento. El trazado de la línea de evacuación discurrirá de forma subterránea por el linde de la parcela con la vía pública que limita por el sur con dicha parcela. Posteriormente, se sigue con el trazado siguiendo el vallado perimetral de la planta situado dentro de la parcela en la que se va a actuar. La línea de evacuación, debido a la servidumbre de paso que constituye a lo largo de su trazado, tiene afección sobre la parcela con referencia catastral 22190B010050540000OZ, la propia parcela donde se ubicará la planta fotovoltaica.

04.4. Elementos de las líneas subterráneas de MT

A continuación, se describen los elementos fundamentales de una línea de media tensión subterránea.

04.4.1. Cable aislado de potencia

Los cables a utilizar en la red subterránea de media tensión objeto del presente documento serán cables subterráneos unipolares de aluminio, con aislamiento seco termoestable (polietileno reticulado XLPE), con pantalla semiconductor sobre conductor y sobre aislamiento y con pantalla metálica de aluminio.

Se ajustarán a lo indicado en las normas UNE-HD 620-10E, UNE 211620, ITC-LAT-06 y se tomará como referencia la norma informativa DND001 Cables aislados para redes aéreas y subterráneas de Media Tensión hasta 30 kV.

Los circuitos de la línea subterránea de media tensión, se corresponderán con 3 conductores unipolares de aluminio, con nivel de aislamiento 12/20 kV y sección 240 mm².



04.4.2. Terminaciones

Puesto que se trata de una conexión con la red de distribución con conversión aéreo-subterránea, se emplearán terminaciones convencionales contráctiles o enfilables en frío, acordes a la norma UNE 211027, UNE HD 629-1 y UNE EN 61442.

04.4.3. Empalmes

En general se utilizarán siempre empalmes contráctiles en frío, tomando como referencia las normas UNE: UNE211027, UNE-HD629-1 y UNE-EN 61442 y la norma informativa GSCC004 12/20(24) kV and 18/30(36) kV cold shrink compact joints for MV underground cables.

04.4.4. Pararrayos

Los pararrayos se ajustarán a la norma UNE-EN 60099. Se tomará como referencia la norma informativa GE AND0015 Pararrayos de Óxidos Metálicos sin explosores para redes de MT hasta 36 kV.

04.5. **Canalizaciones subterráneas**

04.5.1. Trazado

Las canalizaciones, salvo cuando no sea posible, se ejecutarán preferentemente por terrenos de dominio público, evitando ángulos pronunciados. Su trazado discurrirá lo más rectilíneo posible. Cuando discurra por propiedad privada, producirá una servidumbre garantizada.

Al diseñar el trazado se tendrán en cuenta los radios de curvatura mínimos fijados por el fabricante del cable a utilizar.

Se consultará con las empresas de servicio público y con posibles propietarios de servicios para conocer las instalaciones de la zona afectada, antes de marcar el trazado.

Las líneas se enterrarán bajo tubo de 160 mm o 200 mm de diámetro exterior, a una profundidad mínima de 70 cm en aceras o tierra y 90 cm en calzadas, medidos desde la parte superior del tubo al pavimento. El diámetro interior del tubo no será inferior a 1,5 veces el diámetro aparente del haz de conductores.



Cuando existan impedimentos que no permitan conseguir las anteriores profundidades, éstas podrán reducirse si se añaden protecciones mecánicas suficientes, tal y como se especifica en la ITC-LAT-06.

Se deberá prever siempre, al menos, un tubo de reserva en cada zanja. Este tubo quedará a disposición de las necesidades de distribución hasta su agotamiento.

Deberán disponerse las arquetas suficientes que faciliten la realización de los trabajos de tendido pudiendo ser arquetas ciegas o con tapas practicables. También podrán realizarse catas abiertas para facilitar los trabajos de tendido

04.5.2. Arquetas

Las arquetas prefabricadas tomarán como referencia la norma informativa NNH001 Arquetas Prefabricadas para Canalizaciones Subterráneas. El montaje de las arquetas de material plástico se realizará tomando como referencia el documento informativo NMH00100 Guía de Montaje e Instalación de Arquetas Prefabricadas de Poliéster, Polietileno o Polipropileno para Canalizaciones Subterráneas.

Se pueden construir de ladrillo, sin fondo para favorecer la filtración de agua, siendo sus dimensiones las indicadas en los planos.

En la arqueta, los tubos quedarán como mínimo a 25 cm por encima del fondo para permitir la colocación de rodillos en las operaciones de tendido. Una vez tendido el cable, los tubos se sellarán con material expansible, yeso o mortero ignífugo de forma que el cable quede situado en la parte superior del tubo. La situación de los tubos en la arqueta será la que permita el máximo radio de curvatura.

Las arquetas ciegas se rellenarán con arena. Por encima de la capa de arena se rellenará con tierra cribada compactada hasta la altura que se precise en función del acabado superficial que le corresponda.

El número de arquetas y su distribución, se determina en base a las características del cable y, sobre todo, al trazado, cruces, obstáculos, cambios de dirección, etc., que son los que determinarán las necesidades para hacer posible el adecuado tendido del cable.

04.6. **Criterios de diseño**

Para el diseño de la línea de evacuación y protecciones se tendrán en cuenta los parámetros de diseño aportados por la distribuidora:

Tensión nominal (V)	15.000
Tensión máxima estimada (V)	16.050
Tensión mínima estimada (V)	13.950
Potencia de cortocircuito máxima de diseño (MVA)	519,6
Potencia de cortocircuito mínima en explotación (MVA)	50

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

Se trata de una línea subterránea, siguiendo las normas indicadas en la ITC-LAT 06 y demás normativa de aplicación.

Se diseñará el trazado 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 06.

04.7. Dimensionamiento

04.7.1. Cálculos eléctricos

- 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	160
	70	140
Polietileno reticulado (XLPE)	90	250
Etileno Propileno (EPR)	90	250
Etileno Propileno de alto módulo (HEPR)	105 para $U_0/U \leq 18/30 \text{ kV}$ 90 para $U_0/U > 18/30 \text{ kV}$	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.
- Tª del terreno.
- Profundidad del cable.
- Distancia entre ternos.

Se ha seleccionado un cable de 240 mm², conductor de Aluminio y aislamiento XLPE, tensión asignada 12/20 kV.

La intensidad admisible del cable seleccionado, 320 A, es muy superior a la intensidad máxima de salida del transformador.

Teniendo en cuenta que se trata de un tramo de doble acometida, se aplica un factor de conversión de 0,8, obteniendo una intensidad admisible de 256 A, que sigue siendo muy superior a la intensidad máxima de salida del transformador.

- Intensidad máxima admisible en 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 ≤ 300 mm ²	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección > 300 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 _s ≤ 18/30 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 Tª máxima en servicio permanente y la Tª admisible en cortocircuito, así como la intensidad de cortocircuito aportada por la Distribuidora, con un valor de 16 kA para la tensión de 15 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.



- 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 el apoyo donde se realiza la conexión 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:

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

La pérdida de potencia en este caso, es despreciable.

Una vez comprobados todos los criterios indicados, confirmamos que para la línea de evacuación subterránea se puede emplear cable AL RH5Z1 240 mm² de 12/20 kV (en el anexo de fichas técnicas se pueden comprobar las características de este cable).

04.7.2. Cruzamientos, proximidades y paralelismos

Los cables subterráneos deberán cumplir los requisitos señalados en el apartado 5 de la ITC-LAT 06, las correspondientes Especificaciones Particulares de EDE aprobadas por la Administración y las condiciones que pudieran imponer otros órganos competentes



de la Administración o empresas de servicios, cuando sus instalaciones fueran afectadas por tendidos de cables subterráneos de MT.

Conforme a lo establecido en el artículo 162 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, para las líneas subterráneas se prohíbe la plantación de árboles y construcción de edificios e instalaciones industriales en la franja definida por la zanja donde van alojados los conductores, incrementada a cada lado en una distancia mínima de seguridad igual a la mitad de la anchura de la canalización.

Para cruzar zonas en las que no sea posible o suponga graves inconvenientes y dificultades la apertura de zanjas (cruces de ferrocarriles, carreteras con gran densidad de circulación, etc.), pueden utilizarse máquinas perforadoras topo de tipo impacto, hincadora de tuberías o taladradora de barrena. En estos casos se prescindirá del diseño de zanja prescrito anteriormente puesto que se utiliza el proceso de perforación que se considere más adecuado. La adopción de este sistema precisa, para la ubicación de la maquinaria, zonas amplias despejadas a ambos lados del obstáculo a atravesar.

04.7.2.1. Cruces con carreteras

Los cables se colocarán en canalizaciones entubadas hormigonadas en toda su longitud. La profundidad hasta la parte superior del tubo más próximo a la superficie no será inferior a 0,6 metros. Siempre que sea posible, el cruce se hará perpendicular al eje del vial.

04.7.2.2. Cruce con otros cables de energía eléctrica

Siempre que sea posible, se procurará que los cables de alta tensión discurren por debajo de los de baja tensión.

La distancia mínima entre un cable de energía eléctrica de A.T y otros cables de energía eléctrica será de 0,25 metros. La distancia del punto de cruce a los empalmes será superior a 1 metro. Cuando no puedan respetarse estas distancias, el cable instalado más recientemente se dispondrá separado mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica, con una resistencia a la compresión de 450 N y que soporten un impacto de energía de 20 J si el diámetro exterior del tubo no es superior a 90 mm, 28 J si es superior a 90 mm y menor o igual 140 mm y de 40 J cuando es superior a 140 mm.



04.7.2.3. *Cruzamientos con cables de telecomunicaciones*

La separación mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0,20 metros. La distancia del punto de cruce a los empalmes, tanto del cable de energía como del cable de telecomunicación, será superior a 1 metro. Cuando no puedan respetarse estas distancias, el cable instalado más recientemente se dispondrá separado mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica, con una resistencia a la compresión de 450 N y que soporten un impacto de energía de 20 J si el diámetro exterior del tubo no es superior a 90 mm, 28 J si es superior a 90 mm y menor o igual 140 mm y de 40 J cuando es superior a 140 mm.

04.7.2.4. *Cruzamientos con canalizaciones de agua*

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y canalizaciones de agua será de 0,2 metros. Se evitará el cruce por la vertical de las juntas de las canalizaciones de agua, o de los empalmes de la canalización eléctrica, situando unas y otros a una distancia superior a 1 metro del cruce. Cuando no puedan mantenerse estas distancias, la canalización más reciente se dispondrá separada mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica, con una resistencia a la compresión de 450 N y que soporten un impacto de energía de 20 J si el diámetro exterior del tubo no es superior a 90 mm, 28 J si es superior a 90 mm y menor o igual 140 mm y de 40 J cuando es superior a 140 mm.

04.7.2.5. *Proximidades y paralelismos con otros cables de energía eléctrica*

Los cables de alta tensión podrán instalarse paralelamente a otros de baja o alta tensión, manteniendo entre ellos una distancia mínima de 0,25 metros. Cuando no pueda respetarse esta distancia la conducción más reciente se dispondrá separada mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica, con una resistencia a la compresión de 450 N y que soporten un impacto de energía de 20 J si el diámetro exterior del tubo no es superior a 90 mm, 28 J si es superior a 90 mm y menor o igual 140 mm y de 40 J cuando es superior a 140 mm.



04.7.2.6. *Proximidades y paralelismos con cables de telecomunicaciones*

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0,20 metros. Cuando no pueda mantenerse esta distancia, la canalización más reciente instalada se dispondrá separada mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica, con una resistencia a la compresión de 450 N y que soporten un impacto de energía de 20 J si el diámetro exterior del tubo no es superior a 90 mm, 28 J si es superior a 90 mm y menor o igual 140 mm y de 40 J cuando es superior a 140 mm.

04.7.2.7. *Proximidades y paralelismos con canalizaciones de agua*

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y las canalizaciones de agua será de 0,20 metros. La distancia mínima entre los empalmes de los cables de energía eléctrica y las juntas de las canalizaciones de agua será de 1 metro. Cuando no puedan mantenerse estas distancias, la canalización más reciente se dispondrá separada mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica, con una resistencia a la compresión de 450 N y que soporten un impacto de energía de 20 J si el diámetro exterior del tubo no es superior a 90 mm, 28 J si es superior a 90 mm y menor o igual 140 mm y de 40 J cuando es superior a 140 mm. Se procurará mantener una distancia mínima de 0,20 metros en proyección horizontal y, también, que la canalización de agua quede por debajo del nivel del cable eléctrico.

Por otro lado, las arterias importantes de agua se dispondrán alejadas de forma que se aseguren distancias superiores a 1 metro respecto a los cables eléctricos de alta tensión.

04.7.3. Servidumbres

04.7.3.1. *Servidumbre permanente de paso*

La servidumbre de paso de una línea subterránea está constituida por la franja de terreno del ancho de la canalización incrementada a ambos lados por la mitad de su anchura, tomando como centro el eje de la conducción. Esta servidumbre debe permitir su mantenimiento futuro y garantizar la no ejecución de obras o construcciones en esa zona que puedan afectar a las instalaciones de la línea.

**ICOIIG**

Nº 20203341

04/12/2020

04.7.4. Puesta a tierra

Las pantallas metálicas de los cables de Media Tensión se conectarán a tierra en cada uno de sus extremos.

04.8. **Resultados de cálculo**

A continuación, se recogen los resultados de cálculo la línea subterránea de evacuación.



ICOIIG

N° 20203341

04/12/2020

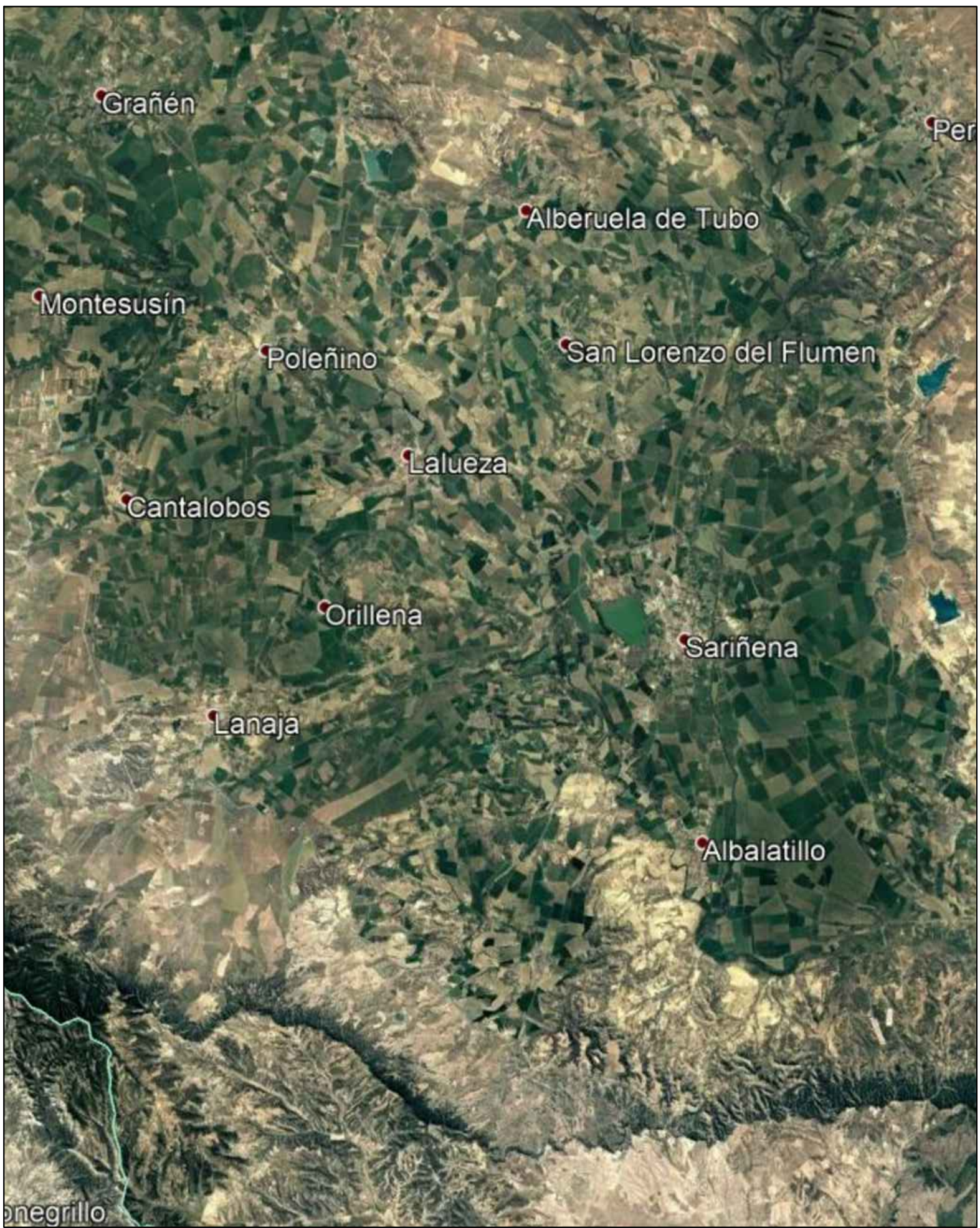
Tramo	P (W)	L (m)	U (V)	I (A)	S (mm ²)	I _{max adm} (A)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	R (Ω)	X (Ω)	c.d.t (V)	U (%)	ΔP (kW)	P (kW)	P (%)
CTFV-Ap PAS	1.000.000	45	15.000	38,49	240	256	0,161	0,106	0,007	0,005	0,022	0,00014%	0,032	1.000	0,00032%







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 Y MT**
- Plano 07. Esquema unifilar. General**
- Plano 08. Esquema unifilar. Hoja 1**
- Plano 09. Esquema unifilar. Hoja 2**
- Plano 10. Centro de entrega (CT-FV; CPM Y CS)**
- Plano 11. Conversión aérea/subterránea**
- Plano 12. Puesta a tierra CT**
- Plano 13. Detalle arqueta ciega**
- Plano 14. Detalle arqueta registrable**
- Plano 15. Viales y acceso al PFV**
- Plano 16. Sección vial**
- Plano 17. Estructura módulos FV**
- Plano 18. Vallado perimetral y puerta de acceso**

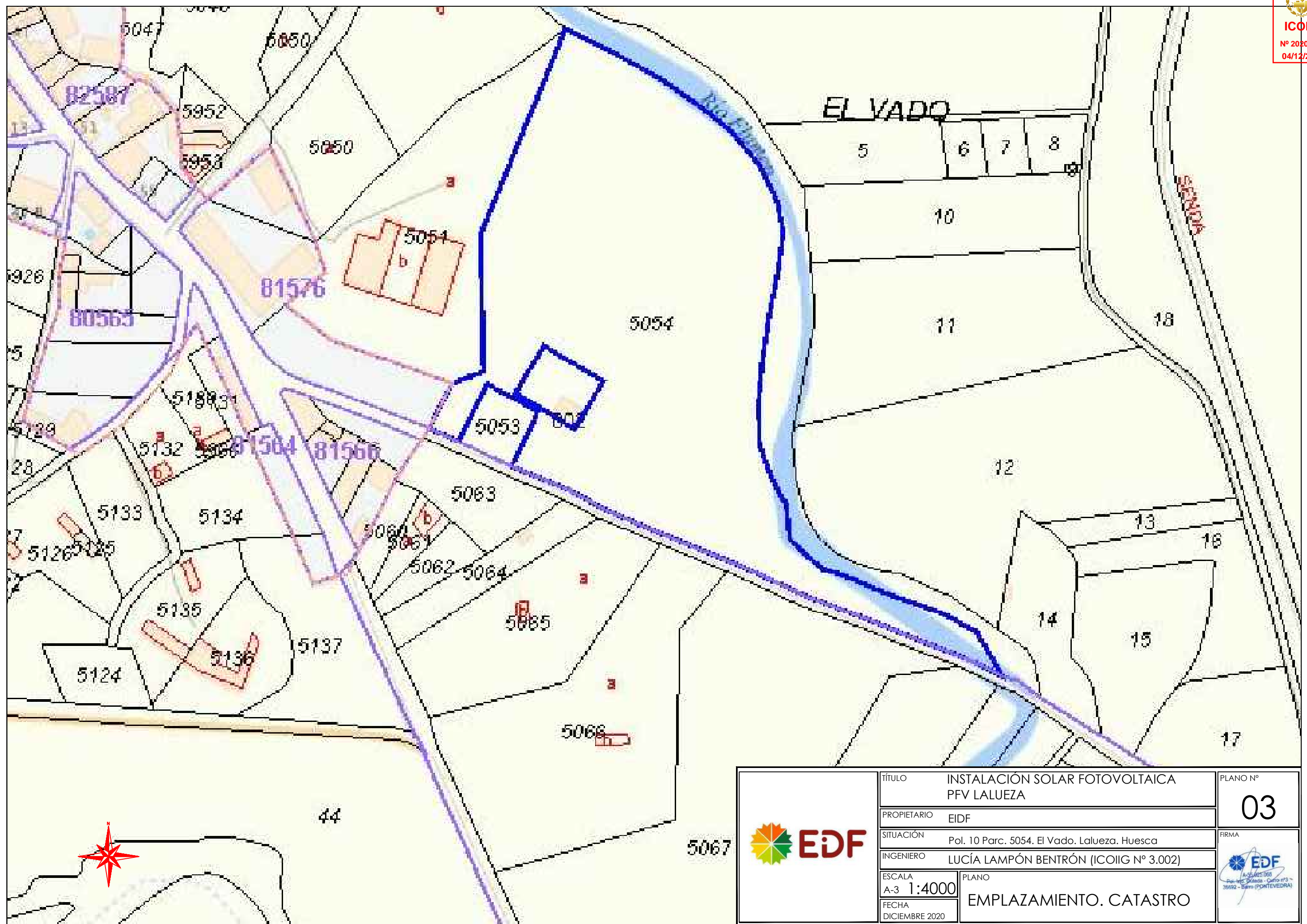


ESCALA
1:50000

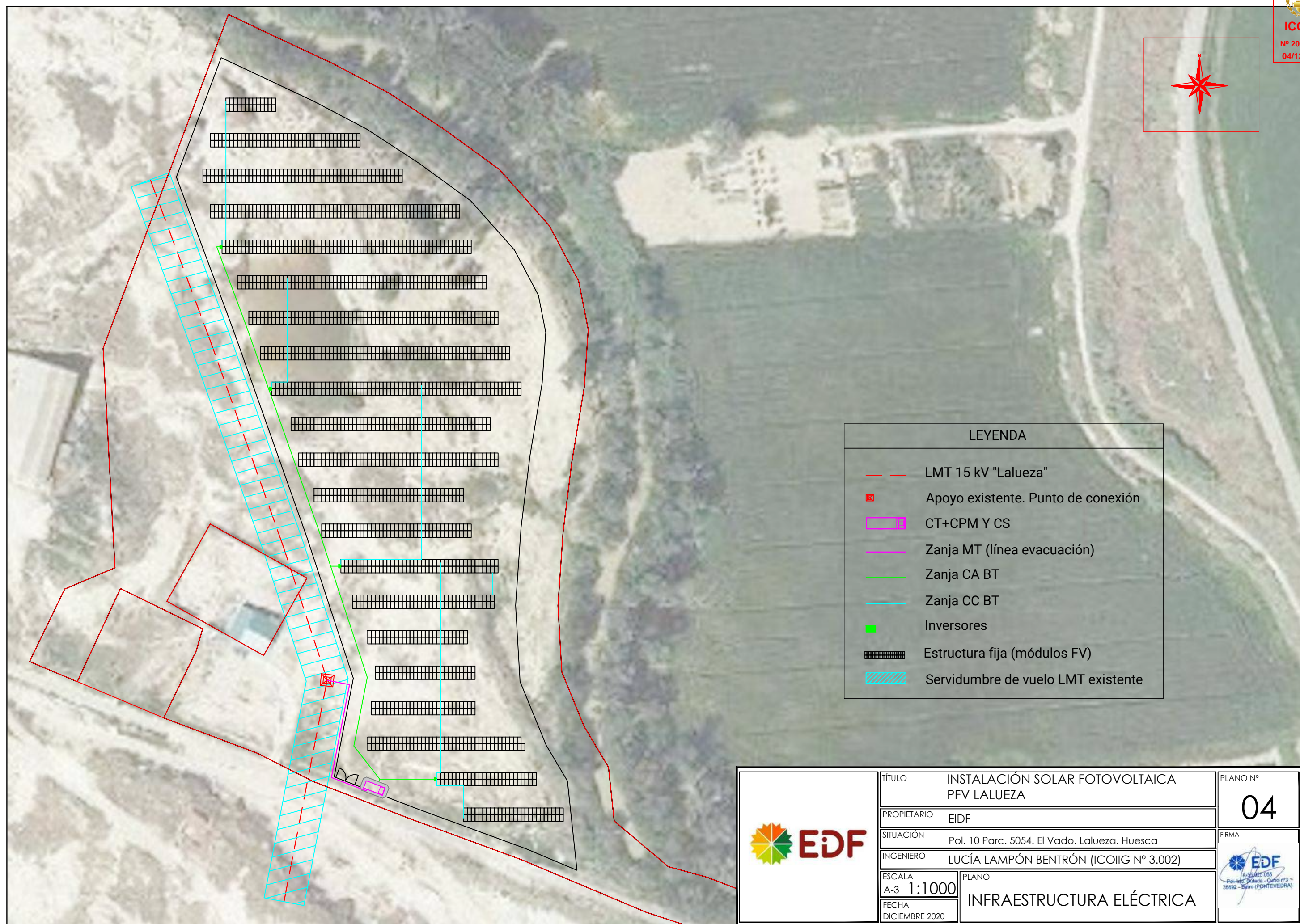
	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PFV LALUEZA	PLANO Nº	01
	PROPIETARIO	EIDF	FIRMA	
	SITUACIÓN	Pol. 10 Parc. 5054. El Vado. Lalueza. Huesca	 <small>A-54405 068 Pol. 105 - Cústada - Cuatro nº3 36992 - Barro (PONTEVEDRA)</small>	
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)		
	ESCALA	PLANO		
FECHA	SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO			
DICIEMBRE 2020				







	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PFV LALUEZA	PLANO Nº	02
	PROPIETARIO	EIDF	FIRMA	
	SITUACIÓN	Pol. 10 Parc. 5054. El Vado. Lalueza. Huesca		
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)		
	ESCALA	A-3 1:4000	PLANO	
FECHA	DICIEMBRE 2020	EMPLAZAMIENTO. ORTOFOTO		

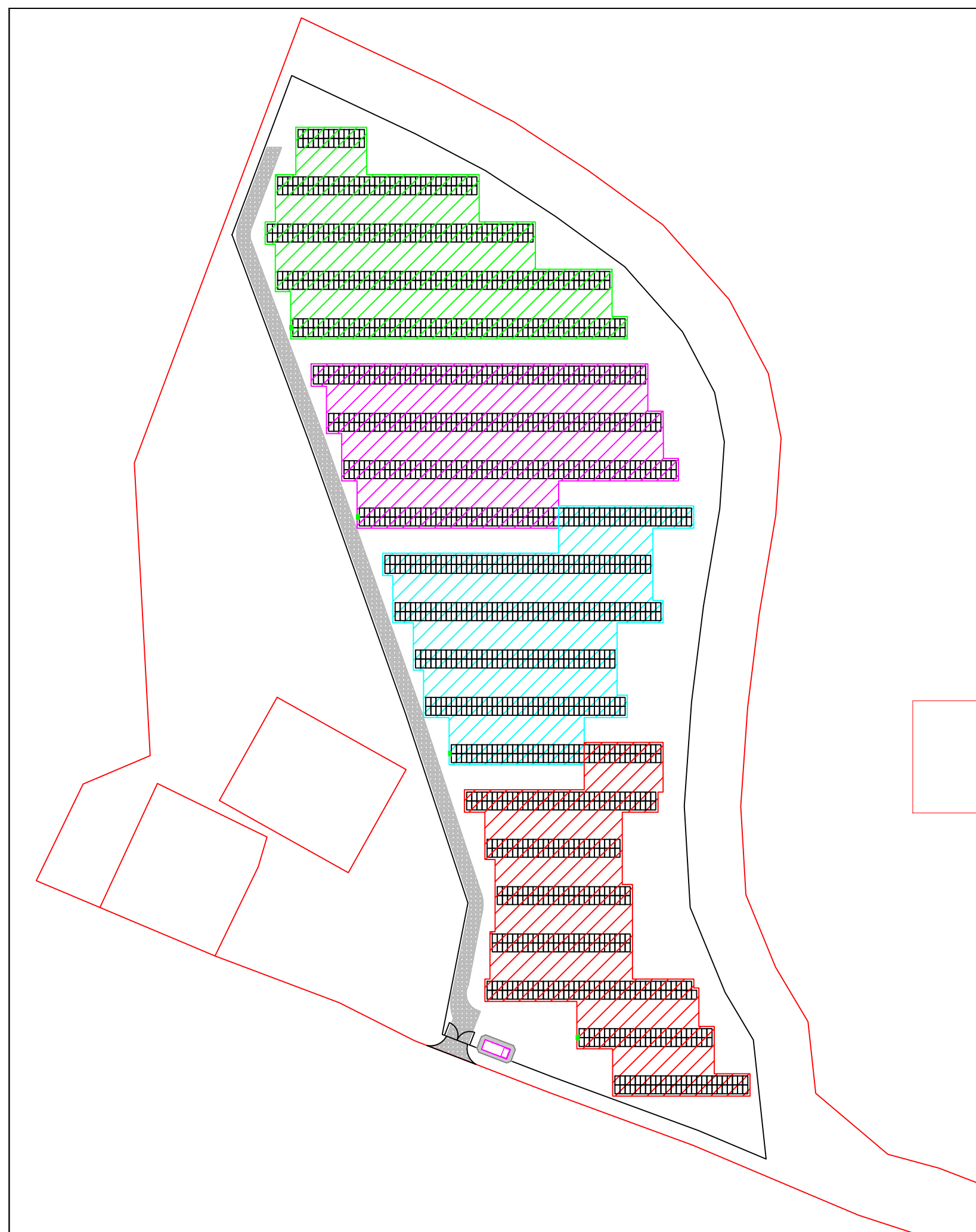
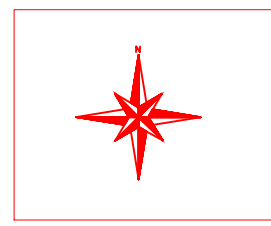






	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PFV LALUEZA	PLANO Nº	03
	PROPIETARIO	EIDF	FIRMA	
	SITUACIÓN	Pol. 10 Parc. 5054, El Vado, Lalueza, Huesca	 <small>A-3-008 Pol. 105 - Lalueza - Cofre nº3 - 35992 - Barro (PONTEVEDRA)</small>	
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)		
	ESCALA	PLANO		
	FECHA	EMPLAZAMIENTO. CATASTRO		
	DICIEMBRE 2020			





LEYENDA	
	LMT 15 kV "Lalueza"
	Apoyo existente. Punto de conexión
	CT+CPM Y CS
	Zanja MT (línea evacuación)
	Zanja CA BT
	Zanja CC BT
	Inversores
	Estructura fija (módulos FV)
	Servidumbre de vuelo LMT existente

	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PFV LALUEZA	PLANO N°	04
	PROPIETARIO	EIDF	FIRMA	
	SITUACIÓN	Pol. 10 Parc. 5054. El Vado. Lalueza. Huesca	 <small>A-52462-058 Pol. 10 Parc. 5054 - Cuadro nº3 38692 - Barro (PONTEVEDRA)</small>	
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG N° 3.002)		
	ESCALA	A-3 1:1000	PLANO	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA
FECHA	DICIEMBRE 2020			



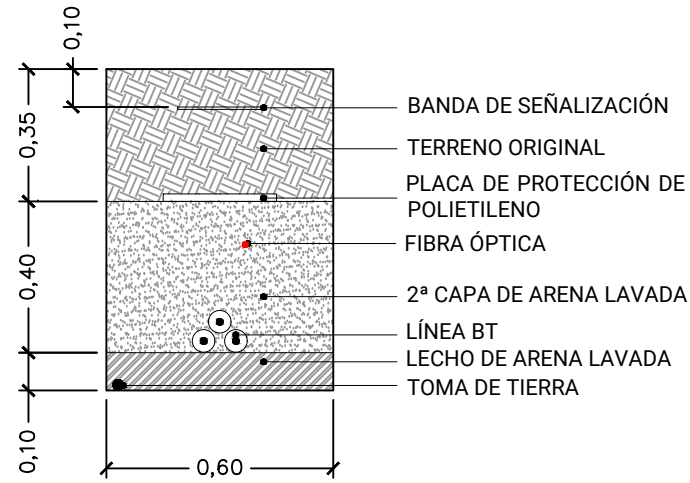
LEYENDA	
	Zona inversor 1
	Zona inversor 2
	Zona inversor 3
	Zona inversor 4

1.851 módulos de 540 Wp
999,54 kWp

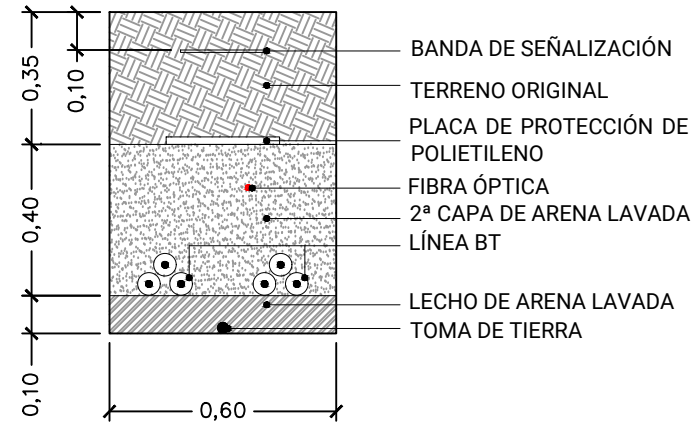
	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PFV LALUEZA	PLANO Nº	05
	PROPIETARIO	EIDF	FIRMA	 <small>A-52420-008 Pol. Ind. Gálada - Cuño nº3 36992 - Barro (PONTEVEDRA)</small>
	SITUACIÓN	Pol. 10 Parc. 5054. El Vado. Lalueza. Huesca		
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)		
	ESCALA	A-3 1:1000	PLANO	
FECHA	DICIEMBRE 2020			

CANALIZACIONES DE BT

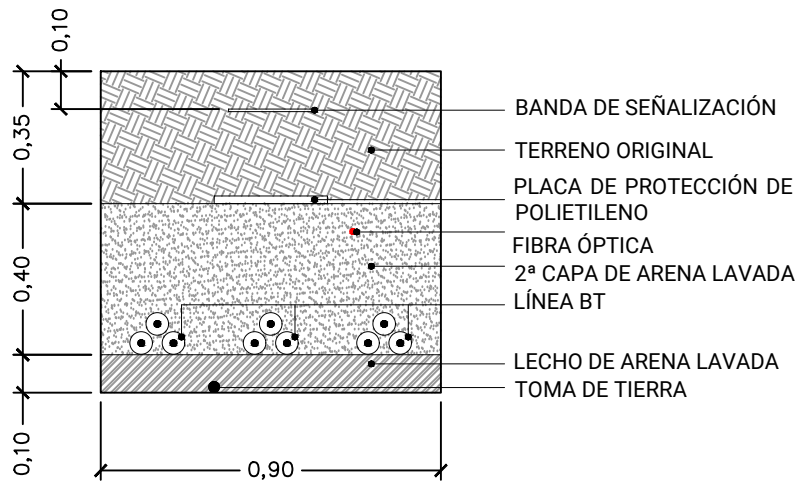
SECCIÓN EN TIERRA (1 TERNAS)



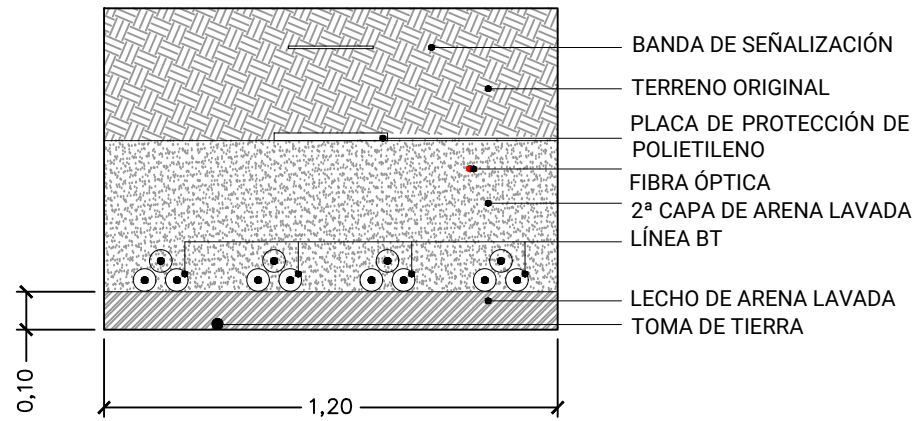
SECCIÓN EN TIERRA (2 TERNAS)



SECCIÓN EN TIERRA (3 TERNAS)

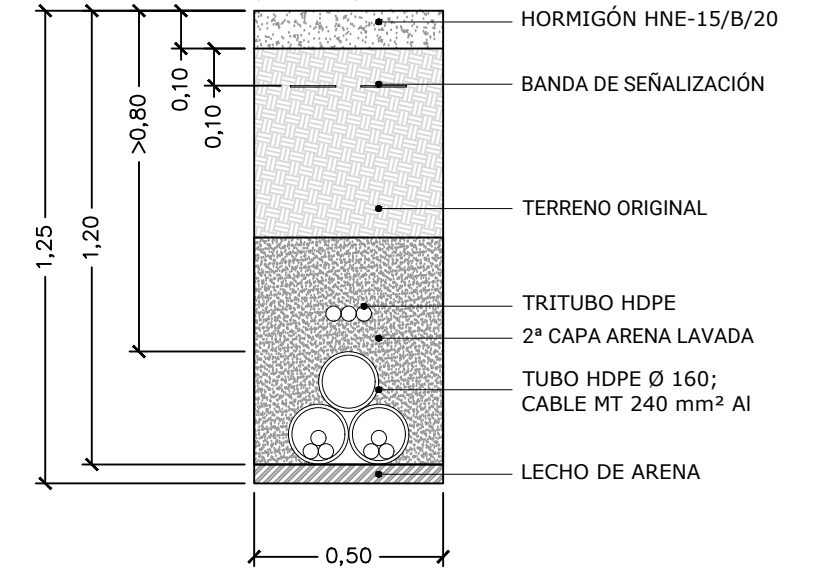


SECCIÓN EN TIERRA (4 TERNAS)

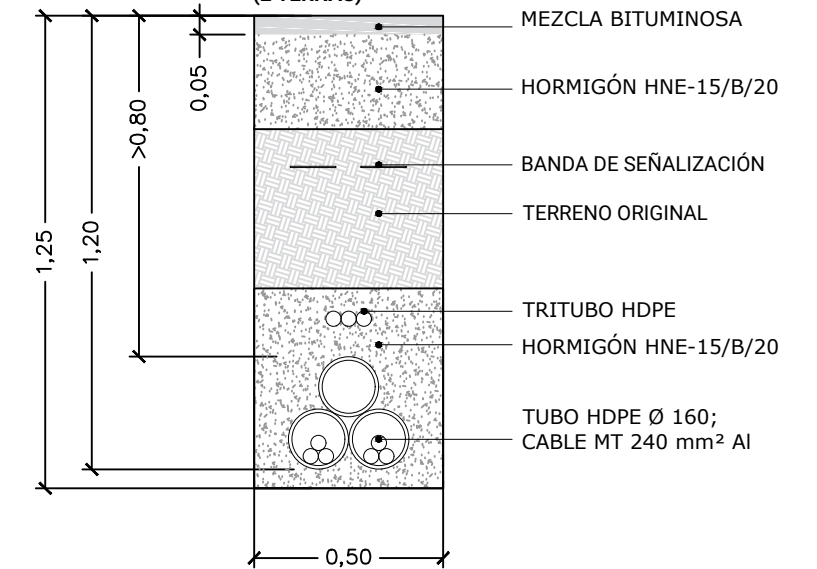




CANALIZACIONES DE MT (ZONA DISTRIBUIDORA)

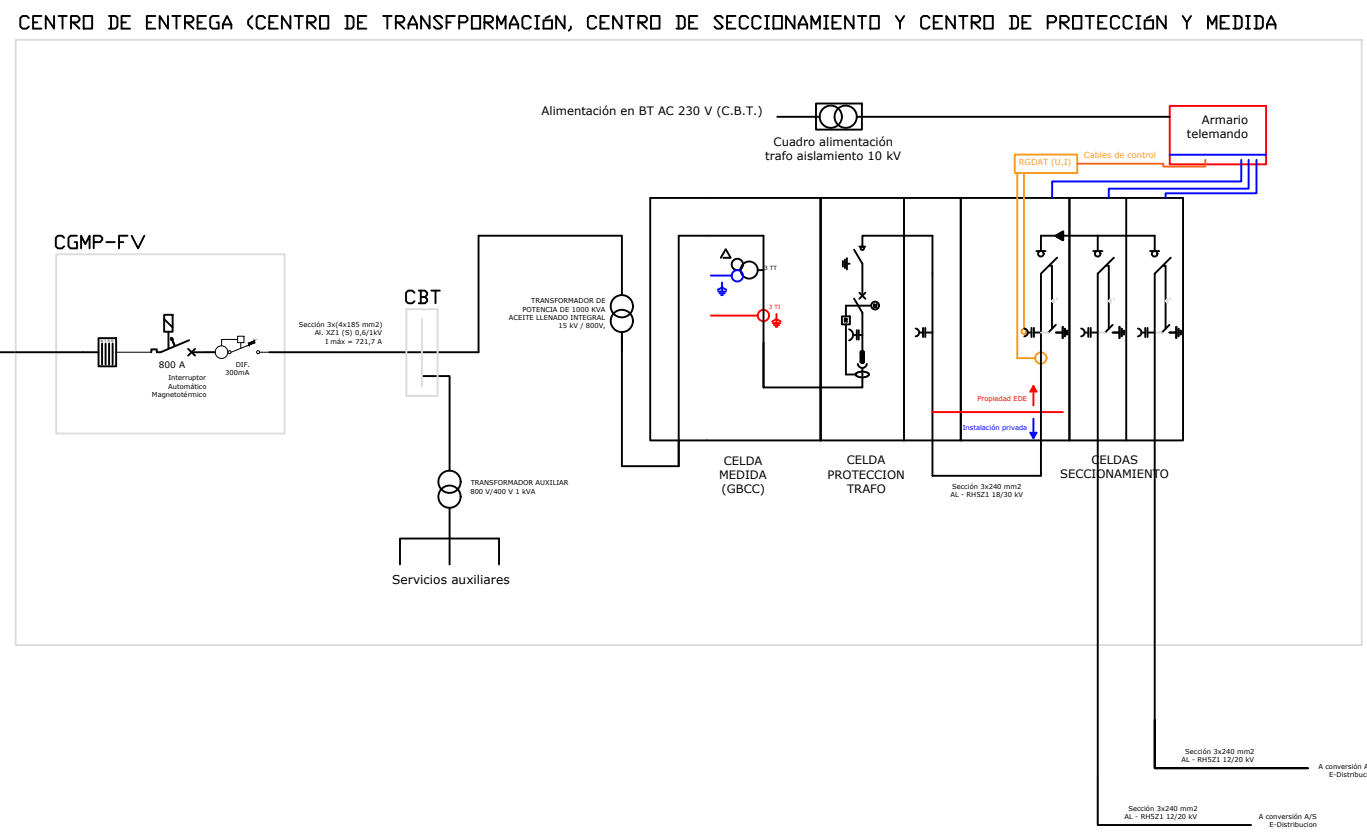
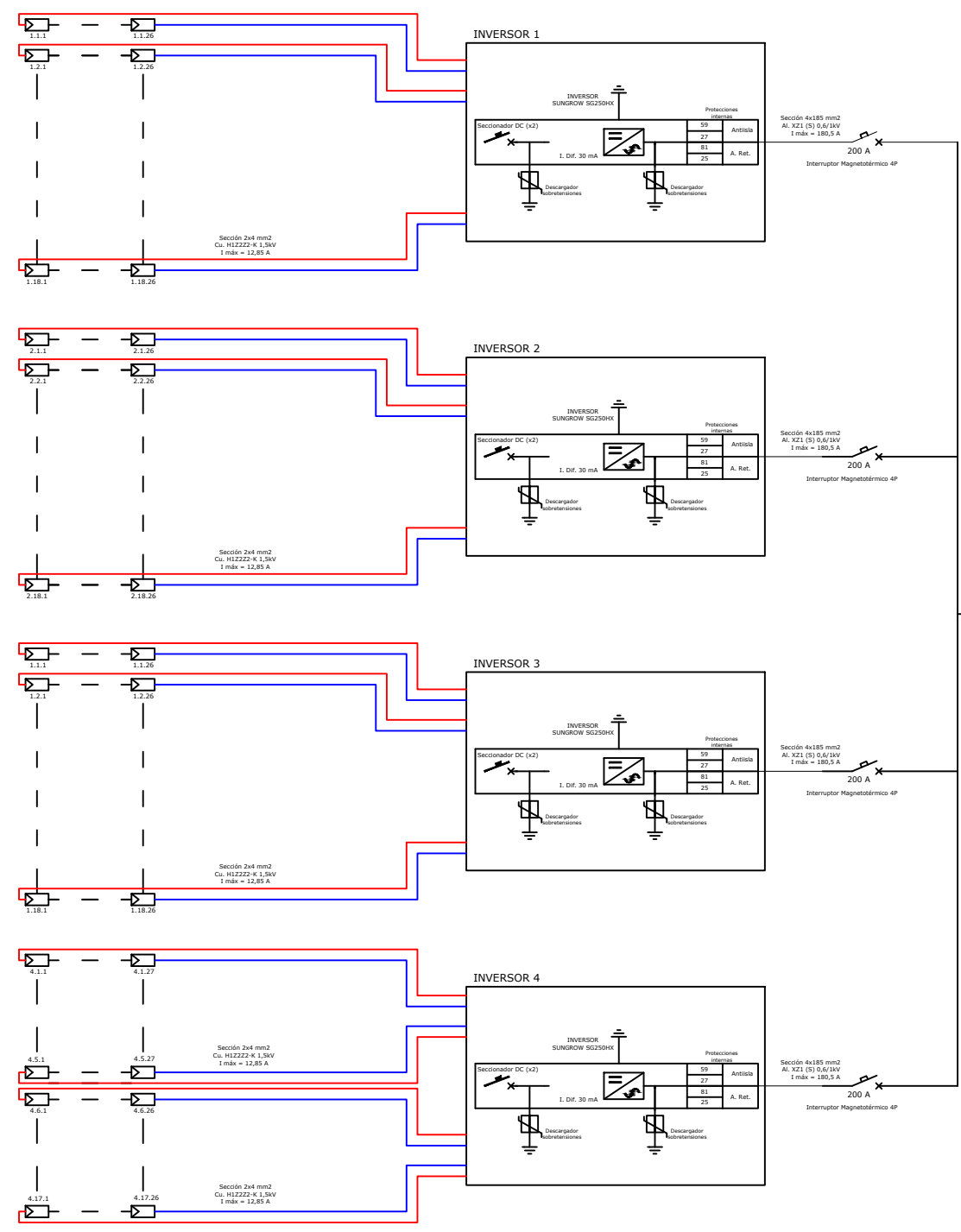
SECCIÓN EN TIERRA
(2 TERNAS)





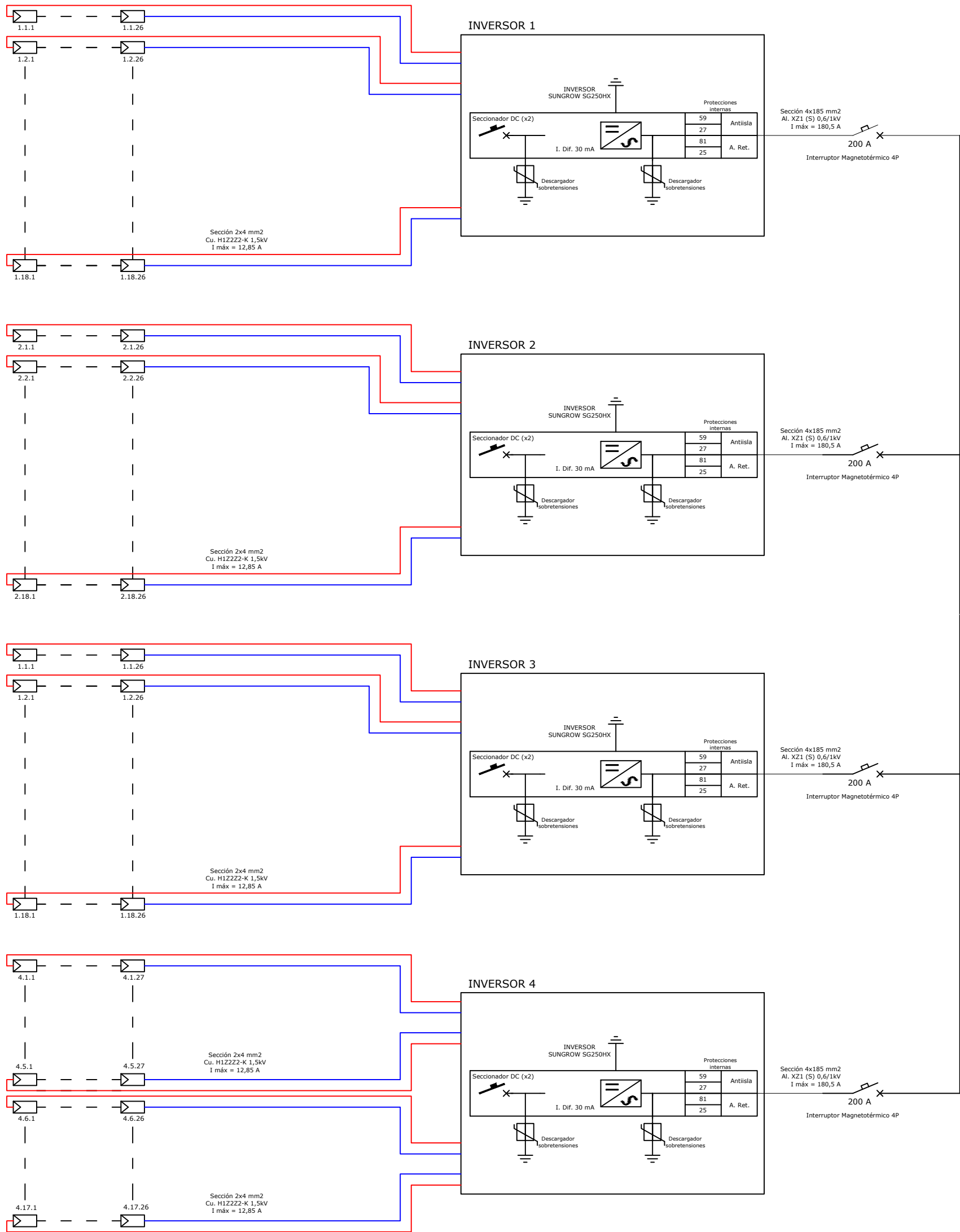
SECCIÓN EN CRUCE DE CAMINOS
(2 TERNAS)



	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PFV LALUEZA	PLANO Nº	06
	PROPIETARIO	EIDF	FIRMA	
	SITUACIÓN	Pol. 10 Parc. 5054. El Vado. Lalueza. Huesca		
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)		
	ESCALA	A-3 1:20	PLANO	
FECHA	DICIEMBRE 2020	CANALIZACIONES DE BT Y MT		



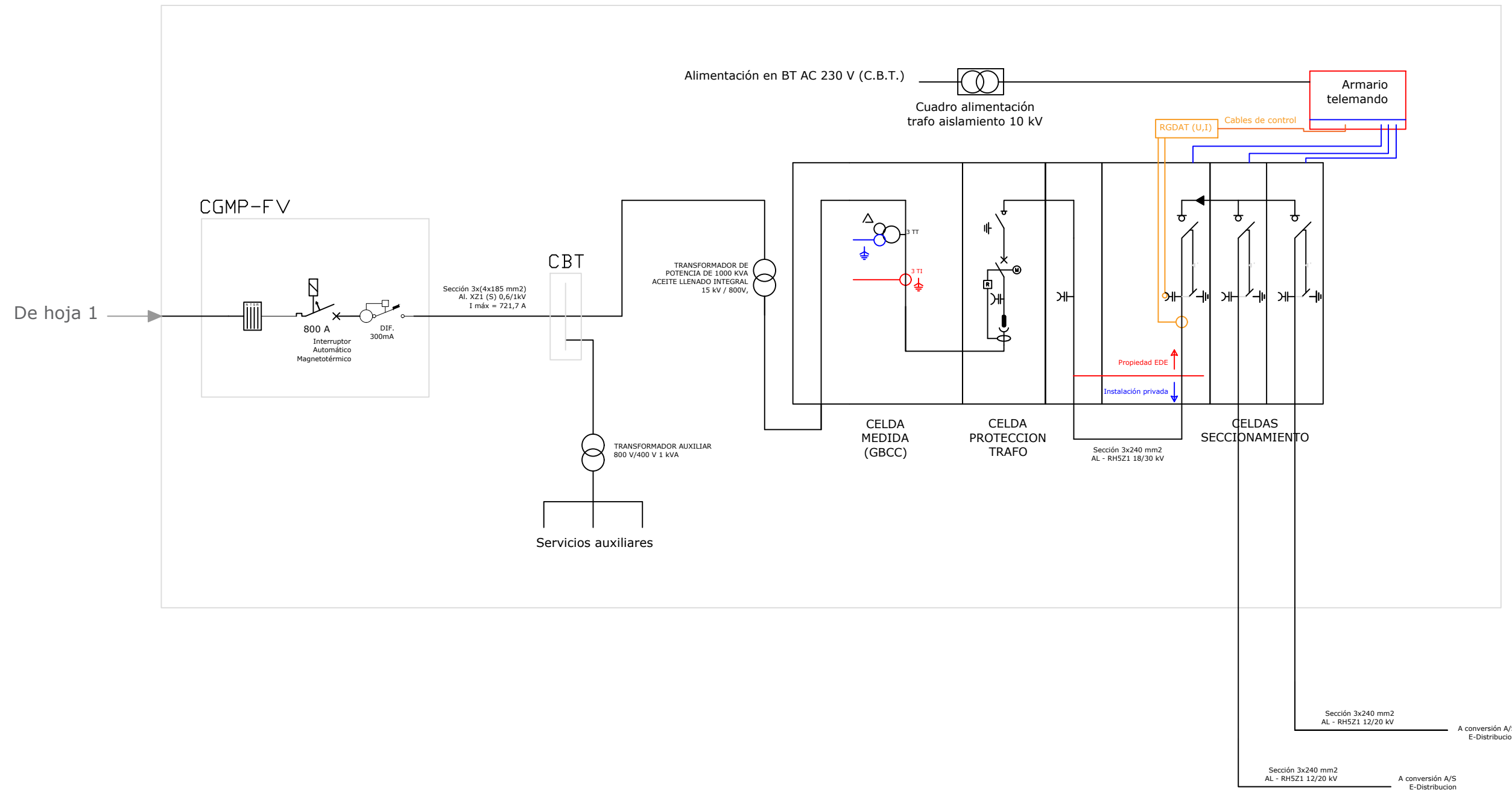
	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PFV LALUEZA	PLANO Nº	07
	PROPIETARIO	EIDF	FIRMA	
	SITUACIÓN	Pol. 10 Parc. 5054. El Vado. Lalueza. Huesca		
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)		
	ESCALA	A-3 S/E	PLANO	ESQUEMA UNIFILAR. GENERAL
FECHA	DICIEMBRE 2020			





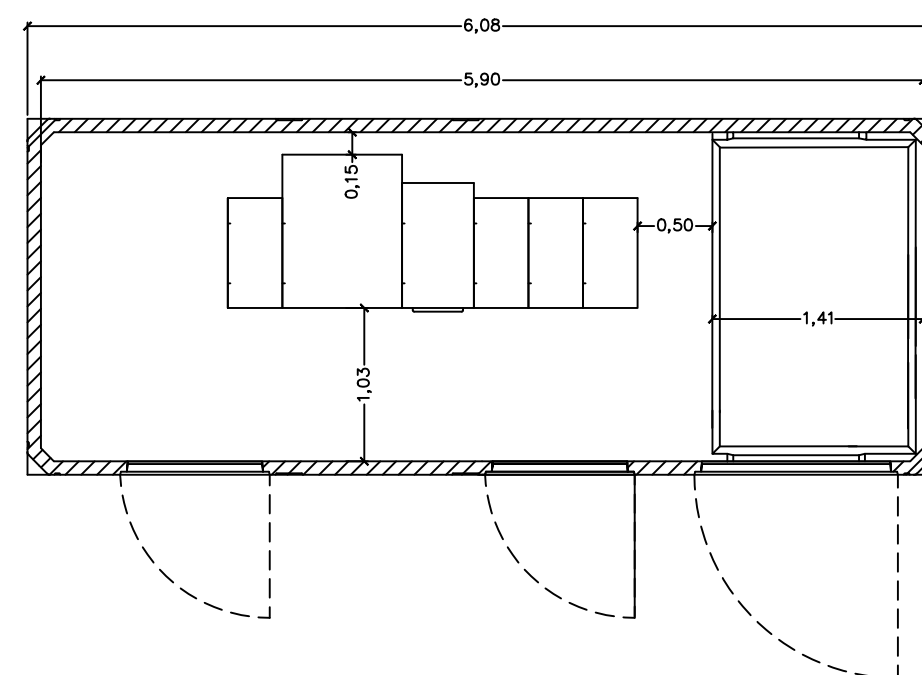
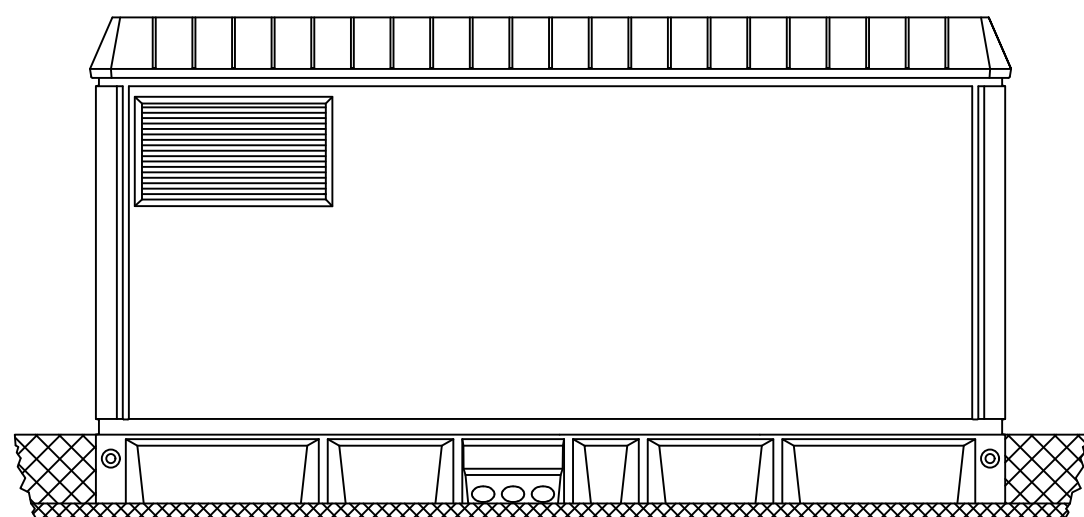
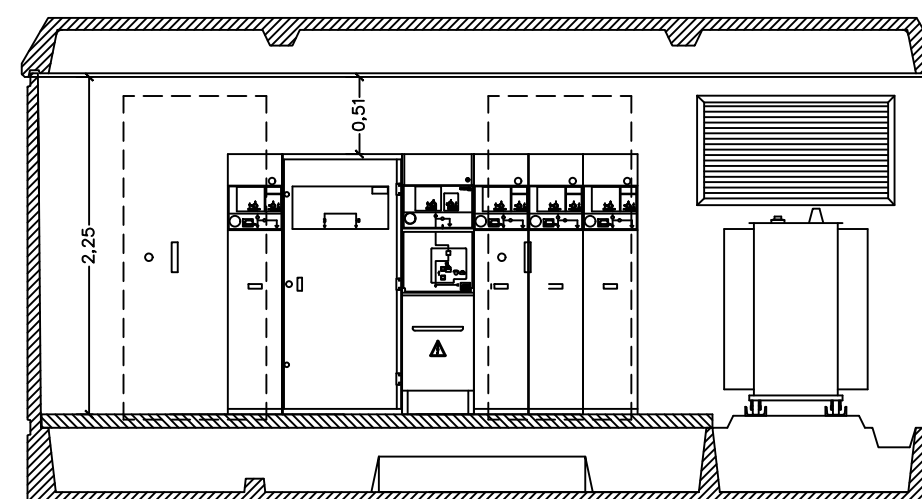
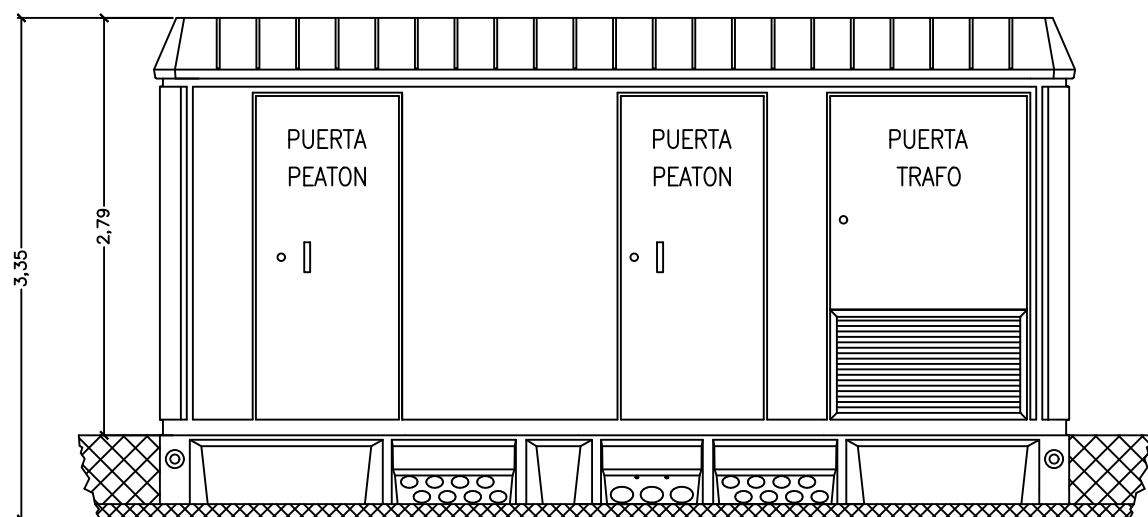
→ A hoja 2



	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PFV LALUEZA	PLANO Nº	08
	PROPIETARIO	EIDF	FIRMA	
	SITUACIÓN	Pol. 10 Parc. 5054. El Vado. Lalueza. Huesca	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)
	ESCALA	A-3 S/E	PLANO	ESQUEMA UNIFILAR. HOJA 1
	FECHA	DICIEMBRE 2020		

CENTRO DE ENTREGA (CENTRO DE TRANSFORMACIÓN, CENTRO DE SECCIONAMIENTO Y CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA)



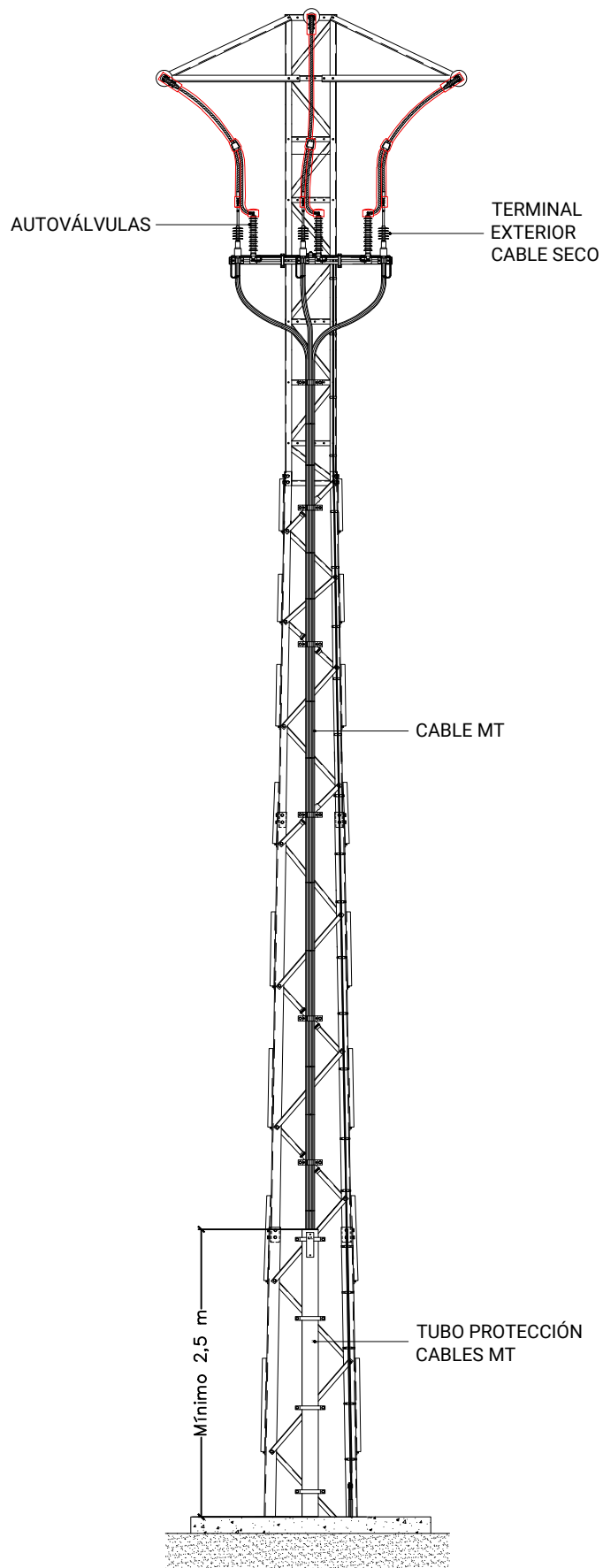
	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PFV LALUEZA	PLANO Nº	09
	PROPIETARIO	EIDF		
	SITUACIÓN	Pol. 10 Parc. 5054. El Vado. Lalueza. Huesca	FIRMA	
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIG Nº 3.002)	 <small>A-33/025/058 Lucía Lampón Bentón - Cofe nº 3 - 35692 - Barro (PONTEVEDRA)</small>	
	ESCALA A-3 S/E	PLANO ESQUEMA UNIFILAR. HOJA 2		
FECHA	DICIEMBRE 2020			



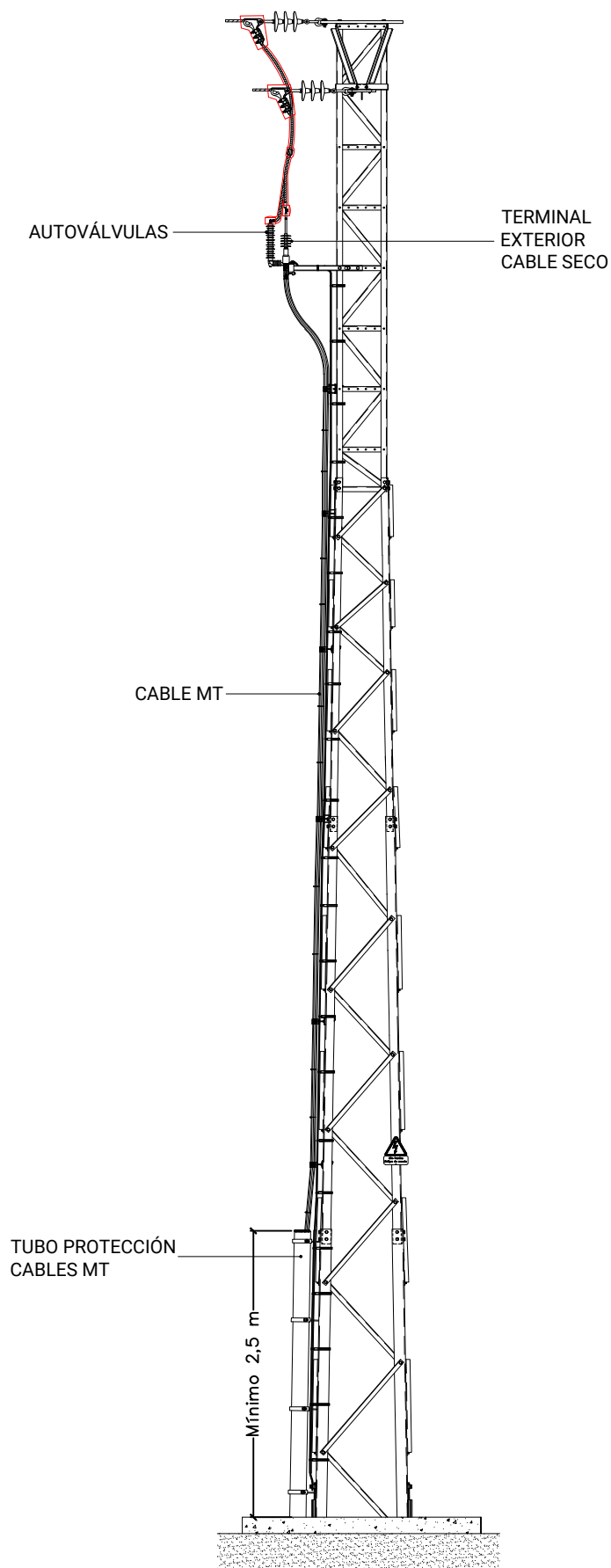
	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PFV LALUEZA	PLANO Nº	10
	PROPIETARIO	EIDF		
	SITUACIÓN	Pol. 10 Parc. 5054. El Vado. Lalueza. Huesca		
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIG Nº 3.002)		
	ESCALA A-3 1:50	PLANO CENTRO DE ENTREGA (CT-FV, CPM Y CS)		
FECHA DICIEMBRE 2020			FIRMA	 <small>A-35.025.058 Eduardo Díez - Cofre nº3 - 35992 - Barro (PONTEVEDRA)</small>



CONVERSIÓN AÉRA/SUBTERRÁNEA

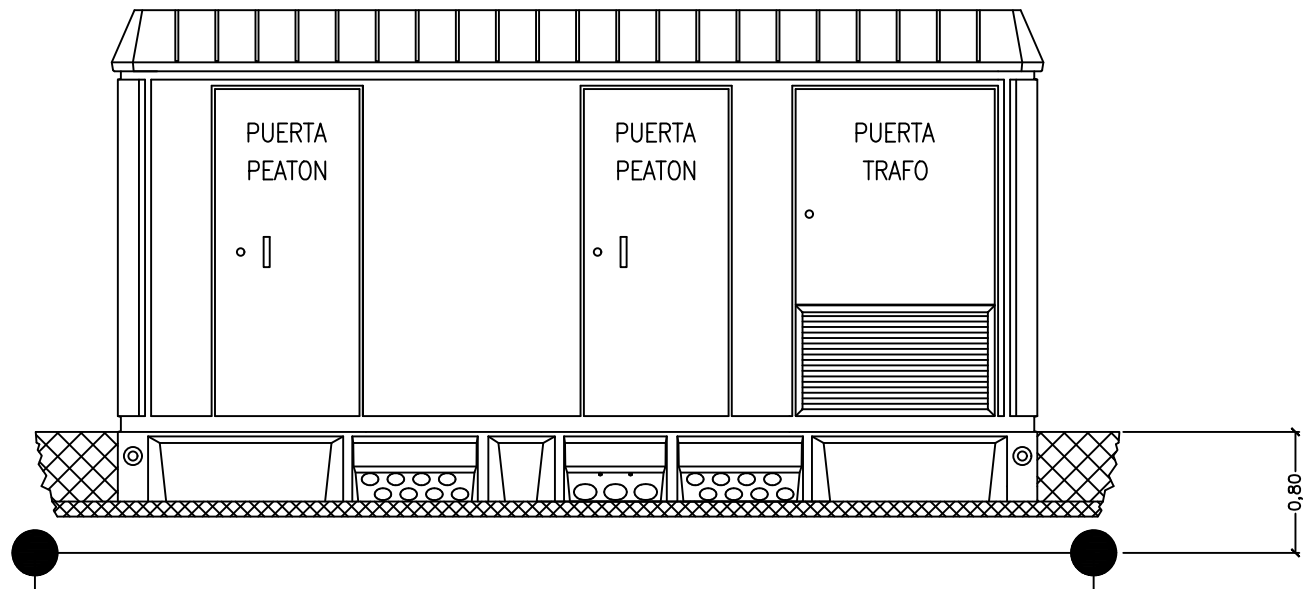
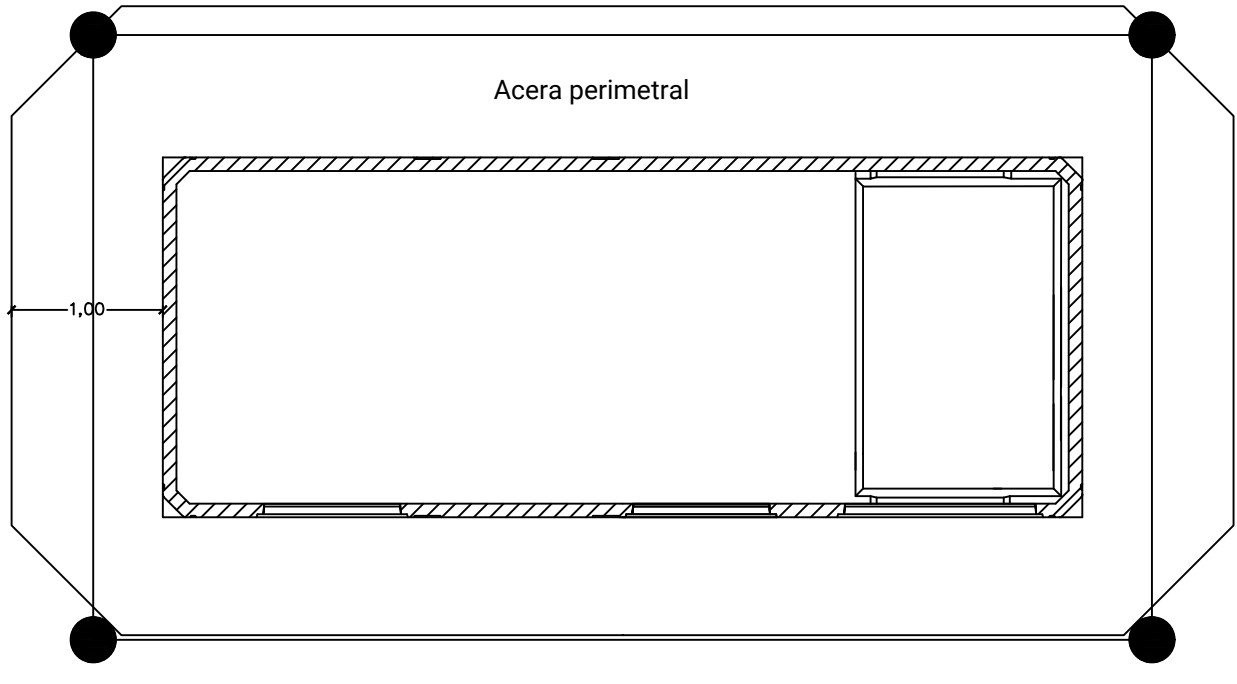
VISTA FRONTAL





VISTA LATERAL



	TÍTULO		INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PFV LALUEZA	PLANO Nº	11	
	PROPIETARIO		EIDF			
	SITUACIÓN		Pol. 10 Parc. 5054. El Vado. Lalueza. Huesca		FIRMA	
	INGENIERO		LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)			
	ESCALA	PLANO	CONVERSIÓN AÉREA/SUBTERRÁNEA			
A-3 S/E						
FECHA						
DICIEMBRE 2020						



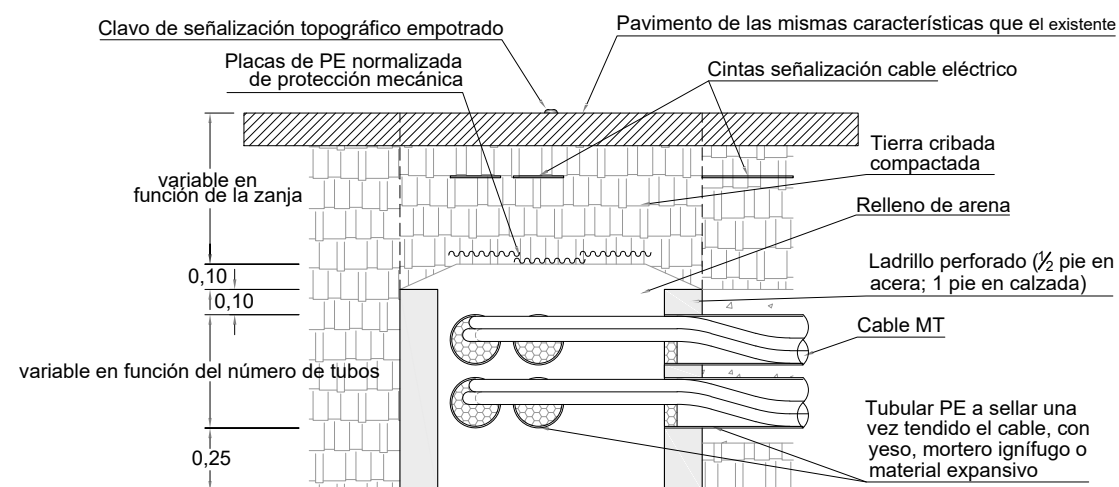
PaT de protección
 70-40/8/42
 independiente de puesta
 a tierra de servicio

	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PFV LALUEZA	PLANO Nº
	PROPIETARIO	EIDF	12
	SITUACIÓN	Pol. 10 Parc. 5054. El Vado. Lalueza. Huesca	FIRMA
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)	
	ESCALA	PLANO	
A-3	1:50	PUESTA A TIERRA CT	
FECHA	DICIEMBRE 2020		

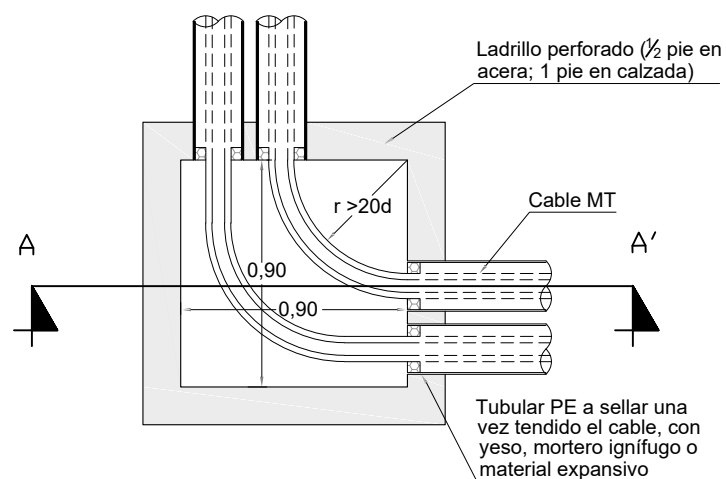
ARQUETA A1 CIEGA

ARQUETA CAMBIO DE SENTIDO

SECCIÓN A-A'



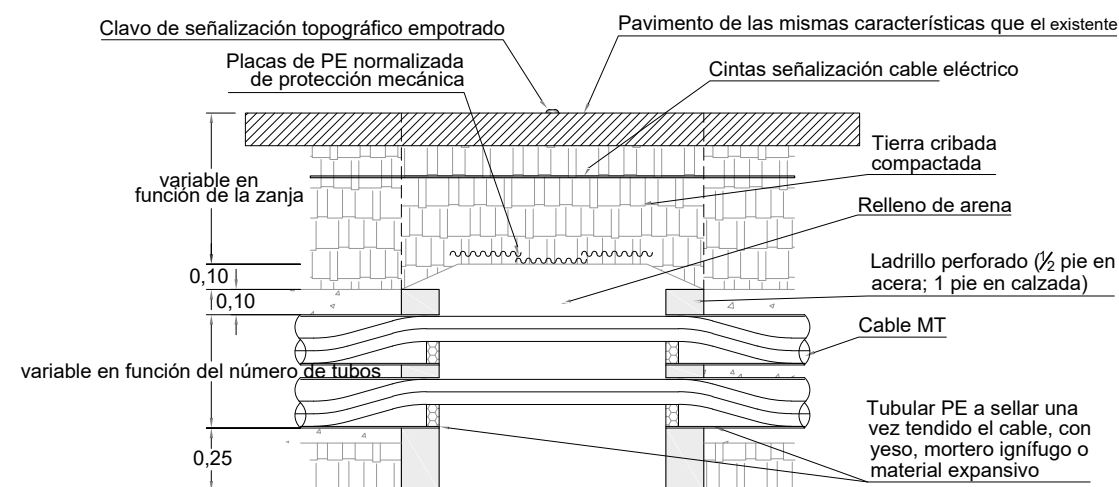
PLANTA



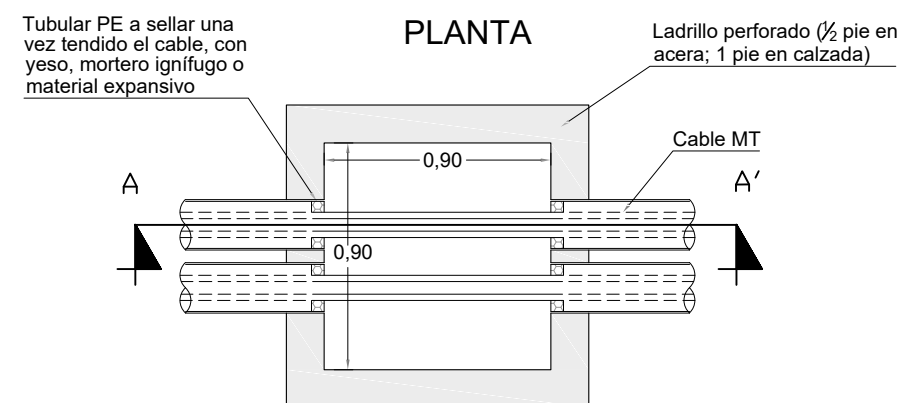
NOTA:
Cantidad y disposición de los tubos, variable en función de las necesidades de la obra

ARQUETA EN ALINEACIÓN

SECCIÓN A-A'



PLANTA

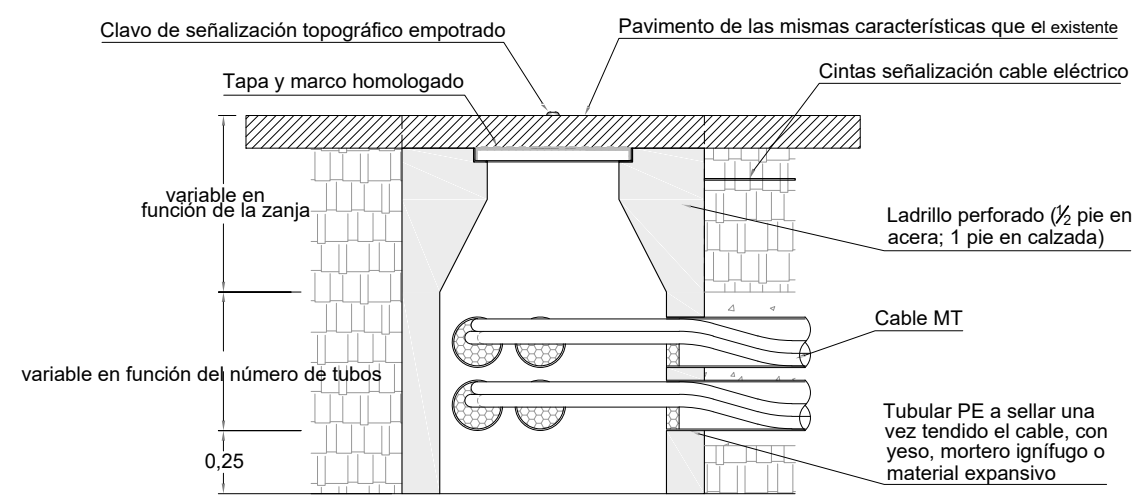


	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PFV LALUEZA	PLANO Nº	13
	PROPIETARIO	EIDF		
	SITUACIÓN	Pol. 10 Parc. 5054. El Vado. Lalueza. Huesca	FIRMA	
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)		
	ESCALA	A-3 1:30	PLANO	ARQUETA CIEGA
FECHA	DICIEMBRE 2020			

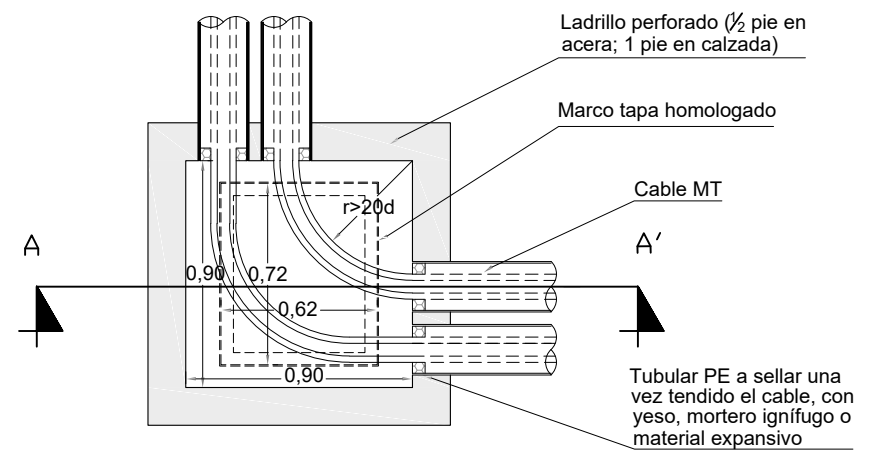
ARQUETA REGISTRABLE

ARQUETA CAMBIO DE SENTIDO

SECCIÓN A-A'



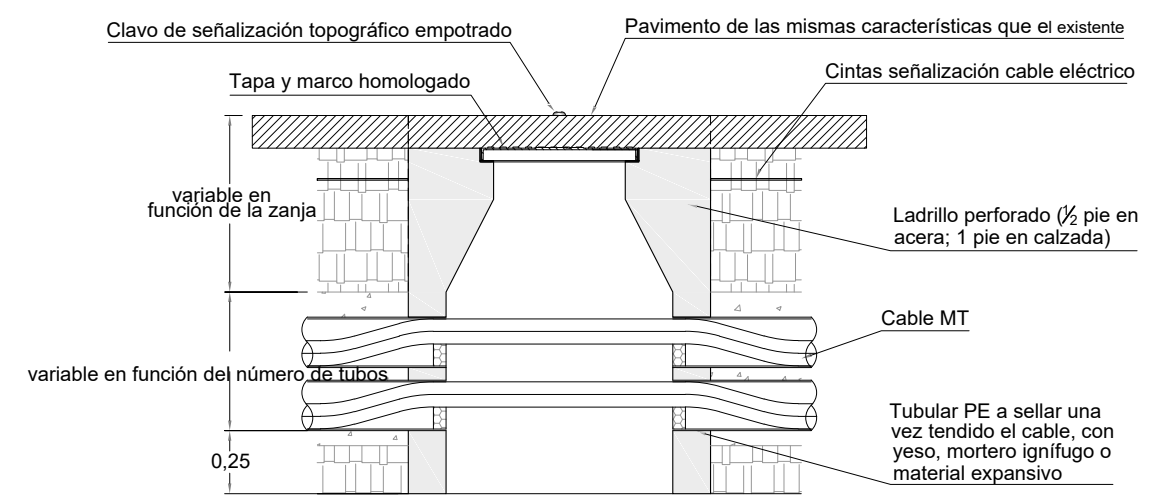
PLANTA



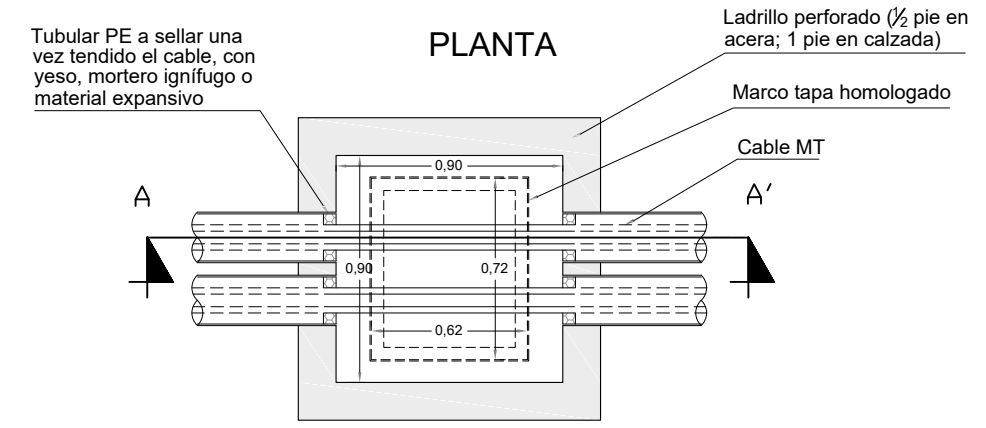
NOTA:
 Cantidad y disposición de los tubos, variable en función de las necesidades de la obra



ARQUETA EN ALINEACIÓN

SECCIÓN A-A'



PLANTA





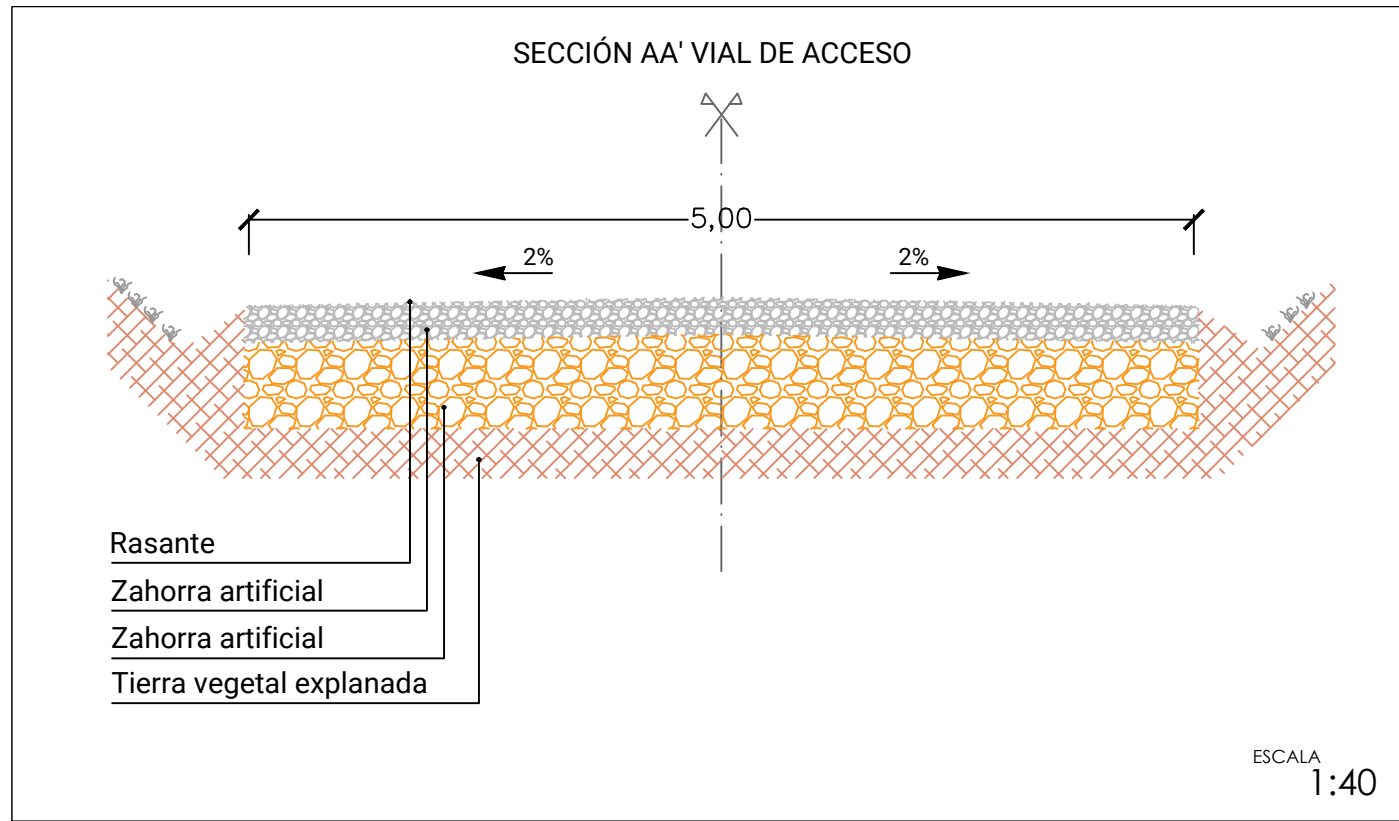
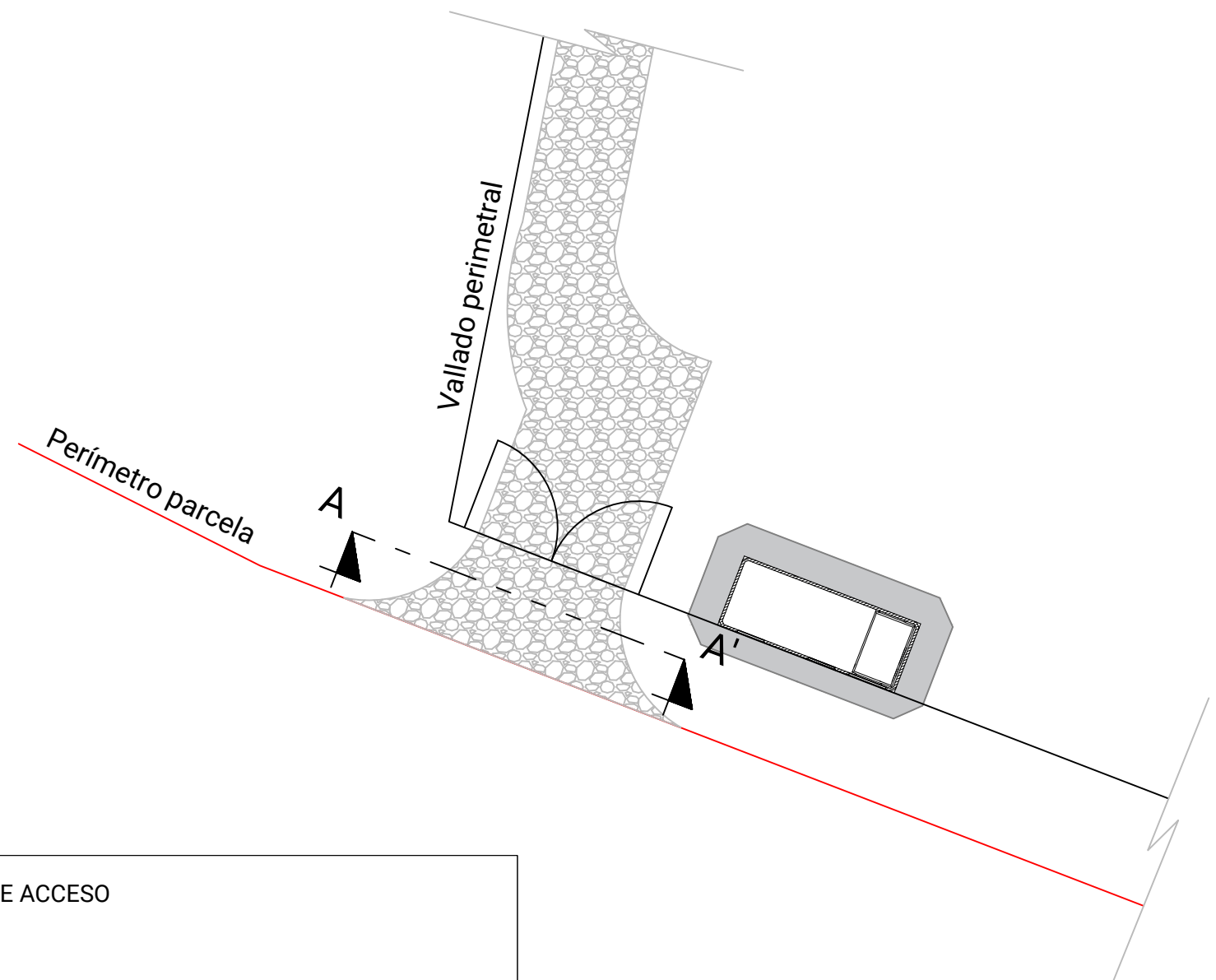
	TÍTULO INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PFV LALUEZA		PLANO Nº 14	
	PROPIETARIO EIDF		FIRMA 	
	SITUACIÓN Pol. 10 Parc. 5054. El Vado. Lalueza. Huesca			
	INGENIERO LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)		ARQUETA REGISTRABLE	
	ESCALA A-3 1:30	PLANO		
	FECHA DICIEMBRE 2020			





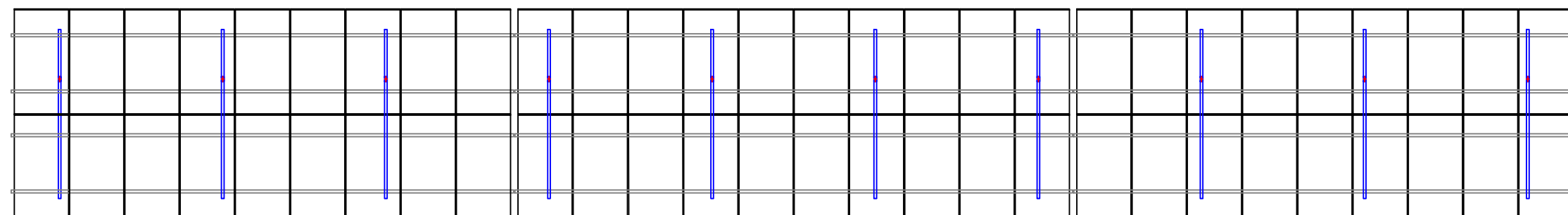
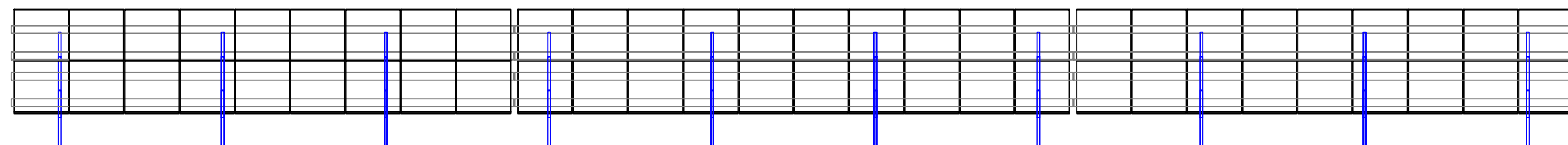
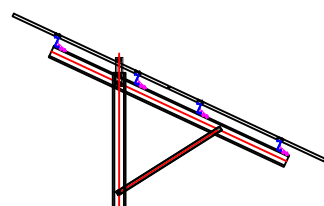
Vial interno

Acceso al parque

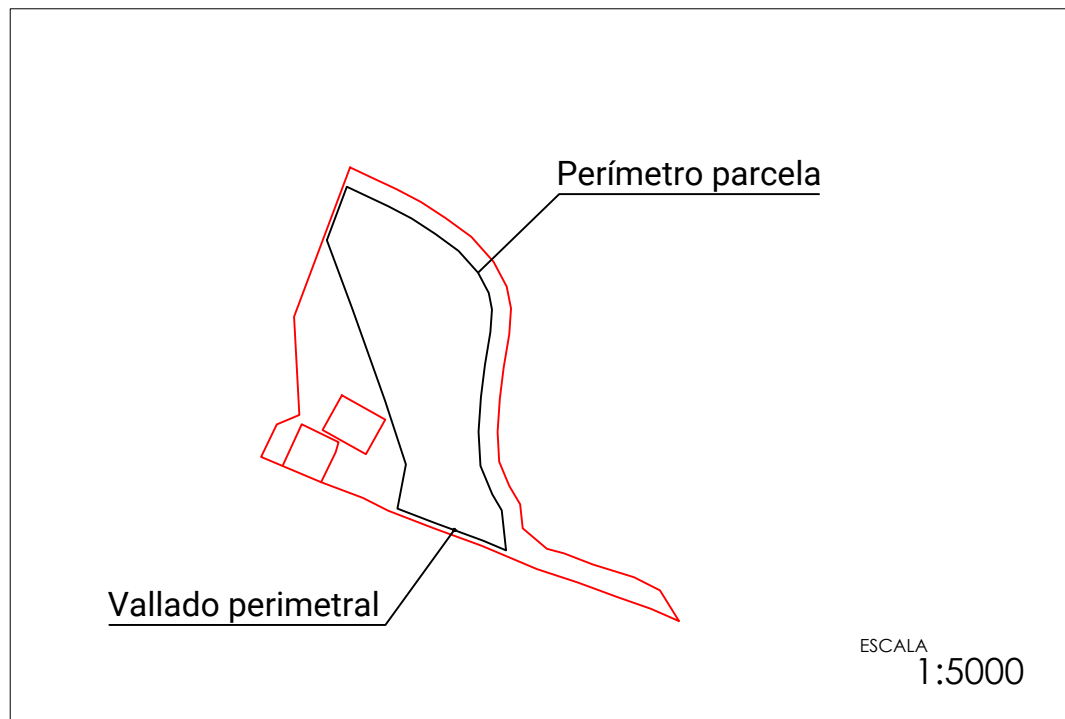
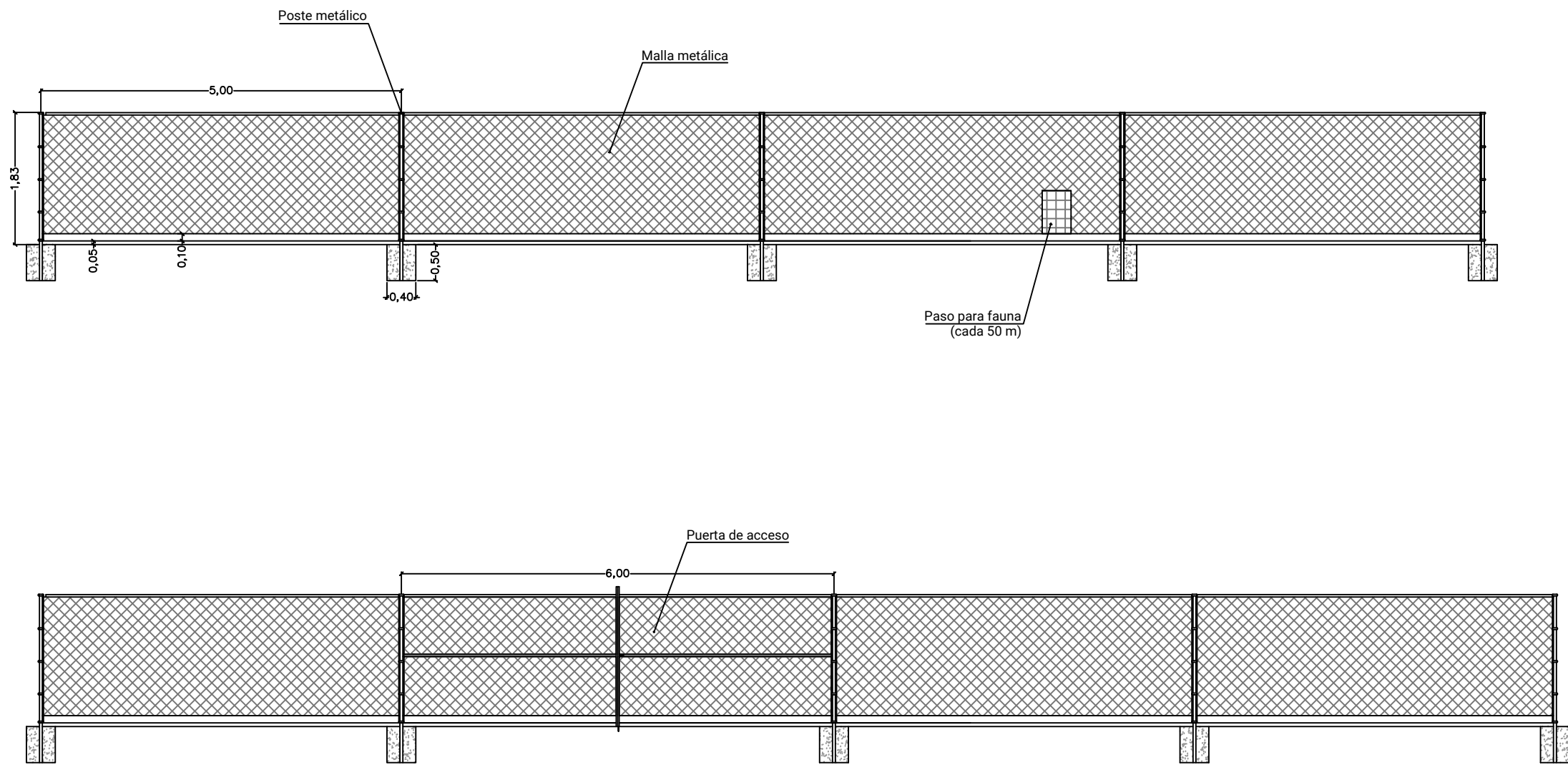
	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PFV LALUEZA	PLANO Nº	15
	PROPIETARIO	EIDF	FIRMA	
	SITUACIÓN	Pol. 10 Parc. 5054. El Vado. Lalueza. Huesca	 <small>A-52465-058 Pol. Ins. Gálada - Cuatro nº3 36992 - Barro (PONTEVEDRA)</small>	
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)		
	ESCALA	A-3 1:1000		
FECHA	DICIEMBRE 2020	PLANO	VIALES Y ACCESO AL PFV	





	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PFV LALUEZA	PLANO Nº	16
	PROPIETARIO	EIDF	FIRMA	 <small>A-52420-008 Pol. Ind. Gálada - Cueta nº3 36992 - Barro (PONTEVEDRA)</small>
	SITUACIÓN	Pol. 10 Parc. 5054. El Vado. Lalueza. Huesca		
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)	PLANO	SECCIÓN VIAL
	ESCALA	A-3 1:200	FECHA	DICIEMBRE 2020



	TÍTULO INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PFV LALUEZA		PLANO Nº 17
	PROPIETARIO EIDF		FIRMA 
	SITUACIÓN Pol. 10 Parc. 5054. El Vado. Lalueza. Huesca		
	INGENIERO LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIG Nº 3.002)		
	ESCALA A-3 1:100	PLANO ESTRUCTURA MÓDULOS	
FECHA DICIEMBRE 2020			



	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PFV LALUEZA	PLANO Nº	18
	PROPIETARIO	EIDF	FIRMA	
	SITUACIÓN	Pol. 10 Parc. 5054. El Vado. Lalueza. Huesca	 <small>A-52420-008 Pol. Ins. Dúvida - Cuatro nº3 36992 - Barro (PONTEVEDRA)</small>	
	INGENIERO	LUCÍA LAMPÓN BENTRÓN (ICOIIG Nº 3.002)		
ESCALA	A-3 1:75	PLANO	VALLADO PERIMETRAL Y PUERTA DE ACCESO	
FECHA	DICIEMBRE 2020			



Documento 03: Pliego de condiciones

3.1. Condiciones generales

3.1.1. Introducción

En el presente pliego de condiciones se tendrá por objeto el regular, garantizar y confrontar que tanto los materiales, aparatos, obras e instalaciones, se hagan de acuerdo a unas condiciones determinadas.

3.1.2. Reglamentos y normas

Todas las unidades de obra se ejecutarán cumpliendo las prescripciones indicadas en los Reglamentos de Seguridad y Normas Técnicas de obligado cumplimiento para este tipo de instalaciones, tanto de ámbito nacional, autonómico como municipal, así como, todas las otras que se establezcan en la Memoria del mismo.

Se adaptarán, además, a las presentes condiciones particulares que complementarán las indicadas por los Reglamentos y normas citadas.

3.1.3. Materiales

Todos los materiales empleados serán de primera calidad. Cumplirán las especificaciones y tendrán las características indicadas en el proyecto y en las normas técnicas generales, para este tipo de materiales.

Toda especificación o característica de materiales que figuren en uno solo de los documentos del proyecto, aún sin figurar en los otros es igualmente obligatoria. En caso de existir contradicción u omisión en los documentos del proyecto, el Contratista obtendrá la obligación de ponerlo de manifiesto al Técnico director de la obra, quien decidirá sobre el particular. En ningún caso podrá suplir la falta directamente, sin la autorización expresa.

Una vez adjudicada la obra definitivamente y antes de iniciarse esta, el Contratista presentará al Técnico Director los catálogos, cartas muestra, certificados de garantía o de homologación de los materiales que vayan a emplearse. No podrán utilizarse materiales que no hayan sido aceptados por el Técnico Director.



ICOIIG

Nº 20203341

04/12/2020

3.1.4. Ejecución de las obras

3.1.4.1. *Comienzo*

El contratista dará comienzo a la obra en el plazo que figure en el contrato establecido con la Propiedad, o en su defecto a los quince días de la adjudicación definitiva o de la firma de contrato.

3.1.4.2. *Plazo de ejecución*

La obra se ejecutará en el plazo que se estipule en el contrato suscrito con la propiedad o en su defecto en el que figure en las condiciones de este pliego.

Cuando el ritmo de trabajo establecido por el Contratista, no sea el normal, o bien a petición de una de las partes, se podrá convenir una programación de inspecciones obligatorias de acuerdo con el plan de obra.

3.1.4.3. *Libro de Órdenes*

El contratista dispondrá en la obra de un Libro de Órdenes en el que se escribirán las que el Técnico Director estime darle a través del encargado o persona responsable, sin perjuicio de las que le dé por oficio cuando lo crea necesario y que tendrá la obligación de firmar el enterado.

3.1.5. Interpretación y desarrollo del proyecto

La interpretación técnica de los documentos del proyecto, corresponde al Técnico Director. El Contratista está obligado a someter a éste a cualquier duda, aclaración o contradicción que surja durante la ejecución de la obra por causa del proyecto, o circunstancias ajenas, siempre con la suficiente antelación en función de la importancia del asunto.

El Contratista se hace responsable de cualquier error de la ejecución motivado por la omisión de esta obligación y consecuentemente deberá rehacer su costa los trabajos que correspondan a la correcta interpretación del proyecto.

El Contratista notificará por escrito o personalmente en forma directa al Técnico Director y con suficiente antelación las fechas en que quedarán preparadas para inspección,



cada una de las partes de obra para las que se ha indicado la necesidad o conveniencia de la misma.

3.1.6. Obras complementarias

El Contratista tiene la obligación de realizar todas las obras complementarias que sean indispensables para ejecutar cualquiera de las unidades de obra especificadas en cualquiera de los documentos del proyecto, aunque en él, no figuren explícitamente mencionadas dichas obras complementarias. Todo ello sin variación del importe del contrato.

3.1.7. Obra defectuosa

Es obligación del Contratista la conservación en perfecto estado de las unidades de obra realizadas hasta la fecha de la recepción definitiva por la Propiedad, y corren a su cargo los gastos derivados de ello.

3.1.8. Recepción de las obras

3.1.8.1. *Recepción provisional*

Una vez terminadas las obras, tendrá lugar la recepción provisional y para ello se practicará en ellas un detenido reconocimiento por el Técnico Director y la Propiedad en presencia del Contratista, levantando acta y empezando a correr ese día el plazo de garantía.

3.1.8.2. *Plazo de garantía*

El plazo de garantía será como mínimo de un año, contado desde la fecha de la recepción provisional, o bien el que se establezca en el contrato también contado desde la misma fecha. Durante este período queda a cargo del Contratista la conservación de las obras y arreglo de los desperfectos causados por asiento de las mismas o por mala construcción.

3.1.8.3. *Recepción definitiva*

La recepción definitiva se realizará después de transcurrido el plazo de garantía de igual forma que la provisional. A partir de esta fecha cesará la obligación del Contratista de



conservar y reparar a su cargo las obras si bien subsistirán las responsabilidades que pudiera tener por defectos ocultos y deficiencias de causa dudosa.

3.2. Condiciones facultativas

3.2.1. Normas a seguir

- Reglamento electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Complementarias.
- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.
- Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión.
- Recomendaciones UNESA y normas UNE.
- Publicaciones del Comité Electrotécnico Internacional (CIE).
- Plan Nacional y Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo.

Y, además, a lo indicado en este Pliego de Condiciones.

3.2.2. Personal

El Contratista tendrá al frente de la obra un encargado con autoridad sobre los demás operarios y conocimientos acreditados y suficientes para la ejecución de la obra.

El Contratista tendrá en la obra, el número y clase de operarios que haga falta para el volumen y naturaleza de los trabajos que se realicen, los cuales serán de reconocida aptitud y experimentados en el oficio. El Contratista estará obligado a separar de la obra, a aquel personal que a juicio del Técnico Director no cumpla con sus obligaciones, realice el trabajo defectuosamente, bien por falta de conocimientos o por obrar de mala fe.

3.2.3. Reconocimientos y ensayos previos

Cuando lo estime oportuno el Técnico Director, podrá encargar y ordenar el análisis, ensayo o comprobación de los materiales, elementos o instalaciones, bien sea en fábrica de origen, laboratorios oficiales o en la misma obra, según crea más conveniente, aunque estos no estén indicados en este pliego.

En el caso de discrepancia, los ensayos o pruebas se efectuarán en el laboratorio oficial que el Técnico Director de obra designe.



Los gastos ocasionados por estas pruebas serán a cargo de la empresa contratada.

3.3. Condiciones técnicas

3.3.1. Condiciones técnicas de las líneas

3.3.1.1. *Calidad de los materiales*

Los cables que se emplearán en el tendido de las Líneas Subterráneas de Baja, Media y Alta Tensión serán unipolares de aislamiento de dieléctrico seco de las características descritas en la Memoria y Planos.

No se permitirán realizar empalmes. En caso de tener que hacerse alguno, sólo se permitirá en los cableados de corriente continua y se mantendrá la continuidad de la pantalla metálica, por medio de conexiones adecuadas que garanticen la perfecta conexión eléctrica, así como el apantallamiento total del empalme. Estas conexiones deberán soportar corrientes de cortocircuito no inferiores a las específicas para las pantallas de los cables que forman el empalme. Los empalmes serán confeccionados de tal forma, que estén contenidos en una sola envolvente, una por fase, quedando todas las conexiones en el interior.

3.3.1.2. *Normas de ejecución de las instalaciones*

Todos los materiales utilizados en las obras e instalaciones, serán de constructores o fabricantes de reconocida solvencia. El contratista vendrá obligado a presentar cuantas especificaciones se requieran para comprobar la bondad de los citados materiales.

Todos los elementos o materiales sometidos a reglamentaciones o especificaciones reglamentarias, deberán estar convenientemente homologados por las entidades oficiales, estatales o paraestatales que entienden del caso.

Los materiales que lo requieran, deberán llevar grabadas de modo inconfundible sus características.

No se admitirán elementos o materiales que no cumplan los requisitos anteriores no pudiendo presentar el contratista reclamación alguna por este motivo o por haber sido rechazado a causa de deficiencias o anomalías observadas en ellos.



Todo el material utilizado deberá estar homologado por UNESA por la CEI, o en todo caso debe ser material que haya sido verificado por el Ministerio de Industria como cumplidor de las exigencias técnicas de funcionamiento requeridas para él. Deben de estar grabados en el material cuanto menos la tensión de servicio y la intensidad para la que han sido dimensionados.

No se podrá modificar la instalación sin la intervención del instalador autorizado o técnico competente, según corresponda.

3.3.1.3. Pruebas reglamentarias

Antes de la recepción de las instalaciones, deberán haber sido realizadas las siguientes mediciones, claro está, con resultados satisfactorios:

- Medición de la resistencia de aislamiento de la instalación.
- Medición del poder dieléctrico de la instalación.
- Medición de la toma de tierra.

Y haberse realizado las siguientes comprobaciones:

- Comprobación visual general de la instalación.
- Comprobación de disparo de los interruptores automáticos.

Debiendo hacerse constar todos estos extremos, en la certificación de Dirección y Terminación de Obra correspondiente a esta instalación.

3.3.1.4. Condiciones de uso, mantenimiento y seguridad

Queda terminantemente prohibido el acceso a los apoyos. a toda persona ajena a su funcionamiento, exceptuando a todo el personal técnico de la misma o perteneciente a la empresa suministradora y también al Agente de la Administración o algún representante del mismo.

El personal encargado de las manipulaciones, tendrá especial cuidado en conservar en perfecto estado de funcionamiento y limpieza todos los elementos y protecciones instalados. Asimismo, se asegurará con frecuencia que los conductores que unen los apoyos con las tomas de tierra estén en perfecto estado.

No se efectuará ninguna manipulación tanto en la parte de alta tensión, como en la de baja, sin tener previa y absoluta seguridad de que la corriente ha sido cortada.



La maniobra con los seccionadores se realizará siempre que previamente se haya desconectado el interruptor general. Para esta maniobra se utilizará siempre una pértiga de maniobra, situándose sobre una banqueta aislante y colocándose unos guantes de seguridad de 24 kV de aislamiento.

Aún, habiendo tomado las medidas de precaución indicadas, siempre que se tenga la necesidad de manipular un aparato de alta tensión (sin corriente), se hará a ser posible, con una sola mano y sin tocar masa con la otra. Se emplearán guantes aislantes.

Siempre que se observe alguna anomalía se pondrá en conocimiento del superior inmediato.

3.3.2. Condiciones técnicas de los centros de transformación o subestaciones

3.3.2.1. *Calidad de los materiales*

Obra civil

La envolvente empleada en la ejecución de este proyecto cumplirá las condiciones generales prescritas en el ITC-RAT 14, Instrucción Primera del Reglamento de Seguridad en Centrales Eléctricas, en lo referente a su inaccesibilidad, pasos y accesos, conducciones y almacenamiento de fluidos combustibles y de agua, alcantarillado, canalizaciones, cuadros y pupitres de control, celdas, ventilación, paso de líneas y canalizaciones eléctricas a través de paredes, muros y tabiques. Señalización, sistemas contra incendios, alumbrados, primeros auxilios, pasillos de servicio y zonas de protección y documentación.

Aparata de media tensión

Las celdas empleadas serán prefabricadas, con envolvente metálica, y que utilicen gas para cumplir dos misiones:

- Aislamiento: el aislamiento integral con gas confiere a la aparata sus características de resistencia al medio ambiente, bien sea a la polución del aire, a la humedad, o incluso a la eventual sumersión del centro por efecto de riadas. Por ello, esta característica es esencial en zonas con alta polución, con clima agresivo (costas marítimas y zonas húmedas) y zonas más expuestas a riadas o entradas de agua en el centro.



- Corte: el corte en gas resulta más seguro que el aire, debido a lo explicado en el punto anterior.

Igualmente, las celdas empleadas habrán de permitir la extensibilidad "in situ" del centro, de forma que sea posible añadir más líneas o cualquier otro tipo de función, sin necesidad de cambiar la aparamenta previamente existente en el centro.

Las celdas podrán incorporar protecciones del tipo autoalimentado, es decir, que no necesitan imperativamente alimentación externa. Igualmente, estas protecciones serán electrónicas, dotadas de curvas CEI normalizadas (bien sean normalmente inversas, muy inversas o extremadamente inversas), y entrada para disparo por termostato sin necesidad de alimentación auxiliar.

Transformadores de potencia

El transformador o transformadores serán trifásicos, con neutro accesible en el secundario, refrigeración natural, en baño de aceite preferiblemente, con regulación de tensión primaria mediante conmutador.

Estos transformadores se instalarán, en caso de incluir un líquido refrigerante, sobre una plataforma ubicada encima de un foso de recogida, de forma que en caso de que se derrame e incendie, el fuego quede confinado en la celda del transformador, sin difundirse por los pasos de cables ni otras aberturas al resto del centro.

Los transformadores, para mejor ventilación, estarán situados en la zona de flujo natural de aire, de forma que la entrada de aire esté situada en la parte inferior de las paredes adyacentes al mismo, y las salidas de aire en la zona superior de esas paredes.

Equipos de medida

Cuando el centro de transformación sea tipo "abonado", se instalará un equipo de medida compuesto por transformadores de medida, ubicados en una celda de medida de AT, y un equipo de contadores de energía activa y reactiva, ubicado en el armario de contadores, así como de sus correspondientes elementos de conexión, instalación y precintado. Ésta será redundante según se indique en la memoria del Proyecto.

Los transformadores de medida deberán tener las dimensiones adecuadas de forma que se puedan instalar en la celda de AT guardando las distancias correspondientes a su aislamiento. Por ello será preferible que sean suministrados por el propio fabricante



ICOIIG

Nº 20203341

04/12/2020

de las celdas, ya instalados en ellas. En el caso de que los transformadores no sean suministrados por el fabricante de las celdas se le deberá hacer la consulta sobre el modelo exacto de transformadores que se van a instalar, a fin de tener la garantía de que las distancias de aislamiento, pletinas de interconexión, etc. serán las correctas.

Los contadores de energía activa y reactiva estarán homologados por el organismo competente.

Los cables de los circuitos secundarios de medida estarán constituidos por conductores unipolares, de cobre de 1 kV de tensión nominal, del tipo no propagador de la llama, de polietileno reticulado o etileno-propileno, de 4 mm² de sección para el circuito de intensidad y para el neutro y de 2,5 mm² para el circuito de tensión. Estos cables irán instalados bajo tubos de acero (uno por circuito) de 36 mm de diámetro interior, cuyo recorrido será visible o registrable y lo más corto posible.

La tierra de los secundarios de los transformadores de tensión y de intensidad se llevarán directamente de cada transformador al punto de unión con la tierra para medida y de aquí se llevará, en un solo hilo, a la regleta de verificación.

La tierra de medida estará unida a la tierra del neutro de Baja Tensión constituyendo la tierra de servicio, que será independiente de la tierra de protección.

En general, para todo lo referente al montaje del equipo de medida, precintabilidad, grado de protección, etc. se tendrán en cuenta lo indicado a tal efecto en la normativa de la compañía suministradora.

3.3.2.2. Normas de ejecución de las instalaciones

Todos los materiales, aparatos, máquinas, y conjuntos integrados en los circuitos de instalación proyectada cumplen las normas, especificaciones técnicas, y homologaciones que le son establecidas como de obligado cumplimiento por el Ministerio en materia competente.

Por lo tanto, la instalación se ajustará a los planos, materiales, y calidades de dicho proyecto, salvo orden facultativa en contra.



3.3.2.3. Pruebas reglamentarias

Las pruebas y ensayos a que serán sometidos los equipos y/o edificios una vez terminada su fabricación serán las que establecen las normas particulares de cada producto, que se encuentran en vigor y que aparecen como normativa de obligado cumplimiento en el ITCRAT 02.

Asimismo, una vez ejecutada la instalación, se procederá, por parte de una entidad acreditada por los Organismos Públicos competentes al efecto, a la medición reglamentaria de los siguientes valores:

- Resistencia de aislamiento de la instalación.
- Medición de las tensiones de paso y contacto.
- Resistencia de puesta a tierra.

3.3.2.4. Condiciones de uso, mantenimiento y seguridad

Previsiones generales

Queda terminantemente prohibida la entrada en el local de esta estación a toda persona ajena al servicio y siempre que el encargado del mismo se ausente, deberá dejarlo cerrado con llave.

Se pondrán en sitio visible del local, y a su entrada, placas de aviso de "Peligro de muerte".

En el interior del local no habrá más objetos que los destinados al servicio del centro de transformación o subestación, como banqueta, guantes, etc.

No está permitido fumar ni encender cerillas ni cualquier otra clase de combustible en el interior del local del centro de transformación o subestación y en caso de incendio no se empleará nunca agua.

No se tocará ninguna parte de la instalación en tensión, aunque se esté aislado.

Todas las maniobras se efectuarán colocándose convenientemente sobre la banqueta.

En sitio bien visible estarán colocadas las instrucciones relativas a los socorros que deben prestarse en los accidentes causados por electricidad, debiendo estar el personal instruido prácticamente a este respecto, para aplicarlas en caso necesario. También, y en sitio visible, debe figurar el presente Reglamento y esquema de todas las conexiones



de la instalación, aprobado por el organismo competente en materia de Industria, a la que se pasará aviso en el caso de introducir alguna modificación en este centro o subestación, para su inspección y aprobación, en su caso.

Puesta en servicio

Se conectará primero los seccionadores de alta y a continuación el interruptor de alta, dejando en vacío el transformador.

Posteriormente, se conectará el interruptor general de baja, procediendo en último término a la maniobra de la red de baja tensión.

Si al poner en servicio una línea se disparase el interruptor automático o hubiera fusión de cartuchos fusibles, antes de volver a conectar se reconocerá detenidamente la línea e instalaciones y, si se observase alguna irregularidad, se dará cuenta de modo inmediato a la empresa suministradora de energía.

Separación del servicio

Se procederá en orden inverso al determinado anteriormente, o sea, desconectando la red de baja tensión y separando después el interruptor de alta y seccionadores.

Si el interruptor fuera automático, sus relés deben regularse por disparo instantáneo con sobrecarga proporcional a la potencia del transformador, según la clase de la instalación.

A fin de asegurar un buen contacto en las mordazas de los fusibles y cuchillas de los interruptores, así como en las bornas de fijación de las líneas de alta y de baja tensión, la limpieza se efectuará con la debida frecuencia. Si hubiera de intervenir en la parte de línea comprendida entre la celda de entrada y seccionador aéreo exterior se avisará por escrito a la compañía suministradora de energía eléctrica para que corte la corriente en la línea alimentadora, no comenzando los trabajos sin la conformidad de ésta, que no restablecerá el servicio hasta recibir, con las debidas garantías, notificación de que la línea de alta se encuentra en perfectas condiciones, para la garantizar la seguridad de personas y cosas.

La limpieza se hará sobre banqueta, con trapos perfectamente secos, y muy atentos a que el aislamiento que es necesario para garantizar la seguridad personal, sólo se consigue teniendo la banqueta en perfectas condiciones y sin apoyar en metales u otros materiales derivados a tierra.



Separación del servicio

No se modificarán los fusibles y al cambiarlos se emplearán de las mismas características de resistencia y curva de fusión.

No debe de sobrepasar los 60°C la temperatura del líquido refrigerante, en los aparatos que lo tuvieran, y cuando se precise cambiarlo se empleará de la misma calidad y características.

Deben humedecerse con frecuencia las tomas de tierra. Se vigilará el buen estado de los aparatos, y cuando se observase alguna anomalía en el funcionamiento del centro de seccionamiento, se pondrá en conocimiento de la compañía suministradora, para corregirla de acuerdo con ella.

3.4. Certificados y documentación

Se adjuntarán, para la tramitación de este proyecto ante los organismos públicos competentes, las documentaciones indicadas a continuación:

- Autorización administrativa de la obra.
- Proyecto firmado por un técnico competente.
- Certificado de tensión de paso y contacto, emitido por una empresa homologada.
- Certificado de ensayos de los conductores.
- Certificado de calidad y de ensayos de los seguidores solares, inversores, módulos solares, contadores de medida, transformadores de medida y cualquier otro equipo u elementos de la instalación.
- Certificación de fin de obra.
- Contrato de mantenimiento.
- Escrito de conformidad por parte de la compañía suministradora.

3.5. 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.



3.6. 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.

3.7. 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, a 1 de diciembre de 2020



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

 ILUSTRE COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE GALICIA	
D/Dª Lucía Lampón Bentrón Nº. Colegiado: 3002	
Visado digital nº 20203341 Fecha: 01/12/2020	
	135
Andrés Figueiras Nogueira Subdelegado	





Documento 04: Presupuesto

4.1. Mediciones y presupuesto

DESCRIPCIÓN PARTIDA	MEDICIÓN	PRECIO	TOTAL
CAPÍTULO 1 ESTRUCTURA			
UD. ESTRUCTURA FIJA	1	29.616,00	29.616,00 €
UD. MONTAJE DE INSTALCIÓN DE 1.000 KW	1	12.028,45 €	12.028,45 €
Total capítulo 1			41.644,45 €
CAPÍTULO 2 INSTALACIÓN ELÉCTRICA			
UD. MÓDULO FV LONGI SOLAR 440 WP	1.851	61,52 €	113.873,52 €
UD. INVERSOR SUNGROW SG250HX	4	6.720,00 €	26.880,00 €
UD. INSTALACIÓN ELÉCTRICA BT	1	7.007,08 €	7.007,08 €
UD. MATERIAL ELÉCTRICO	1	5.328,52 €	5.328,52 €
M. CABLE SOLAR ZZ-F 1 x 4 MM2	1.851	0,19 €	351,69 €
UD. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	1	37.256,79 €	37.256,79 €
UD. INSTALACIÓN CT	1	532,85 €	532,85 €
UD. PRUEBAS Y ENSAYOS	1	532,85 €	532,85 €
UD. PUESTA A TIERRA ESTRUCTURA	1	1.254,00 €	1.254,00 €
UD. CIRCUITO DE TIERRAS EN VALLADO Y ZONA DC	844	2,44 €	2.058,23 €
UD. TRANSFORMADOR 1 MW	1	6.556,99 €	6.556,99 €
M. CABLE RZ1-K 0,6/1 KV 1 x 185 MM2	1.606	4,12 €	6.616,72 €
M. CABLE LZ 4 MM2 AMAR/VERDE	1.851	0,16 €	296,16 €
M. CABLE LZ 95 MM2 AMAR/VERDE	1.050	3,12 €	3.276,00 €
M. CABLE LZ 120 MM2 AMAR/VERDE	191	3,95 €	754,45 €
Total capítulo 2			212.575,85 €
CAPÍTULO 3 ADECUACIÓN DEL TERRENO			
UD. PREPARACIÓN TERRENO	1	1.014,13 €	1.014,13 €
M. VALLADO CON CERRAMIENTO	596	3,80 €	2.264,78 €
KM. VIALES PARQUE SOLAR	0,21	710,00 €	151,23 €
Total capítulo 3			3.430,14 €
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	437	22,89 €	10.009,57 €
UD. PLATAFORMA PARA PREFABRICADO	1	532,85 €	532,85 €
UD. PLATAFORMA PARA PREFABRICADO	4	137,00 €	548,00 €
Total capítulo 5			11.090,42 €



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. LÍNEA SUBTERRÁNEA MT 3X240 MM2 AL-RH5Z112/20 KV	45	50,70 €	2.281,50 €
UD. ARQUETA CAMBIO DIRECCIÓN	2	137,00 €	274,00 €
UD. ARQUETA ENTRADA CT	1	137,00 €	137,00 €
Total capítulo 9			2.692,50 €
IMPORTE EJECUCIÓN MATERIAL			281.857,89 €
IVA (21%)			59.190,16 €
TOTAL			341.048,05 €

4.2. Resumen de presupuesto

CAPÍTULO	EUROS
CAPÍTULO 1 ESTRUCTURA	41.644,45 €
CAPÍTULO 2 INSTALACIÓN ELÉCTRICA	212.575,85 €
CAPÍTULO 3 ADECUACIÓN DEL TERRENO	3.430,14 €
CAPÍTULO 4 OTROS	1.005,13 €
CAPÍTULO 5 OBRA CIVIL	11.090,42 €
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	2.692,50 €
IMPORTE DE EJECUCIÓN MATERIAL	281.857,89 €
IVA (21%)	59.190,16 €
TOTAL	341.048,05 €

**ICOIIG**

Nº 20203341

04/12/2020

El presupuesto de las obras e instalaciones proyectadas asciende a la cantidad de 281.857,89 € (DOSCIENTOS OCHENTA Y UNO MIL OCHOCIENTOS CINCUENTA Y SIETE EUROS con OCHENTA Y NUEVE CÉNTIMOS), sin IVA, siendo el IVA correspondiente 59.190,16 € (CINCuenta Y NUEVE MIL CIENTO NOVENTA EUROS con DIECISEIS CÉNTIMOS), por lo que el precio final asciende a 341.048,05 € (TRESCIENTOS CUARENTA Y UN MIL CUARENTA Y OCHO EUROS con CINCO CÉNTIMOS).

En Pontevedra, a 1 de diciembre de 2020



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

**ILUSTRE COLEGIO OFICIAL DE
INGENIEROS INDUSTRIALES DE GALICIA**

D/Dª Lucía Lampón Bentrón
Nº.Colegiado: 3002

Visado digital nº 20203341
Fecha: 01/12/2020

138

Andrés Figueiras Nogueira
Subdelegado





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 pétreo (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

**ICOIIG**

Nº 20203341

04/12/2020

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 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, 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.

**ICOIIG**

Nº 20203341

04/12/2020

- 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.
- Electrocuciiones.

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 previsible 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.

Documento visado electrónicamente número: 20203341. Código verificación: ogjpbg4yr4962020412135223 (http://ICOIIG.e-visado.net/validacion.aspx)

**ICOIIG**

Nº 20203341

04/12/2020

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 1 de diciembre de 2020



Lucía Lampón Bentrón
Ingeniera Industrial. ICOIIG 3002
EDF, S.A.

	ILUSTRE COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE GALICIA
D/Dª Lucía Lampón Bentrón Nº.Colegiado: 3002	
Visado digital nº 20203341 Fecha: 01/12/2020	
	153
Andrés Figueiras Nogueira Subdelegado	





Proyecto Técnico realizado por Energía, Innovación y Desarrollo Fotovoltaico, S.A.

Domicilio: Polígono Industrial Outeda Curro, 3 - 36692, Barro, Pontevedra

Correo electrónico: lucia.lampon@edfsolar.es

Teléfono de contacto: 986 847 871

Ingeniera Industrial, colegiada número 3.002 en el Ilustre Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Galicia (ICOIIG):



D^a. Lucía Lampón Bentrón

En Pontevedra, 1 de diciembre de 2020

Documento visado electrónicamente número: 20203341 . Código verificación: ogjpbg4yr4962020412135223 (http://ICOIIG.e-visado.net/validacion.aspx)

 ILUSTRE COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE GALICIA
D/D ^a Lucía Lampón Bentrón N ^o . Colegiado: 3002
Visado digital nº 20203341 Fecha: 01/12/2020
 54 Andrés Figueiras Nogueira Subdelegado

