

HOJA DE CONTROL DE FIRMAS ELECTRÓNICAS

Instituciones:

Firma COIICV:

Firma Institución:

Firma Institución:

Firma Institución:

Ingenieros:

Nombre:

Nombre:

Colegio:

Colegio:

Número de Colegiado/a:

Número de colegiado/a:

Firma del Colegiado/a:

Firma del Colegiado/a:

Nombre:

Nombre:

Colegio:

Colegio:

Número de Colegiado/a:

Número de colegiado/a:

Firma del Colegiado/a:

Firma del Colegiado/a:

Nombre:

Nombre:

Colegio:

Colegio:

Número de Colegiado/a:

Número de colegiado/a:

Firma del Colegiado/a:

Firma del Colegiado/a:

De acuerdo a la normativa de Protección de datos vigente, le informamos que sus datos serán incorporados en un fichero automatizado y en papel cuyo responsable es el COIICV con la finalidad de gestión el control de su firma electrónica. Los datos no serán cedidos a terceros y podrá ejercer sus derechos de Acceso, Rectificación, Cancelación y Oposición personalmente o por medio de Teléfono, fax, mail o carta, enviándonos su solicitud acompañada de fotocopia de su DNI al COIICV sito en Av. De Francia 55, 46023 Valencia, Tel.: 96 351 68 35, Fax: 96 351 49 63, mail: valencia@iicv.net

DOCUMENTO VISADO CON FIRMA ELECTRÓNICA DEL COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE LA COMUNITAT VALENCIANA

Documento visado electrónicamente con número 2021/704. El objeto de este visado es la comprobación de la identidad y habilitación profesional del autor del trabajo y la corrección e integridad formal del trabajo profesional de acuerdo a la normativa aplicable al trabajo. En caso de daños derivados de este trabajo profesional visado, siempre que resulte responsable el autor del mismo, el COIICV responderá subsidiariamente de los daños que tengan su origen en defectos que hubieran debido ser puestos de manifiesto al visar el trabajo profesional y que guarden relación directa con los elementos que se han visado en este trabajo.



PROYECTO DE CENTRAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA 4,99 MW “LLANO DE AÍN”

SEPARATA:

EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES, S.L.U.

Propietario:

JACA SOLAR, S.L.
C/ Velázquez, 157 – planta 1ª • 28002 • Madrid • Madrid

Emplazamiento:

Término municipal de Jaca • Huesca • Aragón

Jaca, enero de 2021



Ingeniería, Seguridad y Medio Ambiente

FECHA: 19/02/2021 Nº VISADO: 2021/704

VISADO

ÍNDICE

DOCUMENTO 1. MEMORIA

DOCUMENTO 2. ANEJOS

**ANEJO F.- REQUISITOS INSTALACIONES PRIVADAS CONECTADAS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN.
GENERADORES EN MEDIA TENSIÓN - EDE**

DOCUMENTO 5. PLANOS



Fdo. Daniel Fuentes Bargues
Ingeniero Industrial

Propietario:

JACA SOLAR, S.L.
C/ Velázquez, 157 – planta 1ª • 28002 • Madrid • Madrid

Título:

PROYECTO DE CENTRAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE
TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA 4,99 MW "LLANO DE AÍN"

Emplazamiento:

Término municipal de Jaca • Huesca • Aragón

MEMORIA



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES
DE LA COMUNIDAD VALENCIANA
DEMARCAACION VALENCIA

Jaca, enero de 2021

INSEGMA

COLEGIADO Nº 132 DANIEL FUENTES BARGUES

INSEGMA, S.L.

Ingeniería, Seguridad y Medio Ambiente

C/Colón, 6 • 46100 • BURJASSOT (VALENCIA) • Tel.: 96 390 66 99 • info@insegma.com

FECHA: 19/02/2021

Nº VISADO: 2021/704

VISADO

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	5
1.1. ANTECEDENTES	5
1.2. OBJETO Y ALCANCE	5
1.3. DATOS DEL PROMOTOR	6
1.4. EQUIPO REDACTOR DEL PROYECTO.....	6
2. DATOS DEL PROYECTO	6
2.1. EMPLAZAMIENTO.....	6
2.2. ACCESOS	7
2.3. REFERENCIAS CATASTRALES DE LAS PARCELAS OCUPADAS.....	8
2.4. INTERFERENCIAS Y SERVICIOS AFECTADOS.....	8
2.5. RESTRICCIONES A LA IMPLANTACIÓN.....	9
2.5.1. RESTRICCIONES URBANÍSTICAS.....	9
2.5.1.1. Calificación del suelo. Usos	9
2.5.1.2. Normas generales de protección. Caminos.	10
2.5.1.3. Normas generales de protección. Vías pecuarias.	10
2.5.1.4. Normas generales de protección. Instalaciones eléctricas.	11
2.5.1.5. Normas generales de protección. De los cauces públicos y sus márgenes.....	11
2.5.2. RESTRICCIONES MEDIOAMBIENTALES.....	12
2.5.2.1. Vías pecuarias.....	12
2.5.2.2. Zonas de protección ambiental (ENP, ZEPA, LIC, etc.)	14
2.5.2.3. Ámbito de protección de especies amenazadas y áreas críticas	15
2.5.2.4. Arbolado.....	16
2.5.2.5. Cauces, arroyos y barrancos.....	17
2.5.3. RESTRICCIONES POR INFRAESTRUCTURAS	19
2.5.3.1. Líneas aéreas de alta tensión	19
2.5.3.2. Plantas fotovoltaicas implantadas en el área de actuación	20
2.6. ÁREAS DE IMPLANTACIÓN	21
3. NORMATIVA DE APLICACIÓN	21
4. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA "LLANO DE AÍN"	22
4.1. RESUMEN.....	22
4.2. SUPERFICIES	22
4.2.1. Superficie catastral.....	23
4.2.2. Superficie de ocupación.....	23
4.2.3. Superficie construida	23
4.2.4. Superficie de captación	24
4.3. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA	24
4.4. CRITERIOS DE DISEÑO.....	27
4.5. EQUIPOS PRINCIPALES.....	28

4.5.1. Módulos fotovoltaicos	28
4.5.2. Estructura fotovoltaica: Estructura con seguidor solar.....	32
4.5.3. Inversores.....	34
4.5.4. Centro de transformación compacto.....	40
4.5.4.1. Combiner box (AC) o Cuadro modular de Baja Tensión	42
4.5.4.2. Cuadro de servicios auxiliares.	42
4.5.4.3. Controladores inteligentes (Smart Array Controller)	43
4.5.4.4. Transformador de potencia	44
4.5.4.5. Celdas de media tensión	45
4.5.5. Centro de Seccionamiento, Protección y Medida.....	47
4.5.5.1. Características del edificio prefabricado	48
4.5.5.2. Celdas de media tensión	49
4.6. INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN	51
4.6.1. Prescripciones generales	51
4.6.2. Instalación eléctrica en baja tensión en corriente continua (DC)	52
4.6.2.1. Criterios de diseño de la instalación eléctrica en baja tensión en corriente continua (DC).....	52
4.6.2.2. Circuitos de string (DC).....	52
4.6.2.3. Conductor de los circuitos de string (DC).....	53
4.6.3. Instalación eléctrica en baja tensión en corriente alterna (AC).....	55
4.6.3.1. Criterios de diseño de la instalación eléctrica en baja tensión en corriente alterna (AC)	55
4.6.3.2. Configuración de la instalación eléctrica en baja tensión en corriente alterna (AC)	55
4.6.3.3. Conductor de los circuitos de corriente alterna en baja tensión (AC)	55
4.6.4. Esquema de conexión de la instalación eléctrica en baja tensión	57
4.6.5. Protecciones.....	57
4.6.5.1. Protección frente a sobrecargas y cortocircuitos.....	58
4.6.5.2. Protección frente a contactos directos	58
4.6.5.3. Protección frente a contactos indirectos	59
4.6.5.4. Protección frente a sobretensiones	59
4.6.5.5. Protección de la instalación de generación.....	59
4.6.6. Canalizaciones.....	61
4.6.6.1. Canalizaciones de los circuitos de string (DC)	61
4.6.6.2. Canalizaciones de los circuitos de corriente alterna en baja tensión (AC).....	61
4.6.7. Puesta a tierra	61
4.7. INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN MEDIA TENSIÓN	63
4.7.1. Criterios de diseño de la instalación eléctrica en media tensión.....	63
4.7.2. Configuración de la instalación eléctrica en media tensión.....	64
4.7.3. Conductores en las líneas de evacuación interior de la planta.....	64
4.7.4. Terminaciones.....	66
4.7.5. Empalmes.....	66
4.7.6. Protecciones de los circuitos de corriente alterna en media tensión.....	67
4.7.7. Canalizaciones de los circuitos en media tensión	68
4.7.8. Puesta a tierra	68
4.7.8.1. Tierra de protección	68
4.7.8.2. Tierra de servicio	68
4.7.9. Instalaciones secundarias	69
4.7.9.1. Alumbrado.....	69
4.7.9.2. Batería de condensadores.....	69
4.7.9.3. Protección contra incendios.....	69
4.7.9.4. Ventilación.	70
4.7.9.5. Medidas de seguridad.....	70
4.7.10. Estudio de campos magnéticos.....	71
4.7.11. Estudio de ruido, insonorización y medidas anti vibraciones	71

4.8. MONITORIZACIÓN.....	72
4.9. SISTEMA DE SEGURIDAD Y VIGILANCIA	72
5. OBRA CIVIL	73
5.1. TOPOGRAFÍA.....	73
5.2. DESBROCE Y LIMPIEZA DEL TERRENO	73
5.3. MOVIMIENTO DE TIERRAS	74
5.4. ZANJAS PARA CANALIZACIONES.....	74
5.4.1. Zanjas para conductores de corriente continua en baja tensión.....	75
5.4.2. Zanjas para conductores de corriente alterna en baja tensión	76
5.4.3. Zanjas para conductores en media tensión	77
5.4.4. Zanjas para conductores de sistemas auxiliares	77
5.4.5. Arquetas.....	78
5.4.6. Hitos de señalización.....	78
5.4.7. Cruzamientos y paralelismos	78
5.5. ACCESOS Y CAMINOS.....	79
5.6. DRENAJE	79
5.7. HICADO DE ESTRUCTURAS SOPORTE DE SEGUIDORES SOLARES	79
5.8. CIMENTACIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	80
5.9. VALLADO PERIMETRAL	80
5.10. EDIFICIO DE CONTROL Y MANTENIMIENTO	81
5.11. ESTACIÓN METEOROLÓGICA.....	82
5.12. ZONA DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y RESERVA	82
6. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL PARQUE FOTOVOLTAICO.....	83
6.1. DATOS CLIMÁTICOS.....	83
6.2. PARÁMETROS UTILIZADOS EN LA ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA.....	83
6.3. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	84
7. RESIDUOS.....	84
8. ORGANISMOS AFECTADOS.....	85
9. PLAZO DE EJECUCIÓN.....	85
10. RESUMEN DEL PRESUPUESTO	85
11. CONCLUSIÓN	86

1. INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

La Directiva 2018/2001 del Parlamento y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, establece un marco común para el fomento de la energía procedente de fuentes renovables y fija un objetivo vinculante para la Unión en relación con la cuota general de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión en 2030. Los Estados miembros velarán conjuntamente por que la cuota de energía procedente de fuentes renovables sea de al menos el 32 % del consumo final bruto de energía de la UE en 2030.

La mayor utilización de energía procedente de fuentes renovables no solo desempeña un papel fundamental frente a la lucha frente al cambio climático, sino que es necesaria para garantizar la seguridad del abastecimiento energético, el suministro de energía sostenible a precios asequibles, y promulgar el desarrollo tecnológico y la innovación, facilitando el liderazgo tecnológico e industrial de la sociedad.

Al mismo tiempo el desarrollo de este tipo de fuentes de energía ofrece innumerables ventajas ambientales, sociales, económicas y de desarrollo regional, especialmente en zonas rurales, en regiones o territorios despoblados o con baja densidad de población, o zonas afectadas por la desindustrialización o la degradación de los territorios.

1.2. OBJETO Y ALCANCE

El objeto del presente proyecto es la descripción de la obra civil e instalaciones necesarias para la implantación de la PLANTA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA LLANO DE AÍN conectada a la red de distribución eléctrica, a implantar en el término municipal de Jaca (Huesca).

De igual forma, sirva el presente como descripción y justificación de los requisitos técnicos y administrativos necesarios para la obtención de la autorización previa y de construcción de la planta fotovoltaica según lo establecido en la legislación vigente.

El alcance del presente proyecto engloba la descripción de todos los sistemas a implantar necesarios para el correcto funcionamiento de la planta fotovoltaica hasta el punto de evacuación de la energía:

- Obra civil de la planta fotovoltaica.
- Instalación eléctrica en baja tensión (DC).
- Instalación eléctrica en baja tensión (AC).
- Instalación eléctrica en baja tensión (AC) para servicios auxiliares.
- Instalación eléctrica en media tensión hasta el punto de evacuación de la planta.

Serán objeto de proyecto específico, no formando parte del alcance del presente documento

- Proyecto específico la línea de evacuación de la energía desde el punto de evacuación hasta el punto de conexión con la infraestructura eléctrica de distribución de energía, subestación Jaca Sur 10 kV.
- Proyecto específico de desvío de infraestructuras eléctricas presentes en la zona de actuación.

1.3. DATOS DEL PROMOTOR

La mercantil promotora del presente proyecto de "PLANTA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA LLANO DE AÍN" objeto del presente documento es la sociedad mercantil JACA SOLAR, S.L., cuyos datos administrativos son:

JACA SOLAR, SL
 C.I.F.: B88537311
 Domicilio fiscal: Calle Velázquez, 157 – planta 1ª
 Domicilio social: Calle Velázquez, 157 – planta 1ª
 Representante: D. Alfredo García Santacruz

1.4. EQUIPO REDACTOR DEL PROYECTO

La redacción del proyecto ha sido realizada por el equipo técnico de INSEGMA, S.L., CIF: B97509517, y revisado por el equipo técnico de la empresa promotora y desarrolladora del mismo, y se ha encargado su firma al ingeniero industrial Daniel Fuentes Bargues, colegiado en el Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Valencia, con número de colegiado 4717.

2. DATOS DEL PROYECTO

2.1. EMPLAZAMIENTO

La planta fotovoltaica objeto del presente proyecto se ubicará en el municipio de Jaca, provincia de Huesca, en la Comunidad Autónoma de Aragón, España.

PLANTA FOTOVOLTAICA "LLANO DE AÍN"	
Municipio	Jaca
Provincia	Huesca (Aragón)
País	España
Coordenadas U.T.M. (USO 30-ETRS89)	X _{UTM} = 700.537 Y _{UTM} = 4.714.525
Latitud	42° 33' 25" N
Longitud	0° 33' 26" O
Altitud	821 m.s.n.m.

Tabla 1. Emplazamiento planta fotovoltaica "Llano de Aín"

En la siguiente ilustración se observa la ubicación prevista de la planta fotovoltaica:



Ilustración 1. Parcelas previstas para la ubicación de la planta fotovoltaica

La planta fotovoltaica se ubicará en se ubicará en parte de las parcelas de la finca "LLANO DE AIN", parcela 3 del polígono 54, parcelas 16, 37 (recintos 3 y 5), 42 (recinto 1) y 49, del polígono 55 del municipio de Jaca (Huesca), parcelas bajo contrato de arrendamiento u opción de compra. La situación de la instalación y superficies ocupadas queda reflejada en la planimetría adjunta al presente documento.

2.2. ACCESOS

La planta fotovoltaica poseerá accesos diferentes a cada una de las superficies ocupadas. En cualquier caso, se accederá a través de las carreteras y caminos existentes partiendo del municipio de Jaca hasta cada una de las entradas de la planta. En la siguiente ilustración se muestran los itinerarios de acceso a cada una de las puertas de entrada de la planta fotovoltaica.



Ilustración 2. Accesos a planta fotovoltaica

Las carreteras y caminos de acceso al emplazamiento deberán ser adecuados para el transporte de toda la maquinaria, así como de todos los materiales e infraestructuras necesarias, garantizando la seguridad e integridad de las personas e infraestructuras. En caso necesario se realizarán las modificaciones y actuaciones necesarias previa obtención de las autorizaciones correspondientes.

Los accesos a los puntos de entrada de las zonas de implantación de la planta fotovoltaica desde la autovía E-7 salida 424 serán:

- Zona BG01 y BG02:
 - Por N-330a dirección Jaca.
 - Desde N-330a por Camino Bajada de Baños.
- Zona BG03 y BG04:
 - Por N-330a dirección Jaca.
 - Desde N-330a por carretera Jaca-Santa María de la Peña/A-1205.
 - Desde carretera Jaca-Santa María de la Peña/A-1205 por camino a la subestación eléctrica.

2.3. REFERENCIAS CATASTRALES DE LAS PARCELAS OCUPADAS

Las parcelas o recintos ocupados por la planta fotovoltaica, según los datos obtenidos del SIGPAC y la sede electrónica del Catastro se recogen en la siguiente tabla:

Polígono	PARCELA				REFERENCIA CATASTRAL
	Parcela	Recinto	Término municipal	Provincia	
54	3	-	Jaca	Huesca	22178A054000030000FF
55	16	-	Jaca	Huesca	22178A055000160000FR
55	37	3, 5	Jaca	Hueca	22178A055000370000FQ
55	42	1	Jaca	Huesca	22178A055000420000FL
55	49	-	Jaca	Huesca	22178A055000490000FD

Tabla 2. Referencias catastrales parcelas ocupadas por la planta fotovoltaica "Llano de Aín"

2.4. INTERFERENCIAS Y SERVICIOS AFECTADOS

Se enumeran a continuación los servicios afectados por las obras descritas en el proyecto "Planta Fotovoltaica Llano de Aín" en el término municipal de Jaca (Huesca):

- Caminos públicos titularidad del ayuntamiento de Jaca.
- Línea aérea de alta tensión 132 kV, propiedad de EDISTRIBUCIÓN Redes Digitales, S.L.U.
- Línea aérea de media tensión 45 kV, propiedad de EDISTRIBUCIÓN Redes Digitales, S.L.U.
- Línea aérea de media tensión 10 kV, propiedad de EDISTRIBUCIÓN Redes Digitales, S.L.U.
- Vías pecuarias.
- Rio Gas y Barranco Balatas.

No obstante, las posibles interferencias con cualquier otro servicio que pudiera percibirse deberán ser puestas en conocimiento a la propiedad por el contratista al redactar su Plan de Seguridad y Salud.

Las áreas restringidas para la implantación y por tanto descartadas para el presente proyecto se resumen en el apartado 2.6. ÁREAS DE IMPLANTACIÓN y en la planimetría adjunta al presente proyecto.

2.5. RESTRICCIONES A LA IMPLANTACIÓN

En ciertas zonas de las parcelas donde está prevista la construcción de la planta fotovoltaica se han detectado un conjunto de afecciones diversas. Estas afecciones, pueden restringir la implantación en ciertas zonas, reduciéndose por tanto el área útil, y en otros casos limitan la implantación a la necesaria obtención de las autorizaciones correspondientes para ello.

Dichas restricciones se detallan a continuación:

- Restricciones urbanísticas
- Restricciones medioambientales.
- Restricciones por infraestructuras.

2.5.1. RESTRICCIONES URBANÍSTICAS

2.5.1.1. Calificación del suelo. Usos

Según el Plan General de Ordenación Urbana (Modificación nº 21, junio 2017) del municipio de Jaca, en su CAPÍTULO 4: RÉGIMEN URBANÍSTICO DE LA PROPIEDAD DEL SUELO, artículo 33.- Régimen del suelo no urbanizable, se establece que:

El suelo no urbanizable se caracteriza por su inaptitud para ser urbanizado; por tanto, los terrenos así clasificados no podrán ser destinados a fines distintos del agrícola, forestal, ganadero, cinegético y en general a los vinculados a la utilización racional de los recursos naturales.

Las construcciones e instalaciones autorizables en suelo no urbanizable serán las establecidas en la legislación urbanística y en la normativa de cada una de las zonas ambientales en que se divide el presente Plan, debiendo garantizarse siempre la preservación de esta clase de suelo del proceso de desarrollo urbano.

Las parcelas y recintos previstos para la implantación de la planta fotovoltaica se clasifican todas ellas como suelo no urbanizable, en categoría genérica o común, clave 1.1. a) y b) del PGOU (ver planimetría adjunta) en donde el uso propuesto resultaría urbanísticamente compatible.

Zona ambiental	Calificación	Ambiente ecológico	Uso
1.1.a Campo de Jaca	Suelo no urbanizable común	Submediterráneo	Compatible regulado
1.1.b Campo de Jaca	Suelo no urbanizable común	Montano seco	Compatible regulado

Tabla 3. Calificación del suelo. Usos. Fuente: PGOU Jaca

2.5.1.2. Normas generales de protección. Caminos.

Según el Plan General de Ordenación Urbana (Modificación nº 21, junio 2017) del municipio de Jaca, en su CAPÍTULO 8: NORMAS GENERALES DE PROTECCIÓN, artículo 93.- Caminos y vías pecuarias, se establece que:

93.1 Quedará prohibida la edificación a distancia inferior a 10 m del eje de cualquier camino existente, salvo en el interior del suelo urbano que cuente con alineaciones vigentes consolidadas, o en situaciones especiales en las que el organismo competente para conceder la autorización apruebe menores distancias al camino.

Se entienden como caminos a este respecto no sólo los caminos públicos sino también y especialmente las pistas forestales, caminos particulares, etc.

Los cerramientos de parcela de cualquier tipo deberán separarse un mínimo de 5 m del eje del camino y 3 m del borde exterior de la plataforma del camino.

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, se excluirá de la superficie de implantación la superficie exterior del vallado perimetral, estableciendo éste con un retranqueo mínimo de 5 m del eje del camino y 3 m del borde exterior de la plataforma del camino. De igual forma, cualquier elemento que pueda considerarse como edificación en la planta fotovoltaica (estructuras de módulos y centros de transformación) estará separado un mínimo de 10 m del eje de cualquier camino público o privado. Las distancias de retranqueo establecidas en el PGOU se detallan en la planimetría adjunta al presente documento.

2.5.1.3. Normas generales de protección. Vías pecuarias.

Según el Plan General de Ordenación Urbana (Modificación nº 21, junio 2017) del municipio de Jaca, en su CAPÍTULO 8: NORMAS GENERALES DE PROTECCIÓN, artículo 93.- Caminos y vías pecuarias, se establece que:

93.2 La protección de las vías pecuarias se regirá por lo regulado en su legislación específica.

En suelo no urbanizable se evitará la edificación situada a menos de 8 metros del borde exterior de la vía pecuaria, con excepción de aquellas obras de interés social y propiedad pública que puedan ser autorizadas por el organismo competente.

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, se excluirá de la superficie de implantación al menos un margen de 8 m desde borde exterior de cualquier vía pecuaria que pueda discurrir por la superficie de implantación prevista.

2.5.1.4. Normas generales de protección. Instalaciones eléctricas.

Según el Plan General de Ordenación Urbana (Modificación nº 21, junio 2017) del municipio de Jaca, en su CAPÍTULO 8: NORMAS GENERALES DE PROTECCIÓN, artículo 97.- Instalaciones eléctricas, se establece que:

La protección de las líneas eléctricas de alta tensión será la vigente de acuerdo con la legislación específica.

Las edificaciones se prohíben, si la línea discurre a menos de:

- *4 m de cualquier parte de la edificación.*
- *5 m de cualquier parte de la edificación accesible para las personas.*
- *3,3 m + U/150, siendo U la tensión en kV, desde cualquier parte de la edificación.*
- *3,3 m + U/100, desde cualquier lugar de la edificación accesible para las personas.*
- *Las zonas próximas a líneas de transporte de fluido y gases por conductos (gasoducto y oleoducto), se limitan a las condiciones establecidas en su proyecto.*

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, se restringirá la implantación de edificaciones (estructuras de módulos y centros de transformación) a menor distancia de las infraestructuras eléctricas que la establecida por la legislación vigente y el PGOU, en función de la tensión nominal ésta.

2.5.1.5. Normas generales de protección. De los cauces públicos y sus márgenes.

Según el Plan General de Ordenación Urbana (Modificación nº 21, junio 2017) del municipio de Jaca, en su CAPÍTULO 8: NORMAS GENERALES DE PROTECCIÓN, artículo 99.- De los cauces públicos y sus márgenes, se establece que:

A ambos lados del cauce se define la zona de servidumbre, de 5 m de anchura, afectada por la servidumbre de uso público.

En la zona de servidumbre se prohíben construcciones o cerramientos de cualquier tipo, excepto aquellos que sean otorgados por causas excepcionales, por el Organismo de Cuenca.

Exteriormente a la zona de servidumbre, se define la zona de policía, delimitada por una línea paralela al cauce distante de él 100 m.

En la zona de policía será exigible autorización previa de la Comisaría de Aguas para cualquier actuación, que en todo caso deberá ser compatible con estas Normas.

...

Con carácter orientativo, salvo condiciones especiales, se prohíbe la edificación en zonas inundables con periodos de retorno inferiores a 50 años.

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, se excluirá de la superficie de implantación cualquier zona afectada por la servidumbre del Dominio Público Hidráulico de los cauces y barrancos presentes en el área de actuación.

En caso de que el área de implantación pueda afectar a la zona de policía del Dominio Público Hidráulico de los cauces y barrancos presentes en el área de actuación se solicitará autorización previa al Organismo correspondiente.

2.5.2. RESTRICCIONES MEDIOAMBIENTALES

2.5.2.1. *Vías pecuarias*

Las Vías Pecuarias están reguladas por su legislación específica, en concreto la Ley estatal 3/1995, de 23 de marzo, de vías pecuarias; y la Ley 10/2005, de 11 de noviembre, de vías pecuarias de Aragón que la complementa y desarrolla.

Se ha consultado la página web del Instituto Geográfico de Aragón, haciendo uso de su herramienta virtual de cartografía y SIG, donde se ha podido comprobar que existen dos vías pecuarias en la zona de interés del proyecto.

- La Cañada Real de Navarra. Situada fuera del área prevista de implantación de la planta fotovoltaica.
- La Cañada Real de Bernués. Atraviesa los extremos de dos de las parcelas previstas para la implantación de la planta fotovoltaica.



Ilustración 3. Superposición vías pecuarias sobre parcelas previstas para la implantación

Dado que la Cañada Real de Bernués atraviesa dos de las parcelas previstas por sus extremos, se restringirá la implantación en la superficie ocupada por ésta, según lo previsto en la legislación. La Cañada Real discurre según el trazado de la vía de comunicación de dominio público, cuyos datos catastrales, obtenidos de la Sede Electrónica del Catastro, son:

- Parcela 9001. Polígono 55. Jaca (Huesca). Ref. catastral: 22178A055090010000FP

Según el artículo 4 de la Ley 3/1995, de marzo, de Vías Pecuarias se distinguen los siguientes tipos de vías pecuarias:

1. Las vías pecuarias se denominan, con carácter general: cañadas, cordeles y veredas.
 - a) *Las cañadas son aquellas vías cuya anchura no exceda de los 75 metros.*
 - b) *Son cordeles, cuando su anchura no sobrepasa los 37,5 metros.*
 - c) *Veredas son las vías que tienen una anchura no superior a los 20 metros.*

Según el artículo 6 de la Ley 10/2005, de 11 de noviembre, de vías pecuarias de Aragón se distinguen los siguientes tipos de vías pecuarias atendiendo a la anchura de las mismas:

1. En atención a su anchura, las vías pecuarias o cabañeras de la Comunidad Autónoma de Aragón se clasifican en cañadas, cordeles, veredas y coladas:
 - a) *Las cañadas son aquellas vías cuya anchura no exceda de los 75 metros.*
 - b) *Son cordeles, cuando su anchura no sobrepasa los 37,5 metros.*
 - c) *Veredas son las vías que tienen una anchura no superior a los 20 metros.*
 - d) *Se denominan coladas las vías pecuarias, de carácter consuetudinario, de anchura menor que las anteriores.*

La web del Departamento de Desarrollo Rural y Sostenibilidad del Instituto Aragonés de Gestión Ambiental (INAGA) expone la siguiente información relativa a la Cañada Real de Bernués a su paso por el término municipal de Jaca:

Tramo	Código clasificación	Longitud	Anchura oficial	Anchura real	Fecha clasificación	Nombre municipio
1	1	8246 m.	75,22 m.	75,22 m.	12/01/1977	Jaca

Tabla 4. Información relativa a la Cañada Real de Bernués. Fuente: INAGA

Tal y como se ha comentado anteriormente, el Plan General de Ordenación Urbana (Modificación nº 21, junio 2017), en su artículo 93.2 establece:

93.2 La protección de las vías pecuarias se regirá por lo regulado en su legislación específica.

En suelo no urbanizable se evitará la edificación situada a menos de 8 metros del borde exterior de la vía pecuaria, con excepción de aquellas obras de interés social y propiedad pública que puedan ser autorizadas por el organismo competente.

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, se restringirá la implantación en la superficie ocupada por la cañada real según lo previsto en la legislación, considerando la anchura de ésta y su geoubicación según el trazado mostrado en la herramienta virtual de cartografía y SIG del Instituto Geográfico de Aragón.

De igual forma, con objeto del cumplimiento del PGOU del municipio de Jaca, se restringirá la implantación de edificaciones (vallado, módulos fotovoltaicos, centros de transformación) tanto en la superficie ocupada por la cañada real, como a menos de 10 m del borde exterior de ésta. Por criterios de seguridad y garantías de cumplimiento, se han considerado 10 m de separación en lugar de los 8 m exigidos por la legislación.

Las áreas restringidas para la implantación y por tanto descartadas para el presente proyecto se muestran en el apartado 2.6. ÁREAS DE IMPLANTACIÓN y en la planimetría adjunta al presente proyecto.

2.5.2.2. Zonas de protección ambiental (ENP, ZEPA, LIC, etc.)

Los Espacios Naturales Protegidos están regulados por Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad en la que se establece el régimen jurídico básico de la conservación, uso sostenible, mejora y restauración del patrimonio natural y de la biodiversidad.

La Directiva 92/43/CE relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres (o Directiva Hábitats) crea en 1992 la Red Natura 2000. El objetivo de la Red Natura 2000 es garantizar la conservación, en un estado favorable, de determinados tipos de hábitat y especies en sus áreas de distribución natural, por medio de zonas especiales para su protección y conservación.

La Red está formada por las Zonas Especiales de Conservación (ZEC), y por los Lugares de Importancia Comunitaria (LIC) hasta su transformación en ZEC, establecidas de acuerdo con la Directiva Hábitats, y por las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA), designadas en aplicación de la Directiva Aves.

Las Directivas Hábitats y Aves han sido transpuestas a nuestro ordenamiento jurídico interno por medio de la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad, que constituye el marco básico de Natura 2000 en España.

Se ha consultado la página web del Ministerio de Transición Ecológica, del Gobierno de España, haciendo uso de su herramienta virtual de cartografía y SIG, donde se ha podido comprobar que la zona de interés del presente proyecto no está afectada por Espacios Naturales Protegidos (ENP), Lugares de Importancia Comunitaria (LIC) o Zonas de Especial Protección para las AVES (ZEPA).

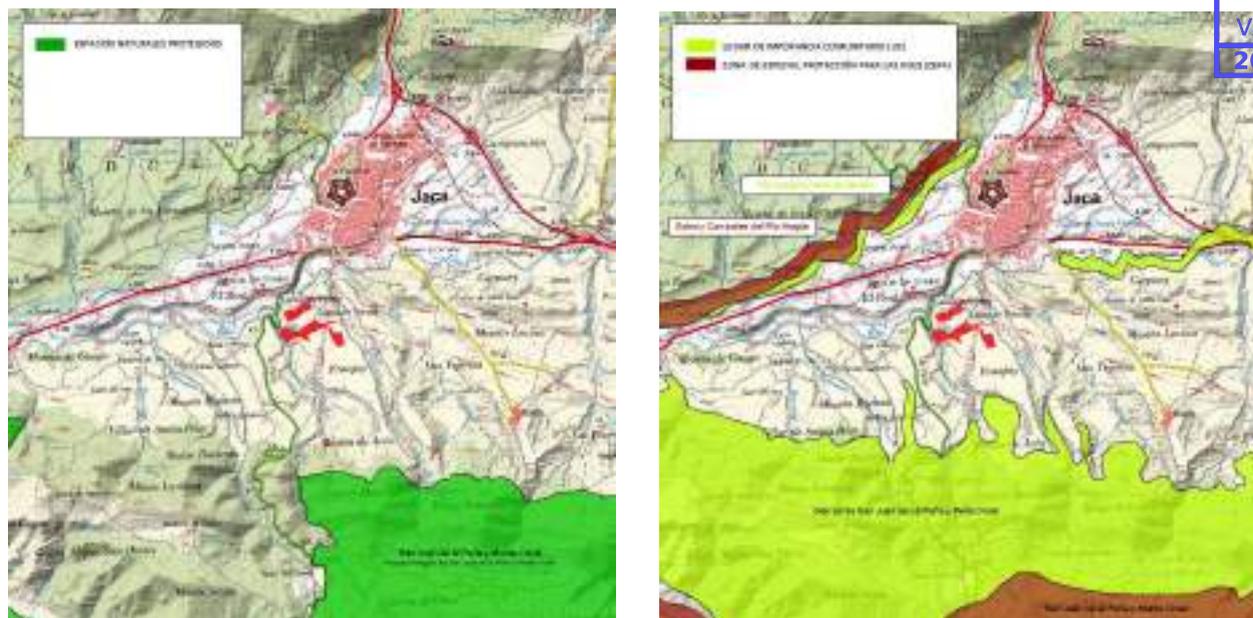


Ilustración 4. Superposición ENP, ZEPA, LIC sobre parcelas previstas para la implantación

En la planimetría adjunta al presente proyecto se muestra con mayor detalle el enclavamiento de estas zonas de protección ambiental, y la distancia significativa a las parcelas de implantación de la planta fotovoltaica.

2.5.2.3. *Ámbito de protección de especies amenazadas y áreas críticas*

La preservación de la diversidad biológica y genética, de las poblaciones y de las especies está regulada por la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad en la que se establecen una serie de efectos protectores para las especies que se incluyan en los citados instrumentos. El Real Decreto 139/2011, de 4 de febrero, desarrolla el Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial y del Catálogo Español de Especies Amenazadas.

En el ámbito autonómico, la protección de las especies amenazadas está regulada por el Decreto 49/1995, de 28 de marzo, del Gobierno de Aragón por el que se regula el Catálogo de Especies Amenazadas de Aragón, actualizado por Orden de 4 de marzo de 2004, del Departamento de Medio Ambiente del Gobierno de Aragón, y modificado parcialmente por parcialmente por el Decreto 181/2009, de 20 de octubre, del Gobierno de Aragón, por el que se regulan los núcleos zoológicos en la Comunidad Autónoma de Aragón.

Se ha consultado la página web del Instituto Geográfico de Aragón, haciendo uso de su herramienta virtual de cartografía y SIG, donde se ha podido comprobar que el área de interés del proyecto está dentro del Ámbito de Protección de Especies Amenazadas del Gobierno de Aragón del GYAPAETUS BARBATUS (QUEBRANTAHUESOS), que está delimitada por los planes de protección de especies amenazadas APPE de Aragón y se extiende por toda la parte norte de la provincia de Huesca.

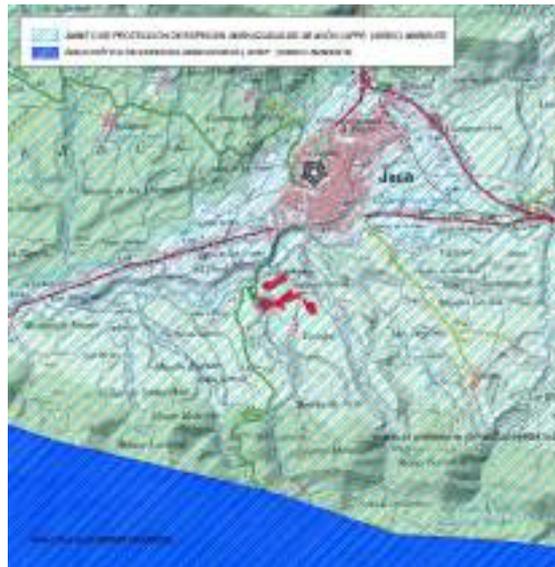


Ilustración 5. Superposición APPE, ACRIT sobre parcelas previstas para la implantación

De igual forma, se ha constatado que en área de interés del presente proyecto existe una zona catalogada como Área Crítica de Protección de Especies Amenazadas del Gobierno de Aragón del *GYPAETUS BARBATUS* (QUEBRANTAHUESOS). No obstante, las parcelas donde está prevista la implantación de la planta fotovoltaica están situadas fuera de las áreas críticas de especies amenazadas ACRIT de Aragón, tal y como se puede observar en la ilustración anterior, y en la planimetría adjunta al presente proyecto.

El Decreto 45/2003, de 25 de febrero, del Gobierno de Aragón, establece un régimen de protección para el quebrantahuesos (*Gypaetus barbatus*) y se aprueba el Plan de Recuperación.

2.5.2.4. Arbolado

Las parcelas y recintos previstos para la implantación de la planta fotovoltaica son tierras de labor de secano, improductivo o pasto. La mayor parte de arbolado o masa vegetal se encuentra en los márgenes del Barranco de Balatas y en los márgenes del Río Gas. No obstante, dichos espacios se encuentran fuera de las parcelas y recintos previstos para la implantación.



Ilustración 6. Fotografías parcelas previstas para la implantación



Ilustración 7. Fotografías parcelas previstas para la implantación

La implantación de la planta fotovoltaica "Llano de Aín" respeta las especies arbóreas, arbustivas y animales presentes en la zona, delimitando las áreas de presencia según los Hábitats de Interés Comunitario y clasificando su nivel de protección según la Ley 8/2003, de 24 de abril, de sanidad ambiental, según el Catalogo Nacional de especies protegidas y según el Catálogo de Especies Amenazadas (C.EE.AA.) de Aragón.

2.5.2.5. Cauces, arroyos y barrancos

De acuerdo con el texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001 de 20 de julio, constituyen el dominio público hidráulico, entre otros bienes, los cauces de corrientes naturales, continuas o discontinuas y los lechos de lagos, lagunas y embalses superficiales, en cauces públicos. Se consideran como dominio privado, los cauces por los que ocasionalmente discurran aguas pluviales, en tanto atraviesen desde su origen, únicamente, fincas de propiedad particular.

La delimitación y deslinde de los cauces de dominio público hidráulico viene definida en el Reglamento del Dominio Público Hidráulico, aprobado por el Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, modificado por el Real Decreto 9/2008, de 11 enero.

De acuerdo con la legislación de aguas, la zonificación del espacio fluvial está formada por las siguientes zonas:

- El Dominio Público Hidráulico es de titularidad pública y, por tanto, cualquier uso u aprovechamiento del mismo debe estar sujeto a autorización y/o concesión por parte de las Administraciones Públicas con competencias en materia de Aguas.
- En Zona de Servidumbre (cuyo objetivo principal es asegurar las tareas de vigilancia, pesca y salvamento) se podrán plantar especies no arbóreas (para plantaciones arbóreas es necesaria autorización) y no se podrá realizar construcción alguna salvo la que pueda ser necesaria para el uso y conservación del DPH, y deberán contar siempre con la autorización pertinente de las Administraciones Públicas con competencias en materia de Aguas.

- En Zona de Policía es necesaria la pertinente autorización para realizar las actuaciones siguientes:
 - a) Las alteraciones sustanciales del relieve natural del terreno.
 - b) Las extracciones de áridos.
 - c) Las construcciones de todo tipo, tengan carácter definitivo o provisional.
 - d) Cualquier otro uso o actividad que suponga un obstáculo para la corriente en régimen de avenidas o que pueda ser causa de degradación o deterioro del estado de la masa de agua, del ecosistema acuático, y en general, del Dominio Público Hidráulico.

Las Zonas de Flujo Preferentes se incluyen dentro de la categoría de Cauces con estudios de dominio público hidráulico (DPH). Se trata de zonas en las que, con periodos de recurrencia frecuentes, la avenida genera formas erosivas y sedimentarias debido a su gran energía al ser la zona en que se concentra preferentemente el flujo.

Se ha consultado la página web del Ministerio de Transición Ecológica, del Gobierno de España, haciendo uso de su herramienta virtual de cartografía y SIG, donde se ha podido comprobar que una de las parcelas de la zona de interés del presente proyecto está afectada por la Zona de Policía del Rio Gas, dependiente de la Confederación Hidrográfica del Ebro, cuya titularidad depende del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico del Gobierno de España.

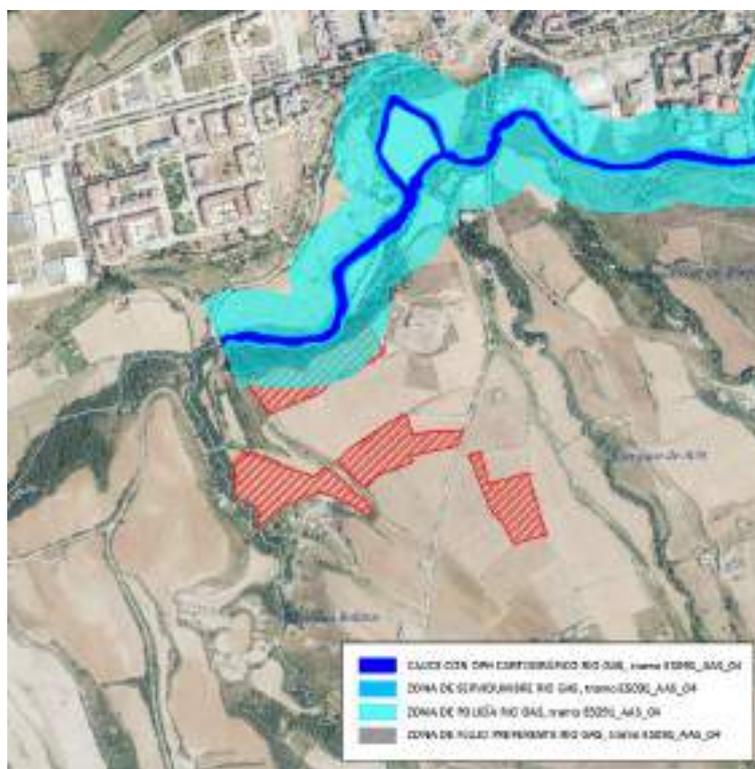


Ilustración 8. Superposición DPH, ZFP e hidrografía sobre parcelas previstas para la implantación

Según el artículo 9 apartado 4 del Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, por el que se aprueba el Reglamento del Dominio Público Hidráulico, que desarrolla los títulos preliminar I, IV, V, VI y VII de la Ley 29/1985, de 2 de agosto, de Aguas, modificado por el Real Decreto 9/2008, de 11 de enero, por el que se modifica el Reglamento del Dominio Público Hidráulico, aprobado por el Real Decreto 849/1986, de 11 de abril:

4. La ejecución de cualquier obra o trabajo en la zona de policía de cauces precisará autorización administrativa previa del organismo de cuenca, sin perjuicio de los supuestos especiales regulados en este Reglamento. Dicha autorización será independiente de cualquier otra que haya de ser otorgada por los distintos órganos de las Administraciones públicas.

Por lo que, será necesaria la autorización previa del Organismo de Cuenca, en este caso la Confederación Hidrográfica del Ebro, para la implantación de la planta fotovoltaica en la parcela afectada por la Zona de Policía del Rio Gas.

Adicionalmente, en la zona de interés del presente proyecto se encuentra otro curso de agua natural discontinua catalogado, el Barranco Balatas, que tal y como se puede observar en la ilustración anterior, está situado fuera del área prevista para la implantación de la planta fotovoltaica.

2.5.3. RESTRICCIONES POR INFRAESTRUCTURAS

2.5.3.1. *Líneas aéreas de alta tensión*

En el ámbito del proyecto, dada la cercanía de las parcelas a la subestación eléctrica Jaca Sur 132 kV, existen diversas líneas aéreas de Media y Alta Tensión que pueden tener influencia sobre la planta fotovoltaica. Las líneas eléctricas que atraviesan las parcelas previstas para la implantación de la planta fotovoltaica son:

- Línea aérea de alta tensión 132 kV propiedad de EDISTRIBUCIÓN Redes Digitales, S.L.U., que discurre desde la subestación eléctrica SET Jaca Sur 132 kV en dirección Sur hasta la subestación eléctrica SET La Ralla 132 kV.
Dado que la línea eléctrica atraviesa una de las parcelas previstas para la implantación de la planta fotovoltaica (22178A055000160000FR), se respetará la franja de servidumbre de 5 metros a ambos lados de los extremos de la línea, establecida en el apartado 5.12. de la ITC LAT-07, por lo que se considerará que ésta no tendrá influencia alguna sobre la implantación definida en el presente proyecto.
- Línea aérea de media tensión 10 kV propiedad de EDISTRIBUCIÓN Redes Digitales, S.L.U., que discurre desde la subestación eléctrica SET Jaca Sur 10 kV en dirección Sureste hasta los puntos de distribución de energía.
Dado que la línea eléctrica atraviesa una de las parcelas previstas para la implantación de la planta fotovoltaica (22178A055000160000FR), se respetará la franja de

servidumbre de 5 metros a ambos lados de los extremos de la línea, establecida en el apartado 5.12. de la ITC LAT-07, por lo que se considerará que ésta no tendrá influencia alguna sobre la implantación definida en el presente proyecto.

- Línea aérea de alta tensión 45 kV propiedad de EDISTRIBUCIÓN Redes Digitales, S.L.U., que discurre desde la subestación eléctrica SET Jaca Sur 132 kV en dirección Oeste hasta los puntos de distribución de energía.

Dado que la línea eléctrica atraviesa una de las parcelas previstas para la implantación de la planta fotovoltaica (22178A055000420000FL, recinto 1), y con las previsiones de implantación no es posible respetar la franja de servidumbre de paso establecida en el apartado 5.12. de la ITC LAT-07, se solicitará a la empresa distribuidora el cambio del trazado de la línea, objeto de proyecto y tramitación de autorización específico.



Ilustración 9. Superposición líneas eléctrica aéreas sobre parcelas previstas para la implantación

De igual forma, se verifica el cumplimiento del PGOU del municipio de Jaca, CAPÍTULO 8: NORMAS GENERALES DE PROTECCIÓN, artículo 97.- Instalaciones eléctricas, en cuanto a distancias de protección a líneas eléctricas áreas a edificaciones (instalaciones).

Las zonas de influencia de las líneas eléctricas en las que se respetará la servidumbre de vuelo establecida por la normativa de aplicación se muestran en el apartado 2.6. ÁREAS DE IMPLANTACIÓN y en la planimetría adjunta al presente proyecto.

2.5.3.2. Plantas fotovoltaicas implantadas en el área de actuación

En el ámbito del proyecto, se encuentra en fase de construcción una planta fotovoltaica de 2 MW de potencia pico aproximadamente, implantada en su mayor parte en parte de las parcelas 35 y 36 del polígono 55 del municipio de Jaca (Huesca).

No se prevén interferencias ni incompatibilidades con dicha instalación.

2.6. ÁREAS DE IMPLANTACIÓN

Teniendo en cuenta las restricciones a la implantación expuestas anteriormente, tanto aquellas que impiden la implantación de la planta fotovoltaica en ciertas zonas de las parcelas previstas, cuya superficie se considerará fuera del presente proyecto, así como aquellas que requieren autorización expresa del organismo correspondiente, se adjunta en la planimetría la resultante de la superficie de ocupación prevista para el presente proyecto.



Ilustración 10. Restricciones a la implantación y superficies útiles

3. NORMATIVA DE APLICACIÓN

Se adjunta al presente documento, anejo específico con el listado no exhaustivo de normativa de aplicación para la autorización de la ejecución de la planta fotovoltaica:

- PRODUCCIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA
- INSTALACIONES ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN
- INSTALACIONES ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN
- OBRA CIVIL
- AMBIENTAL
- MUNICIPAL
- OTRA NORMATIVA

4. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA “LLANO DE AÍN”

4.1. RESUMEN

DETALLE	DESCRIPCIÓN. “LLANO DE AÍN”
Nombre del Proyecto:	LLANO DE AIN
Localización:	EL LLANO DE AIN – HUESCA – ARAGÓN – ESPAÑA
Nombre SPV:	JACA SOLAR, S.L.
C.I.F. SPV:	B88537311
Potencia Nominal (AC):	4,672 MWac. (4.672,00 kWac.)
Potencia Pico (DC):	4,998 MWdc. (4.998,24 kWdc.)
Ratio DC/AC:	1,07
N.º Total módulos:	8544
Potencia/tipo módulos:	585 Wp / Módulo PERC Monocristalino
Centro de transformación:	2 unidades de 1,110 MVA + 2 unidades de 1,480 MVA
N.º de Inversores:	24 unidades de 185 KW + 2 unidades de 116 kW
Superficie disponible:	9,6662 ha
Superficie ocupada:	9,1802 ha

Tabla 5. Principales características planta fotovoltaica “Llano de Aín”

4.2. SUPERFICIES

Las superficies características de la planta fotovoltaica a construir serán:

- Superficie catastral: áreas totales de todas las parcelas o recintos en los que se construirá la planta.
- Superficie ocupada: área delimitada por el vallado perimetral de las parcelas o recintos.
- Superficie construida: área que engloba el perímetro de las estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos, unidades de conversión, edificaciones, etc.
- Superficie de captación: área ocupada por los módulos fotovoltaicos instalados.

El valor de la superficie neta de captación se calcula para identificar, de toda la superficie disponible y ocupada, el porcentaje que realmente está sirviendo para la generación de energía. Con éste valor se obtendrá la ratio de ocupación (ha/MW), con el que se pueden comparar las implantaciones de diferentes plantas fotovoltaicas y diferentes terrenos.

En los siguientes apartados se detalla el cómputo de las superficies indicadas anteriormente, cuyos detalles gráficos se pueden consultar en la planimetría.

4.2.1. Superficie catastral

Las parcelas o recintos ocupados por la planta fotovoltaica, según los datos obtenidos del SIGPAC y la sede electrónica del Catastro se recogen en la siguiente tabla:

PARCELA					REFERENCIA CATASTRAL	SUPERFICIE CATASTRAL (ha)
Polígono	Parcela	Recinto	Término municipal	Provincia		
54	3	-	Jaca	Huesca	22178A054000030000FF	1,8800
55	16	-	Jaca	Huesca	22178A055000160000FR	1,1802
55	37	3, 5	Jaca	Hueca	22178A055000370000FQ	2,7390
55	42	1	Jaca	Huesca	22178A055000420000FL	2,6927
55	49	-	Jaca	Huesca	22178A055000490000FD	1,1743
* Superficies obtenidas del SIGPAC.					TOTAL	9,6662

Tabla 6. Superficies catastrales parcelas y recintos planta fotovoltaica "Llano de Aín"

4.2.2. Superficie de ocupación

De toda el área catastral disponible en las parcelas y recintos indicados anteriormente, sólo se hace uso de una parte de ella por acuerdo con el propietario y por las restricciones de implantación indicadas en apartados anteriores.

El área total ocupada por las instalaciones de la planta fotovoltaica (área de vallado) será de 9,1802 hectáreas de un total de 9,6662 hectáreas de superficie catastral involucrada.

PLANTA FOTOVOLTAICA "LLANO DE AÍN"	
ZONA	SUPERFICIE OCUPADA (m ²)
BLOQUE DE GENERACIÓN 1	17.773,82
BLOQUE DE GENERACIÓN 2	21.237,15
BLOQUE DE GENERACIÓN 3	26.857,71
BLOQUE DE GENERACIÓN 4	25.933,27
Total	91.801,95

Tabla 7. Superficies ocupadas planta fotovoltaica "Llano de Aín"

4.2.3. Superficie construida

Para calcular la superficie construida se tendrán en cuenta las dimensiones de los módulos fotovoltaicos, de las estructuras fijas, de los centros de transformación, etc.

- Módulos fotovoltaicos/seguidores:

- Dimensiones: 2172 x 1303 x 35 mm.
- Número de unidades: 8544 unidades
- Superficie de captación: 24180,51 m²
- Inversores DC/AC:
 - Dimensiones: 1035 x 700 x 365 mm.
 - Número de unidades: 24 unidades
 - Dimensiones: 1075 x 605 x 310 mm.
 - Número de unidades: 2 unidades
 - Superficie inversores: 9,73 m²
- Centros de transformación AC/AC:
 - Dimensiones: 5700 x 2150 x 2500 mm.
 - Número de unidades: 4 unidades + 1 unidad (seccionamiento)
 - Superficie centros de transformación: 24186,17 m²

4.2.4. Superficie de captación

Tal y como se ha indicado en apartados anteriores, la planta fotovoltaica estará formada por 8544 módulos fotovoltaicos modelo CS7L-585MS de Canadian Solar o de similares características, cuyas dimensiones son 2172·1303·35 mm. Por tanto, la superficie de captación de la planta fotovoltaica objeto del presente proyecto será de 24180,51 m² aproximadamente.

4.3. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

El proyecto de planta fotovoltaica "Llano de Aín" consistirá en la construcción, instalación, operación y mantenimiento de una planta de generación de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica con módulos fotovoltaicos de tecnología monocristalina y seguimiento solar a un eje, que se construirá en el término municipal de Jaca, provincia de Huesca.

La planta se diseña para una potencia total instalada total de 4,998 MWp, resultando una potencia nominal de 4,672 MWn.

La planta fotovoltaica se compone de dos sistemas fundamentales:

1. Los módulos fotovoltaicos reciben y transforman la energía de la radiación solar en energía eléctrica con corriente continua. Los cables de éstos se agrupan en ramas que se conectan a los inversores.
Los módulos fotovoltaicos previstos serán de tecnología monocristalina. Esta tecnología podrá cambiar a lo largo del desarrollo por motivos de disponibilidad u obsolescencia del producto.
Los módulos fotovoltaicos se montarán en seguidor a un eje Norte-Sur, integrados en estructuras metálicas de acero galvanizado y piezas de aluminio, formando una estructura fijada al suelo. Los seguidores a un eje N-S están diseñados para minimizar el ángulo de incidencia entre la radiación solar y el plano fotovoltaico. El sistema de seguimiento consiste en el seguimiento del ángulo solar de este a oeste.

2. Los inversores transforman esta energía en corriente alterna y los centros de transformación elevan su voltaje para su inyección a la red.

Se instalarán inversores tipo string que garantizará el máximo rendimiento de la instalación y permitirá la monitorización de cada una de las zonas de la planta fotovoltaica. De igual forma, se minimizará el impacto visual dado su reducido tamaño, y se reducirán las probabilidades de paradas por averías de partes importantes de la planta.

Las principales características de la planta fotovoltaica son:

- Potencia instalada: 4,998 MWp
- Potencia nominal: 4,672 MWp
- Número de módulos fotovoltaicos: 8544 ud
 - Potencia pico módulo FV: 585 Wp
- Número de inversores: 26 ud
 - Potencia máxima INV tipo 1: 185 kW
 - Potencia máxima INV tipo 2: 116 kW.
- Número de centros de transformación: 4 ud
 - Potencia del transformador tipo 1: 1110 kVA
 - Potencia del transformador tipo 2: 1480 kVA

La planta fotovoltaica estará formada por 8544 módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino de 585 Wp modelo CS7L-585 MS de Canadian Solar. Los módulos fotovoltaicos que conforman la planta se asocian en serie formando "strings" hasta alcanzar la tensión de generación deseada. En la planta fotovoltaica existirán dos tipos de string, uno de ellos formado por 30 módulos fotovoltaicos conectados en serie, y otro formado por 32 módulos conectados en serie. En cualquier caso, cabe indicar que todos los módulos fotovoltaicos serán de la misma marca y modelo.

Cada uno de los circuitos de string se conectará a una entrada en DC del inversor. En la planta fotovoltaica existirán dos tipos de inversores, uno de ellos de 185 kW de potencia máxima, Huawei SUN2000-185KTL-H1, y otro de 116 kW de potencia máxima, Huawei SUN2000-105KTL-H1.

La configuración prevista para cada uno de los tipos de inversores según el tipo de strings y el número de éstos que se conectan el paralelo al mismo, será:

Huawei SUN2000-185KTL-H1	8 inversores	12 strings/inversor	30 módulos/string
Huawei SUN2000-185KTL-H1	16 inversores	11 strings/inversor	30 módulos/string
Huawei SUN2000-105KTL-H1	2 inversores	6 strings/inversor	32 módulos/string

Tabla 8. Configuración inversores

Mediante los inversores fotovoltaicos, se acondiciona la energía obtenida en el campo de módulos fotovoltaico (corriente continua) de tal manera que tras éstos se dispone de dicha energía en un sistema trifásico en corriente alterna. Las características básicas del sistema trifásico empleado son:

- Sistema trifásico equilibrado.
- Frecuencia de trabajo de 50 Hz.
- Tensión de salida V_{AC} : 800 V.
- Un disminuido factor de distorsión armónica THD% < 3%.

Las líneas de salida en AC de los inversores se agruparán entre sí en las "Combiner box" o Cuadros modulares de Baja Tensión situados en los centros de transformación. En éstos, un transformador permitirá elevar la tensión de salida de los inversores, 800 V, a la tensión de evacuación de la energía, 10 kV, una apartamta de media tensión permitirá la conexión y protección de cada uno de los bloques de generación, así como los cuadros para los servicios auxiliares, equipos de comunicación, etc., que permitirán la gestión de la planta.

El conjunto compuesto por módulos fotovoltaicos, inversores y centro de transformación formará un bloque de generación de energía. En la planta fotovoltaica existirán cuatro de bloques de generación:

BLOQUE GENERACIÓN 1	5xSUN2000-185KTL-H1	11 strings/inversor	30 módulos/string
BLOQUE GENERACIÓN 2	5xSUN2000-185KTL-H1 1xSUN2000-105KTL-H1	11 strings/inversor 6 strings/inversor	30 módulos/string 32 módulos/string
BLOQUE GENERACIÓN 3	1xSUN2000-185KTL-H1 6xSUN2000-185KTL-H1	11 strings/inversor 12 strings/inversor	30 módulos/string 30 módulos/string
BLOQUE GENERACIÓN 4	5xSUN2000-185KTL-H1 2xSUN2000-185KTL-H1 1xSUN2000-105KTL-H1	11 strings/inversor 12 strings/inversor 6 strings/inversor	30 módulos/string 30 módulos/string 32 módulos/string

Tabla 9. Configuración bloques de generación

La potencia de cada uno de los bloques de generación será:

	Número de paneles	Potencia pico (DC)	Potencia nominal (AC)	Potencia aparente (CT)
BLOQUE GENERACIÓN 1	1650 paneles	965,25 kWp	925,00 kW	1000 kVA
BLOQUE GENERACIÓN 2	1842 paneles	1077,57 kWp	1041,00 kW	1000 kVA
BLOQUE GENERACIÓN 3	2490 paneles	1456,65 kWp	1295,00 kW	1600 kVA
BLOQUE GENERACIÓN 4	2562 paneles	1498,77 kWp	1411,00 kW	1600 kVA

Tabla 10. Potencia bloques de generación

Los bloques de generación se agruparán entre sí en un único circuito de 10 kV que los unirá y permitirá mediante una red subterránea de 10 kV de 0,300 km (objeto de proyecto específico), evacuar la energía hasta la subestación Jaca Sur 10 kV (existente), propiedad de EDISTRIBUCIÓN Redes Digitales, S.L.U., punto de entrega final de la energía.

LSMT PFV "LLANO DE AÍN"	
LSMT - TRAMO CT01 a CT02	
Conductor	Longitud zanja
AL RH5Z1 3x(1x150) mm ²	427,98 m
LSMT - TRAMO CT02 a CT03	
Conductor	Longitud zanja
AL RH5Z1 3x(1x150) mm ²	135,42 m
LSMT - TRAMO CT03 a CT04	
Conductor	Longitud zanja
AL RH5Z1 3x(1x240) mm ²	396,54 m
LSMT - TRAMO CT04 a CSECC	
Conductor	Longitud zanja
AL RH5Z1 3x(1x400) mm ²	197,46 m
TOTAL	1157,40 m

Tabla 11. Longitudes línea subterránea media tensión

4.4. CRITERIOS DE DISEÑO

En el diseño de la planta fotovoltaica objeto del presente proyecto, se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- La distancia entre módulos (pitch) se ha optimizado teniendo en cuenta:
 - Maximizar la producción de energía.
 - Minimizar las pérdidas por sombras entre los seguidores.
 - Superficie de terreno disponible.

En el presente proyecto se ha seleccionado un pitch de 5,75 metros.

- El número de módulos en serie de cada string está limitado por los siguientes valores:
 - V_{oc} :
 - ~ La tensión de circuito abierto a la temperatura máxima de la celda debe de estar por debajo de la máxima tensión admisible del inversor:
 - V_{mpp} :
 - ~ La tensión a la máxima potencia a la temperatura mínima de la celda debe de estar por debajo del límite superior de tensión a máxima potencia del inversor.
 - ~ La tensión para la máxima potencia a la temperatura máxima de la celda debe ser mayor que la tensión mínima para la potencia nominal del inversor.

Teniendo en cuenta estos valores, se ha seleccionado un máximo de 30 módulos en serie para el string tipo 1 y de 32 módulos en serie para el string tipo 2.

- El número de entradas del inversor deberá ser superior al número de líneas que se conecten al mismo.

4. La intensidad total de los circuitos de string deberá ser menor a la intensidad admisible por el inversor.
5. El número de entradas del cuadro modular de baja tensión del centro de transformación será igual o superior al número de inversores que se conecten al mismo. La tensión y corrientes nominales del cuadro serán superiores a las del conjunto de circuitos que se conectan.
6. La óptima ubicación de los centros de transformación. Se han tenido en cuenta los criterios de:
 - Sombras: Para evitar provocar sombras en los módulos, se ubican en la medida de lo posible al norte de los mismos.
 - Pérdidas eléctricas: la distancia entre los inversores y los módulos se ha optimizado, colocando los inversores aproximadamente en el centro de los bloques para minimización de las pérdidas eléctricas en baja tensión.
 - Zanjas y cableado: minimización de las longitudes de zanja y cableado eléctrico.
7. Limitación de las pérdidas eléctricas a las exigencias normativas:
 - En corriente continua:
 - ~ Entre las ramas y los inversores: Caída tensión máxima $\leq 1,5 \%$
 - En corriente alterna:
 - ~ Entre los inversores y centros de transformación: Caída tensión $\leq 1,5 \%$
 - ~ Entre centros de transformación: Caída tensión $\leq 0,5 \%$
 - ~ Entre el centro de seccionamiento, protección y medida y la subestación de entrega: Caída tensión $\leq 0,5 \%$.

4.5. EQUIPOS PRINCIPALES

En este apartado se indican las características técnicas de los equipos principales que formarán la instalación solar fotovoltaica: módulos fotovoltaicos, seguidores a un eje, inversores, cajas de conexión, controladores, centros de transformación e infraestructura de conexión.

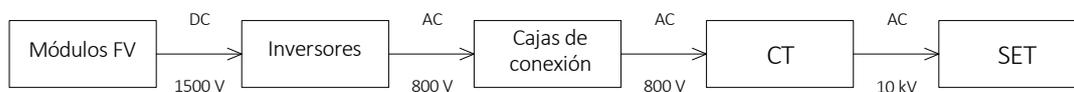


Ilustración 11. Esquema general de conexión de la planta fotovoltaica

4.5.1. Módulos fotovoltaicos

La principal característica de un módulo fotovoltaico es su potencia pico o potencia nominal, que es la máxima potencia que se podría obtener del módulo en condiciones casi perfectas de radiación y temperatura, las cuales normalmente no se suelen llegar a dar. La potencia del módulo fotovoltaico vendrá dada por la eficiencia de las células y por el número de ellas, es decir, por el tamaño del módulo.

Además, se definen otros parámetros básicos:

- Corriente de cortocircuito: es la máxima corriente que puede entregar un dispositivo, bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura, correspondiendo a tensión nula y por lo tanto a potencia nula.
- Tensión a circuito abierto: máxima tensión que puede entregar un dispositivo, bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura, y en condiciones de corriente nula y por lo tanto potencia nula.
- Corriente a máxima potencia: corriente que entrega el dispositivo a potencia máxima, bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura. Es utilizada como la corriente nominal del dispositivo.
- Tensión a potencia máxima: tensión que entrega el dispositivo cuando la potencia alcanza su valor máximo, bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura. Es utilizada como tensión nominal del dispositivo.
- Tensión máxima del sistema: es la máxima tensión a la que pueden estar sometidos las células fotovoltaicas que componen el sistema.
- Margen de variación en la potencia nominal (\pm): indica el margen de desviación que puede sufrir la potencia pico real del módulo. Es importante que este parámetro sea muy bajo ya que la dispersión en la potencia nominal de varios módulos produce sensibles pérdidas de potencia, lo que se denominan pérdidas por "mismatch".
- Coeficiente de pérdidas por temperatura: refleja el grado de pérdida de rendimiento del panel por la temperatura.

Los módulos fotovoltaicos escogidos se caracterizan por su elaboración y componentes de calidad. Contarán con células monocristalinas de silicio que permiten un excelente rendimiento, incluso con poca irradiación solar. Las células solares estarán encapsuladas en compuesto resistente a la radiación ultravioleta.

El marco será de una aleación de aluminio anticorrosivo y a prueba de torsión, de forma que los módulos sean estables y puedan ser montados en diversas posiciones. La cubierta de los módulos estará hecha de vidrio solar templado de alta transmisividad. Este vidrio garantiza, por una parte, una alta transparencia y, por otra, protege las células solares de agentes atmosféricos como granizo, nieve y hielo. Por su parte, la lámina de poliéster-híbrido en la parte trasera garantiza una larga vida útil.

En lo referente a la potencia unitaria escogida, se ha intentado escoger una potencia que dentro del mercado que sea suficientemente elevada para disminuir lo máximo posible el número de elementos como son soportes, conexiones, etc.

Cada panel llevará una caja de conexión en la parte posterior con cable solar de 4 mm² y conectores tipo multicontactos compatible con los conectores MC4 para realizar las asociaciones entre módulos fotovoltaicos. Los paneles se conectarán en grupos o strings de paneles en serie tal y como se ha comentado anteriormente.

Cada grupo de paneles en serie se conectará a una entrada del inversor correspondiente mediante conductor tipo PV1-F de cobre electrolítico estañado de 2 x (1 x 10) mm².

Con el objetivo de tener identificados los módulos de cada campo solar, se registrarán todos los módulos mediante pistola de código de barras.

Los módulos vendrán de fábrica previamente clasificados por intensidad y se distribuirán en planta de tal modo que los de un mismo grupo se instalarán en una misma serie con el fin de no perjudicar la intensidad de la propia serie.

La recepción de los módulos deberá ser acompañada de su correspondiente albarán de entrega, de manera que se instalarán siguiendo la numeración y las características indicadas en él.

Los módulos fotovoltaicos empleados en este proyecto son de la marca Canadian Solar modelo CS7L-585 MS de 585 Wp o similar, compuesto por un total de 120 [2x(10x6)] células fotovoltaicas, y sus características se presentan a continuación. No obstante, éstos podrán variar por motivos de disponibilidad u obsolescencia del producto.

MÓDULO FOTOVOLTAICO	
Características principales	
Modelo:	CS7L-585 MS
Fabricante:	Canadian Solar
Tecnología:	PERC Mono. HiKu7 Mono
Condiciones estándar de medida(STC)	
Potencia pico:	585 Wp
Eficiencia:	20,60%
Voltaje (STC):	33,70 V
Intensidad (STC):	17,36 A
Voltaje (Circuito abierto):	40,70 V
Corriente (Cortocircuito):	18,32 A
Voltaje Max:	1500 Vdc
Coefficientes de temperatura	
Coefficiente de potencia:	-0,350 %/°C
Coefficiente de voltaje:	-0,270 %/°C
Coefficiente de intensidad:	+0,050 %/°C
Características mecánicas	
Longitud:	2173 mm
Anchura:	1305 mm
Espesor:	35 mm
Peso:	32,5 Kg

Tabla 12. Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, nuevos y de primera calidad.

Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión. Incorporarán de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, deberán satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.
- Certificado de seguridad TÜV clase II.

Adicionalmente, los módulos deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según las normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación:

- El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.
- Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o de acero inoxidable.
- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

- Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.
- La estructura del generador se conectará a tierra.
- Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.
- Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

4.5.2. Estructura fotovoltaica: Estructura con seguidor solar

Para el máximo aprovechamiento de la radiación solar, y por tanto para la obtención del mayor rendimiento posible de la instalación, los módulos fotovoltaicos se montarán en estructuras mecánicas de acero que contarán con un sistema de seguimiento solar Este-Oeste mediante un eje Norte-Sur (azimut 0°) horizontal para seguir el movimiento diario del sol. Éstos están provistos de una transmisión mecánica que permite girar al unísono todos los ejes propios de cada panel a fin de modificar la orientación. Se dispone un motor que a través de una transmisión mecánica mueve el eje.

La distribución de los seguidores se diseña de forma que el pitch (la distancia entre los ejes de dos filas paralelas de seguidores fotovoltaicos) permita maximizar la radiación solar, evitando sombras y permitiendo la construcción de viales de paso.

Su diseño facilita el montaje, mantenimiento, desmantelamiento y sustitución de paneles. Los materiales que constituyen del sistema de fijación de los paneles disminuyen las dilataciones térmicas de manera que evitan la transmisión de cargas a la estructura.

El suministro, construcción y montaje de las estructuras de la planta y su fijación al terreno mediante hincado directo quedará definido en la fase de construcción por el propio fabricante. En los casos particulares en que no sea viable el hincado, se emplearan alternativas como el pretaladro. La estructura soporte será diseñado de acuerdo a los coeficientes de seguridad y de combinación de hipótesis indicada en las normativas de aplicación y deberán cumplir las especificaciones técnicas que a continuación se exponen:

- Los módulos se instalarán en estructuras que soportarán 1 fila de paneles en posición vertical. La configuración prevista es de 1 módulo en vertical (1V) con una total de 30 o 32 módulos por seguidor, y un pitch de 5,75 metros.
- Acero galvanizado en caliente con un espesor de galvanizado ajustado a las normas ISO correspondientes que asegure una vida útil mínima de 35 años.
- La tornillería o materiales de fijación (pernos, tornillos, tuercas, arandelas, anclajes etc.) deberán estar galvanizados, asegurando una protección adecuada contra la corrosión durante la vida útil de la planta fotovoltaica.
- El material de la estructura de soporte debe resistir la exposición a temperaturas ambiente comprendidas entre -20 ° C y 55 ° C.

- Cumplirán todas las especificaciones de las normas locales, incluido el CTE. La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.
- Se considerará una fijación mediante hincado directo del pilar, la profundidad de estas soluciones y su posibilidad dependerá de los resultados obtenidos en las pruebas a realizar por fabricante del seguidor seleccionado.
- En general el terreno en que se ubicará el proyecto fotovoltaico apenas tiene pendiente aun así se garantizará la horizontalidad de cada bastidor.

Se cumplirán además las siguientes recomendaciones establecidas en el "Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDEA (PCT-C-REV – julio 2011):

- El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.
- Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.
- La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.
- La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
- En el caso de utilizarse seguidores solares, éstos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

ESTRUCTURA SOPORTE. SEGUIDOR A UN EJE	
Modelo:	NX Horizon
Fabricante:	Nextracker
Ángulo de seguimiento:	±55.0°
Backtracking:	Si
Longitud fila:	30/32 módulos
Pitch (distancia entre ejes):	5,75 metros
Posición de los módulos:	Fila única: 1V Portrait

Tabla 13. Especificaciones técnicas seguidores

Las investigaciones geotécnicas aún no se han realizado, por lo que la cimentación del seguidor se podrá realizar mediante perfiles hincados en acero directamente sobre el terreno, calculados en base a las pruebas realizadas en terreno, o bien mediante un primer perforado del terreno y una posterior introducción de los perfiles mencionados.

4.5.3. Inversores

El inversor es el equipo encargado de transformar la corriente continua de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna para poder inyectarla a la red. La suma de las potencias de los inversores instalados en la planta fotovoltaica es la que marca la potencia nominal conectada.

Su funcionamiento se basa en la realización de conmutaciones controladas de elementos semiconductores para conseguir una forma de onda cuadrada de ancho variable adaptada a la forma de señal que deseamos a la salida. Antes de ser vertida en la red, esta señal se filtra para evitar las componentes armónicas no deseadas en la red.

El funcionamiento de los inversores es totalmente automático. A partir de que los módulos solares generan potencia suficiente, el inversor supervisa la tensión, la frecuencia de red y la producción de energía. A partir de que ésta es suficiente, el aparato empieza a inyectar a la red.

El inversor tiene varias entradas de corriente continua MPPT en paralelo. A cada entrada se conectan varios strings en paralelo, de forma que, ante la posibilidad de descenso en la producción de alguno de los strings debido a sombras, suciedad o nubes, el inversor continúa produciendo energía eléctrica en buenas condiciones.

Los parámetros principales del inversor son:

- Potencia nominal: Es la potencia máxima de funcionamiento del equipo y es este valor el que fija la potencia nominal de la instalación. Suele darse junto con la temperatura a la que se da esa potencia.
- Potencia máxima de entrada: El valor máximo de potencia de entrada para el correcto funcionamiento del inversor. Este dato se da en Wp debido a que se relaciona directamente con la potencia máxima que puede proporcionar el campo de generación fotovoltaica.
- Tensión de entrada al inversor: Es el rango de tensiones a los que puede trabajar el inversor. Sus valores suelen estar comprendidos entre 994V y 1300V.
- Intensidad máxima: Son valores de intensidad máxima a la entrada y a la salida del inversor. La intensidad máxima de entrada está relacionada con la Potencia Máxima de entrada mientras que la intensidad máxima de salida está relacionada con la potencia nominal del inversor.
- Frecuencia de salida: Se refiere a la frecuencia de la tensión alterna de salida, con márgenes muy pequeños de tolerancias. El equipo está diseñado para seguir la frecuencia de trabajo de la red con muy pequeños márgenes de error.
- Distorsión Armónica: Distorsión de la onda de salida del inversor en media ponderada de relaciones de orden de armónico respecto a la frecuencia nominal o de salida. Este parámetro se determinará por el THD%.

Los inversores poseen características adicionales que permiten un acondicionamiento y control de la energía entregada mucho más exacto. Por lo tanto, los inversores funcionan también como equipos controladores, de control del THD, de control de factor de potencia, de seguimiento de potencia máxima, etc.

De igual manera, los inversores actuales en el mercado ofrecen, de forma opcional o de serie según fabricante, características adicionales para integración óptima a la red de generación como protecciones de entrada en CC y de salida en CA, automatización de desconexión de la red por subtensiones, sobretensiones y defectos en frecuencia y fallos de producción, reenganche automático.

Los inversores serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

El factor de potencia de la energía suministrada a la red de la empresa distribuidora debe ser lo más próximo posible a la unidad y, en todo caso, superior a 0,98 cuando la instalación trabaje a potencias superiores al 25 por ciento de su potencia nominal.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093. Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683. Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- UNE-EN 62116. Inversores fotovoltaicos conectados a la red de las compañías eléctricas. Procedimiento de ensayo para las medidas de prevención de formación de islas en la red.
- UNE-EN 206006. Ensayos de detección de funcionamiento en isla de múltiples inversores fotovoltaicos conectados a red en paralelo.
- UNE-EN 62109. Seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaicos.
- RD 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Los inversores cumplirán con las directivas de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética, certificadas por el fabricante, incorporando protecciones del tipo: descargadores de sobretensiones, protecciones contra el fallo de aislamiento, contra funcionamiento en isla, tensión de red fuera de rango, polaridad inversa, sobre temperatura,

sobrecargas, cortocircuitos, sobretensión, subtensión, sobrecorriente, subcorriente, sobrefrecuencia, subfrecuencia en corriente alterna.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

Estos equipos serán utilizados y programados para que cumplan en todo momento con el vigente "Código de Red" de España y con el desarrollo esperado del mismo en cumplimiento de los reglamentos aprobados en la Unión Europea y en desarrollo actualmente en España.

Los inversores deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión. Incorporarán de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz de corriente alterna.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiación solar un 10% superiores a las CEM. Además, soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50% y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente.
- El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- El autoconsumo de los equipos (pérdidas en "vacío") en "stand-by" o modo nocturno deberá ser inferior al 2% de su potencia nominal de salida.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,98, entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10% de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles,

y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0°C y 40°C de temperatura y entre 0% y 85% de humedad relativa.

Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 5 años.

En la planta fotovoltaica se propone la instalación de dos tipos de inversores, uno de ellos de 185 kW de potencia máxima, Huawei SUN2000-185KTL-H1, y otro de 116 kW de potencia máxima, Huawei SUN2000-105KTL-H1.

Las principales características del inversor Huawei SUN2000-185KTL-H1 se muestran en la siguiente tabla:

INVERSOR FOTOVOLTAICO TIPO 1	
Características generales	
Modelo	SUN2000-185KTL-H1
Tipo	SMART STRING INVERTER
Fabricante	HUAWEI
Eficiencia de conversión DC/AC	98,69 %
Entrada (DC)	
Número de entradas	18
Número de MPPT	9
Voltaje nominal de entrada	1080 V
Rango de operación MPPT	500 V ~ 1500 V
Voltaje máximo de entrada	1500 V
Máxima corriente por MPPT	26 A
Máxima corriente de cortocircuito por MPPT	40 A
Salida (AC)	
Potencia nominal (40 °C)	175 kW
Potencia máxima	185 kW
Tensión nominal de salida	800 V
Corriente nominal de salida (40 °C)	126,30 A
Máxima corriente de salida	134,90 A
Frecuencia	50 Hz
Rango ajustable de factor de potencia	0,8 LG ... 0,8 LD
Máxima distorsión armónica	< 3 %

Tabla 14. Especificaciones técnicas del inversor Huawei SUN2000-185KTL-H1



Ilustración 12. Vista general del inversor Huawei SUN2000-105KTL-H1. Fuente: Huawei

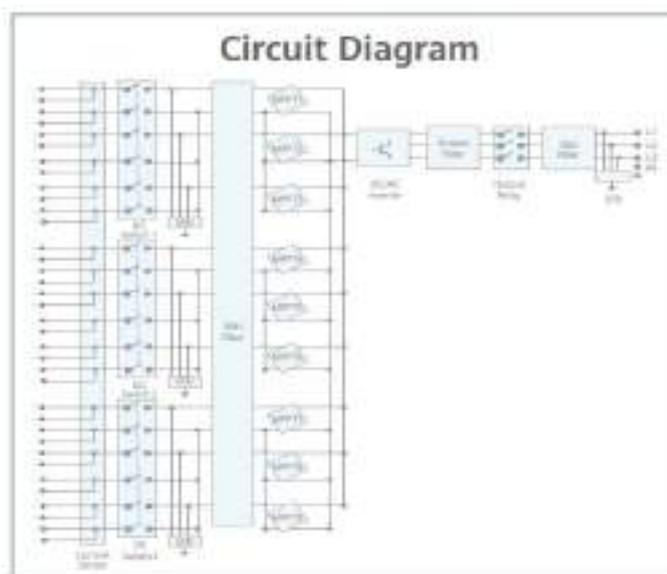


Ilustración 13. Esquema eléctrico del inversor Huawei SUN2000-185KTL-H1. Fuente: Huawei

Las principales características del inversor Huawei SUN2000-105KTL-H1 se muestran en la siguiente tabla:

INVERSOR FOTOVOLTAICO TIPO 2	
Características generales	
Modelo	SUN2000-105KTL-H1
Tipo	SMART STRING INVERTER
Fabricante	HUAWEI
Eficiencia de conversión DC/AC	98,80 %
Entrada (DC)	
Número de entradas	12
Número de MPPT	6
Voltaje nominal de entrada	1080 V
Rango de operación MPPT	600 V ~ 1500 V

Voltaje máximo de entrada	1500 V
Máxima corriente por MPPT	25 A
Máxima corriente de cortocircuito por MPPT	33 A
Salida (AC)	
Potencia nominal (40 °C)	105 kW
Potencia máxima	116 kW
Tensión nominal de salida	800 V
Corriente nominal de salida (40 °C)	75,80 A
Máxima corriente de salida	84,60 A
Frecuencia	50 Hz
Rango ajustable de factor de potencia	0,8 LG ... 0,8 LD
Máxima distorsión armónica	< 3 %

Tabla 15. Especificaciones técnicas del inversor Huawei SUN2000-105KTL-H1



Ilustración 14. Esquema eléctrico del inversor Huawei SUN2000-105KTL-H1. Fuente: Huawei

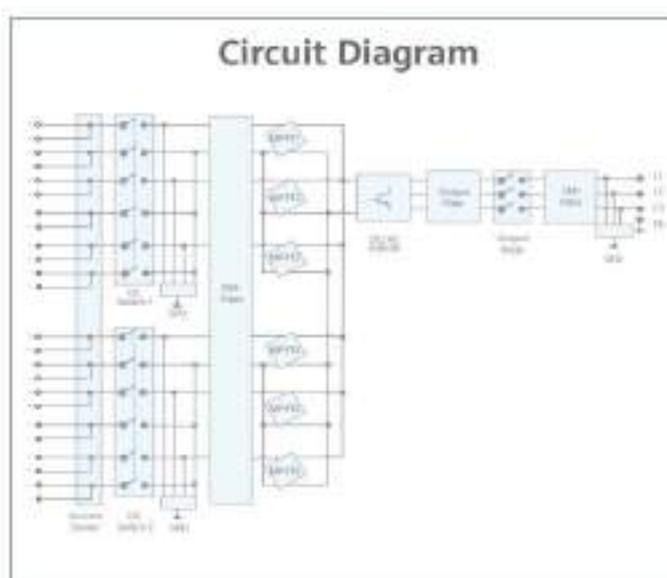


Ilustración 15. Esquema eléctrico del inversor Huawei SUN2000-105KTL-H1. Fuente: Huawei

Además, los inversores dispondrán de los elementos de protección, seguridad y desconexión en los supuestos siguientes:

- Fallo de red eléctrica: en caso de interrupción en el suministro de la red eléctrica, el inversor se encuentra en cortocircuito y por tanto se desconectará, no funcionando en ningún caso en isla, y volviéndose a conectar cuando se haya restablecido la tensión en la red.
- Tensión fuera de rango: si la tensión está por encima o por debajo de la tensión de funcionamiento del inversor, este se desconectará automáticamente, esperando a tener condiciones más favorables de funcionamiento. La protección para la interconexión de máxima y mínima tensión está dentro de los valores entre 1,1 y 0,85 Um, respectivamente.
- Frecuencia fuera de rango: en el caso de que la frecuencia de red esté fuera del rango admisible, el inversor se parará de forma inmediata, ya que esto quiere decir que la red está funcionando en modo de isla o que es inestable. La protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia está dentro de los valores entre 51 y 49 Hz, respectivamente.
- Temperatura elevada: el inversor dispone de un sistema de refrigeración forzada con ventilador. En cuanto a la contribución de los inversores a la estabilidad de la red eléctrica de REE, los inversores pueden entregar potencia reactiva capacitiva e inductiva, según requerimientos de red, contribuir a la estabilidad de tensión y frecuencia de la red además de reaccionar ante huecos de tensión de red según exigencias de la compañía eléctrica. Este asunto se detalla en el apartado 12 de la presente memoria.

Las funciones de protección de máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión a que se estarán integradas en el equipo inversor, y las maniobras de desconexión-conexión por actuación de las mismas son realizadas mediante un contactor que realizará el rearme automático del equipo una vez que se restablezcan las condiciones normales de suministro de la red.

El inversor implementará una técnica equivalente al transformador a efectos de aislamiento galvánico entre la instalación fotovoltaica y la red.

4.5.4. Centro de transformación compacto

Las líneas de salida en AC de los inversores se agruparán entre sí en las "Combiner box" o Cuadros modulares de Baja Tensión situados en los centros de transformación. En éstos, un transformador permitirá elevar la tensión de salida de los inversores, 800 V, a la tensión de evacuación de la energía, 10 kV, y una aparatada de media tensión que permitirá la conexión y protección de cada uno de los bloques de generación.

El conjunto compuesto por módulos fotovoltaicos, inversores y centro de transformación formará un bloque de generación de energía. En la planta fotovoltaica existirán cuatro de bloques de generación:

BLOQUE GENERACIÓN 1	5xSUN2000-185KTL-H1	11 strings/inversor	30 módulos/string
BLOQUE GENERACIÓN 2	5xSUN2000-185KTL-H1 1xSUN2000-105KTL-H1	11 strings/inversor 6 strings/inversor	30 módulos/string 32 módulos/string
BLOQUE GENERACIÓN 3	1xSUN2000-185KTL-H1 6xSUN2000-185KTL-H1	11 strings/inversor 12 strings/inversor	30 módulos/string 30 módulos/string
BLOQUE GENERACIÓN 4	5xSUN2000-185KTL-H1 2xSUN2000-185KTL-H1 1xSUN2000-105KTL-H1	11 strings/inversor 12 strings/inversor 6 strings/inversor	30 módulos/string 30 módulos/string 32 módulos/string

Tabla 16. Configuración bloques de generación

La potencia de cada uno de los bloques de generación será:

	Número de paneles	Potencia pico (DC)	Potencia nominal (AC)	Potencia aparente (CT)
BLOQUE GENERACIÓN 1	1650 paneles	965,25 kWp	925,00 kW	1110 kVA
BLOQUE GENERACIÓN 2	1842 paneles	1077,57 kWp	1041,00 kW	1110 kVA
BLOQUE GENERACIÓN 3	2490 paneles	1456,65 kWp	1295,00 kW	1480 kVA
BLOQUE GENERACIÓN 4	2562 paneles	1498,77 kWp	1411,00 kW	1480 kVA

Tabla 17. Potencia bloques de generación

Los centros de transformación de cada bloque de generación se agruparán entre sí en un único circuito de 10 kV que los unirá y permitirá mediante una red subterránea de 10 kV de 0,300 km aproximadamente, evacuar la energía hasta la subestación Jaca Sur 10 kV (existente), propiedad de EDISTRIBUCIÓN Redes Digitales, S.L.U., punto de entrega final de la energía.

Los centros de transformación serán del tipo prefabricado (IEC 62271-202) compacto metálico de exterior sobre bastidor. No dispondrán de una envolvente global, sino que serán equipos con envolventes individuales ensamblados, ensayados y suministrados de fábrica sobre un bastidor común, compuesto por:

- Combiner box o cuadro modular de baja tensión con envolvente metálica (armario intemperie) que integra todas las líneas que provienen de los inversores. Del cuadro de baja tensión partirán los puentes de conexión con el transformador. Éstos también dispondrán de su envolvente metálica de protección, IP54.
- Controladores inteligentes (Smart Array Controller).
- Transformador preparado para su uso exterior con defensa perimetral de protección IP1X.
- Aparata de alta tensión con aislamiento integral en gas, de tipo exterior con envolvente metálica independiente con acceso frontal, IP54.

Todas las envolventes cumplirán lo dispuesto en la UNE-EN 62271.

Se instalarán bastidores con la aparamenta indicada anteriormente del tipo MVCS (Medium Voltage Compact Skid) de ABB, solución diseñada para la generación de energía solar a gran escala utilizando inversores de string de alta potencia. El bastidor incluye el transformador de tensión, el equipo de conmutación de media tensión y todas las protecciones de baja tensión necesarias para conectar los inversores al transformador.



Ilustración 16. MVCS (Medium Voltage Compact Skid) de ABB. Fuente: ABB

4.5.4.1. Combiner box (AC) o Cuadro modular de Baja Tensión

El centro de transformación compacto irá dotado de un cuadro modular de baja tensión con al menos 8 entradas para la conexión de los circuitos que provienen de los inversores.

Cada una de las entradas irá protegida en cada fase por un fusible seccionadores de protección de 200 A, 800 V y 100 kA de tipo gS.

Las características del cuadro de protección serán:

CUADRO MODULAR DE BAJA TENSIÓN	
Envolvente metálica	UNE-EN 60429
Tensión de servicio	800 V
Intensidad máxima	8x200 A
Fusibles	800 V/ 200 A / 100 kA gS

Tabla 18. Especificaciones técnicas del controlador inteligente Huawei SmartACU2000B

4.5.4.2. Cuadro de servicios auxiliares.

El centro de transformación compacto dispondrá de un sistema de SS.AA. para alimentar los equipos de la planta fotovoltaica: alumbrado, equipos de control, seguridad, comunicaciones, estación meteorológica, etc.

Estará dimensionado para cubrir las necesidades de funcionamiento y gestión de la planta fotovoltaica, siendo de potencia adecuada para cubrir dichas necesidades. Este sistema contará en cada uno de los centros de transformación con:

- Transformador para servicios auxiliares.
- Cuadro de mando y protección de los circuitos de servicios auxiliares
- Circuitos de servicios auxiliares.

En cualquier caso, el sistema de alimentación de los servicios auxiliares cumplirá lo dispuesto en el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus instrucciones complementarias.

4.5.4.3. Controladores inteligentes (Smart Array Controller)

Los controladores a instalar permiten la integración, compensación del factor de potencia y comunicación inteligente entre los inversores, el centro de transformación y la red eléctrica exterior. Incluye un Smart logger para la comunicación mediante los protocolos de comunicación estándar (PLC, RS485, Fast Ethernet, Bluetooth, USB...).

Los controladores inteligentes se conectarán mediante una red de fibra óptica en anillo a los centros de transformación. Se utiliza un controlador inteligente por cada embarrado o Cuadro modular de Baja Tensión del CT.

Se utilizarán los controladores inteligentes apropiados según los inversores seleccionados, en concreto se utilizará el equipo SmartACU2000B de la marca Huawei.

CONTROLADOR INTELIGENTE SmartACU2000B	
Configuración	
Smart Logger	Smart Logger 2000
RS485	Si
Número de módulos PLC	1
Número de SmartPDI2000	Opcional (0, 1 o 2)
Características eléctricas	
Voltaje de entrada AC	100 V~240 V, L / N (L)+ PE
Voltaje de entrada AC para el PLC	380 V ~ 800 V; 3Ph + FE (tierra funcional)
Frecuencia de entrada	50 Hz / 60 Hz
Características mecánicas	
Dimensiones	640 x 770 x 315 mm
Peso	29 kg

Tabla 19. Especificaciones técnicas del controlador inteligente Huawei SmartACU2000B

4.5.4.4. Transformador de potencia

El transformador elevador de potencia es el equipo encargado de adaptar y elevar la tensión de la energía eléctrica de salida de los equipos inversores a los niveles de tensión de la red a la que se evacuará internamente la energía (alta tensión).

Constructivamente son dos devanados arrollados en un núcleo común teniendo como relación de espiras la relación de transformación. El encapsulado puede realizarse en el interior de cuba de aceite dieléctrico, encapsulado en siliconas u otras tecnologías de encapsulado en seco.

Sus características principales son:

- Transformador trifásico.
- Tensión del primario: La tensión de conexión de los equipos inversores. En el caso de la instalación objeto del presente proyecto: 3x800 V_{AC}.
- Tensión del secundario: La tensión de conexión a la red. En el caso de la instalación objeto del presente proyecto: 3x10 kV_{AC}.
- Potencia nominal: Es la potencia máxima normal de trabajo que puede transformar de un nivel de tensión a otro.
- Grupo de Conexión: Es la forma en la que están dispuestas las conexiones del lado primario respecto al secundario. En el caso de la instalación objeto del presente proyecto Dyy11.
- Modo de refrigeración: indica el tipo de refrigeración del transformador. En este caso será ONAN (Aceite con circulación Natural con refrigeración por aire en circulación natural).
- Pérdidas en vacío: Son las pérdidas que se dan en el transformador por el hecho de estar conectado a la red. Su valor es prácticamente constante en el rango de funcionamiento de potencias. Estas pérdidas son utilizadas por la máquina para magnetizar el núcleo y las pequeñas pérdidas de corrientes parásitas por el mismo.
- Tensión de cortocircuito: Este valor está referido al % de la tensión de entrada que se debe aplicar al devanado primario para que, estando el devanado secundario cortocircuitado, circule por éste la intensidad nominal.

Los transformadores de potencia empleados en el presente proyecto tendrán las siguientes características:

TRANSFORMADOR DE POTENCIA	
Potencia nominal	1110,0 kVA (2 ud.) 1480,0 kVA (2 ud.)
Relación de transformación	0,80/10,0 kV
Sistema de refrigeración	ONAN
Tipo de carga	± 2 x 2.5%
Cortocircuito (Xcc)	0,08

Aislamiento

Encapsulado de aceite

Grupo de conexión

Dyy11

Tabla 20. Especificaciones técnicas de los transformadores de potencia

4.5.4.5. Celdas de media tensión

Las celdas de alta tensión empleadas en los centros de transformación serán del tipo modulares aisladas en SF6, formadas, para cada uno de los centros de transformación, por una o dos celdas de línea (en función de la posición del centro de transformación en el circuito de alta tensión), una de entrada y otra de salida de línea, y una celda de protección con interruptor automático o protección por fusibles para el transformador.

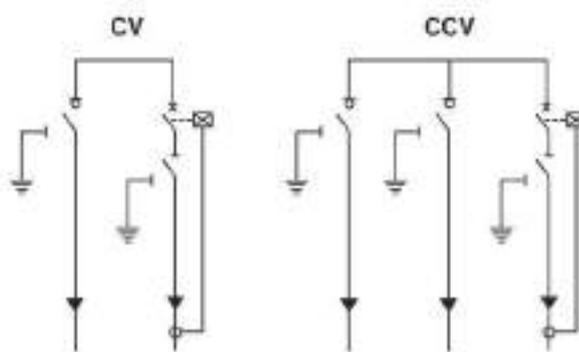


Ilustración 17. Configuración celdas de alta tensión MVCS de ABB. Fuente: ABB

La aparatamiento de media tensión será de tipo compacta con aislamiento en SF6 de 24 kV, con las siguientes características:

- Tensión más elevada para el material U_m (kV): 24 kV
- Tensión soportada a frecuencia industrial U_f (kV ef): 50 kV
- Tensión soportada con onda de choque tipo rayo U_l (kV cresta): 125 kV
- Corriente nominal barras: 630 A
- Corriente admisible corta duración 1 segundo: 16/20 kA
- Corriente admisible valor de cresta: 40/50 kA
- Frecuencia asignada: 50 Hz

Los diferentes tipos de celdas de media tensión a utilizar en el presente proyecto se describen a continuación:

- Celda de línea (entrada/salida):
Estará provista de un interruptor-seccionador de corte en carga y un seccionador de puesta a tierra, ambos con dispositivos de señalización de posición que garanticen la ejecución de la maniobra. Asimismo, dispondrá de pasatapas y de detectores de tensión que sirvan para comprobar la correspondencia entre fases y la presencia de tensión. La celda estará motorizada, de modo que posteriormente sea posible instalar el sistema

de telemando con tensión de servicio y sin modificar la posición abierto/cerrado del interruptor.

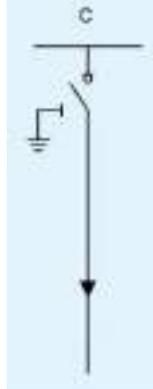


Ilustración 18. Configuración celdas de alta tensión MVCS de ABB. Fuente: ABB

- Celda de protección del transformador:
Estará provista de un interruptor-seccionador de corte en carga y dos seccionadores de puesta a tierra con dispositivos de señalización de posición que garantizan la ejecución de la maniobra, bases para los fusibles limitadores, pasatapas y detectores de tensión para comprobar la presencia de tensión.
La fusión de cualquiera de los fusibles provocará la apertura del interruptor-seccionador.
Se podrá instalar igualmente una celda de protección por interruptor automático con las mismas características de protección.

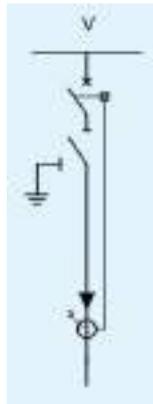


Ilustración 19. Configuración celdas de alta tensión MVCS de ABB. Fuente: ABB

En función del bloque de generación se escogerá un modelo de centro de transformación compacto con una combinación de celdas de media tensión determinada:

CONFIGURACIÓN CENTRO DE TRANSFORMACIÓN COMPACTO BG01	
Modelo:	PVS-175-MVCS-1110
Fabricante	ABB (FIMER)
Potencia máxima:	1,110 MVA
Celdas de media tensión:	CV
Número de transformadores:	1
Relación de transformación:	0,60/10,0 kV

Tabla 21. Especificaciones técnicas de CTC PVS-175-MVCS-1100. Fuente: ABB

CONFIGURACIÓN CENTRO DE TRANSFORMACIÓN COMPACTO BG02, BG03 y BG04	
Modelo:	PVS-175-MVCS-1480
Fabricante	ABB (FIMER)
Potencia máxima:	1,480 MVA
Celdas de media tensión:	CCV
Número de transformadores:	1
Relación de transformación:	0,60/10,0 kV

Tabla 22. Especificaciones técnicas de CTC PVS-175-MVCS-1480. Fuente: ABB

4.5.5. Centro de Seccionamiento, Protección y Medida

Tal y como se ha comentado, los centros de transformación de cada bloque de generación se agruparán entre sí en un único circuito de 10 kV que los unirá. Este circuito de media tensión finalizará en el centro de seccionamiento, protección y medida desde el que partirá la línea subterránea de media tensión de 10 kV hasta la subestación Jaca Sur 10 kV (existente), propiedad de EDISTRIBUCIÓN Redes Digitales, S.L.U., punto de entrega final de la energía, y que será objeto de proyecto específico.

El centro de seccionamiento, protección y medida será de tipo prefabricado (IEC 62271-202) de interior, empleando para su aparillaje celdas prefabricadas bajo envoltente metálica según norma UNE-EN 62271-200, telemandadas y con las características especificadas en el presente documento. Se instalará un edificio prefabricado modelo PFU-4 de Ormazabal o de similares características.

4.5.5.1. Características del edificio prefabricado

El edificio prefabricado de hormigón PFU-3 de Ormazabal es de superficie y maniobra interior (tipo caseta), y consta de una envolvente de hormigón, de estructura monobloque, en cuyo interior se incorporan todos los elementos eléctricos, tanto la apartada de media tensión, como los cuadros de baja tensión, transformadores (en caso necesario), dispositivos de control e interconexiones entre los diversos elementos, etc.

La principal ventaja que presentan estos centros de protección, medida y seccionamiento es que, tanto la construcción como el montaje y equipamiento interior pueden ser realizados íntegramente en fábrica, garantizando con ello una calidad uniforme y reduciendo considerablemente los trabajos de obra civil y montaje en el punto de instalación.

El edificio prefabricado de hormigón está compuesto, entre otros, de los siguientes elementos:

- Cuerpo prefabricado monobloque de hormigón.
- Cubierta amovible prefabricada de hormigón.
- Piso técnico prefabricado de hormigón.
- Foso de recogida de líquido dieléctrico (en opción, dispositivo cortafuegos basado en un lecho de guijarros).
- Puerta de acceso de peatón (abertura libre de 900 x 2100 mm o 1100 x 2100 mm), abatible 180° sobre el paramento exterior. La puerta está dotada de cerradura con dos puntos anclaje y varilla de sujeción contra cierres intempestivos (en opción, mecanismo de apertura antipánico).
- Puerta de acceso a zona de transformador (abertura libre de 1260 x 2100 mm).
- Rejillas de entrada y salida de aire para ventilación natural.
- Prerroturas para entrada y salida de cables en la parte frontal y posterior inferior de la envolvente (orificios de acceso de cables de 200 mm de diámetro).
- Un orificio, por encima de la cota 0 en la pared frontal, de diámetro 140 mm, para la entrada de una acometida auxiliar de baja tensión.
- Dos cajas de seccionamiento de tierra de protección (herrajes) y una caja de seccionamiento de servicio (neutro).
- Alumbrado y servicios auxiliares (opcional).

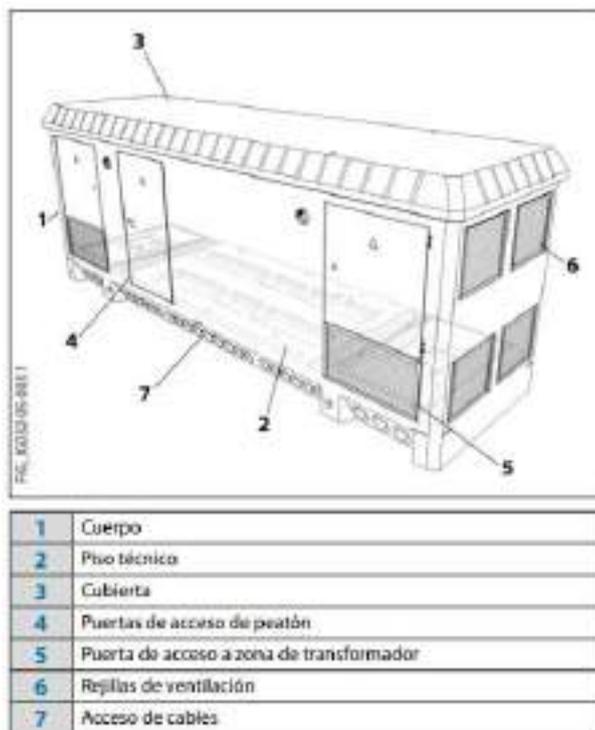


Ilustración 20. Elementos principales PFU. Fuente: ORMAZABAL

4.5.5.2. Celdas de media tensión

Las celdas de alta tensión empleadas en el seccionamiento, protección y medida serán del tipo modulares aisladas, con aislamiento y corte en gas (SF6). Se instalarán dos celdas de línea, una de entrada y otra de salida de línea, una celda de medida, y una celda de protección con interruptor automático.

La aparamenta de media tensión será de tipo compacta con aislamiento en SF6 de 24 kV, con las siguientes características:

- Tensión más elevada para el material U_m (kV): 24 kV
- Tensión soportada a frecuencia industrial U_f (kV ef): 70 kV
- Tensión soportada con onda de choque tipo rayo U_1 (kV cresta): 125 kV
- Corriente nominal barras: 630 A
- Corriente admisible corta duración 1 segundo: 21 kA
- Corriente admisible valor de cresta: 52,5 kA
- Frecuencia asignada: 50 Hz

Los diferentes tipos de celdas de media tensión a utilizar en el centro de seccionamiento, protección y medida se describen a continuación:

- Celda cgm.3-I de línea. Celda de línea constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte

y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal mediante bornas enchufables. La celda estará motorizada, de modo que posteriormente sea posible instalar el sistema de telemando con tensión de servicio y sin modificar la posición abierto/cerrado del interruptor.

- Celda cgm.3-v de protección. Celda de protección constituida por un módulo metálico que incorpora un interruptor automático en vacío conectado en serie con un seccionador de tres posiciones, que permite el corte y la puesta a tierra de la línea. El interruptor está compuesto por tres polos montados en una estructura de acero y conectados a un eje común, que está conectado a la unidad de control. La celda estará motorizada, de modo que posteriormente sea posible instalar el sistema de telemando con tensión de servicio y sin modificar la posición abierto/cerrado del interruptor. La configuración de la celda de protección deberá cumplir las Especificaciones Particulares "Instalaciones Privadas conectadas a la red de distribución. Generadores de alta y media tensión" de la compañía distribuidora, cuyos aspectos básicos se detallan en los anejos adjuntos al presente documento.
- Celda cgm.3-m de medida. Celda de medida constituida por un módulo en chapa galvanizada, que permite la incorporación en su interior de los transformadores de tensión e intensidad que se utilizan para dar los valores correspondientes a los aparatos de medida, control y contadores de medida de energía.

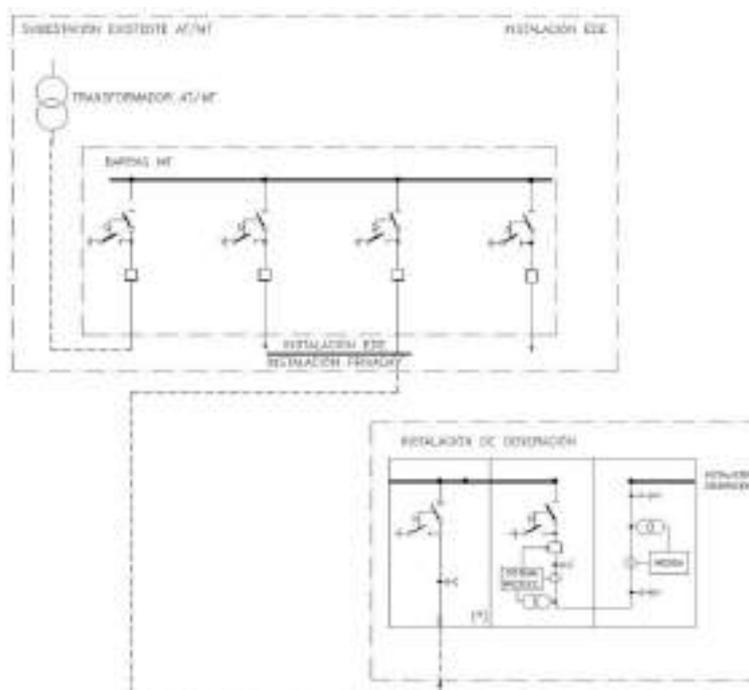
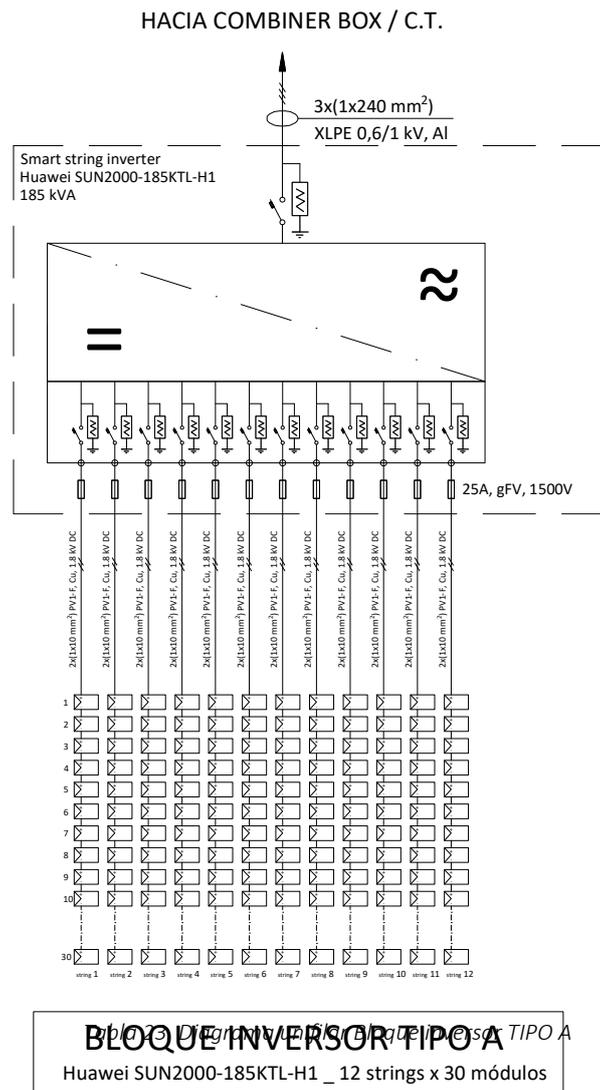


Ilustración 21. Esquema de conexión Centro de Seccionamiento-SET. Fuente: EDISTRIBUCIÓN Redes Digitales S.L.

4.6. INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN

La instalación eléctrica en baja tensión consta de tres circuitos fundamentales:

- Circuitos en corriente continua (DC) desde strings a inversores.
- Circuitos en corriente alterna entre inversores y combineres box (AC).
- Circuitos en corriente alterna entre combiner box y transformador (AC).



4.6.1. Prescripciones generales

La instalación eléctrica en baja tensión de la planta fotovoltaica deberá cumplir en cualquier término lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, RD 842/2020, de 2 de agosto, que tiene por objeto establecer las condiciones técnicas y garantías de seguridad que deben reunir las instalaciones eléctricas en baja tensión con el objetivo de:

- Preservar la seguridad de las personas y de los bienes.
- Asegurar el adecuado funcionamiento de las instalaciones y prevenir perturbaciones e influencias sobre otras instalaciones o servicios.

- Contribuir a la fiabilidad técnica y eficiencia de las instalaciones.

Al tratarse de una instalación a la intemperie, se deberá tener en cuenta lo dispuesto en la ITC BT-30 referente a instalaciones en locales mojados, tal y como se indica en el apartado 2 de la citada ITC.

De igual forma, se deberá cumplir lo prescrito en la ICT BT-40 referentes a instalaciones de generación de energía eléctrica en baja tensión.

4.6.2. Instalación eléctrica en baja tensión en corriente continua (DC)

4.6.2.1. *Criterios de diseño de la instalación eléctrica en baja tensión en corriente continua (DC)*

El diseño de la instalación eléctrica en baja tensión en corriente continua se ha realizado basándose en los siguientes criterios básicos:

- Tensiones de operación máximas: $1.500 V_{DC}$
- Máxima caída de tensión acumulada hasta entrada a inversores: $\leq 1,5\%$
- Para dimensionar conductores por corriente admisible, las intensidades de cálculo se maximizarán un 25%.
- Tipo de Instalación:
 - ~ Circuitos de strings al aire sobre bandeja metálica perforada a lo largo de las estructuras.
 - Temperatura ambiente $40\text{ }^{\circ}\text{C}$.
 - Agrupamiento en función del número de circuitos particular.
 - ~ Circuitos de strings enterrados en suelo bajo tubo en cruzamientos.
 - Temperatura del terreno $25\text{ }^{\circ}\text{C}$.
 - Resistividad el terreno $1,5\text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$.
 - Profundidad $0,70\text{ m}$.
 - Agrupamiento en función del número de circuitos particular.

4.6.2.2. *Circuitos de string (DC)*

Los módulos fotovoltaicos que conforman la planta se asocian en serie formando "strings" hasta alcanzar la tensión de generación deseada. En la planta fotovoltaica existirán dos tipos de string, uno de ellos formado por 30 módulos fotovoltaicos conectados en serie, y otro formado por 32 módulos conectados en serie. Se conectarán teniendo en cuenta la polaridad de sus terminales según las siguientes consignas:

- Terminal positivo de un módulo con el terminal negativo del módulo siguiente en el orden de conexión.
- Se emplearán los terminales de conexión dispuestos por el fabricante de los módulos y no se manipularán, cortarán ni empalmarán. Si fuera necesario una adaptación por no poder cumplir longitudes, se consultará a la Dirección Facultativa las medidas a adoptar.

Las características eléctricas del string TIPO 1, con la conexión de 30 módulos en serie serán:

Potencia, P_{max} :	17550 Wp
Intensidad a potencia máxima, I_{mp} :	17,36 A
Tensión a potencia máxima, V_{mp} :	1011 V
Intensidad de cortocircuito, I_{cc} :	18,32 A
Tensión a circuito abierto, V_{oc} :	1221 V

Tabla 24. Parámetros eléctricos del string TIPO 1

Las características eléctricas del string TIPO 2, con la conexión de 32 módulos en serie serán:

Potencia, P_{max} :	118720 Wp
Intensidad a potencia máxima, I_{mp} :	17,36 A
Tensión a potencia máxima, V_{mp} :	1078,40 V
Intensidad de cortocircuito, I_{cc} :	18,32 A
Tensión a circuito abierto, V_{oc} :	1302,40 V

Tabla 25. Parámetros eléctricos del string TIPO 2

4.6.2.3. Conductor de los circuitos de string (DC)

Todo el cableado que se instale deberá cumplir reglamentación y se dimensionará bajo el criterio de minimización de pérdidas, no pudiendo ser superiores al 1,5% por normativa. No obstante, con objeto de limitar las pérdidas en los conductores por efecto Joule, se limitarán el valor anterior a 1,00%.

Los cables serán libres de halógenos y de comportamiento frente al fuego según:

- No propagación de la llama según EN 60332-1-2, DIN VDE 0482.
- No propagación del incendio según EN 50305-9, EN 50266-2-4.
- Baja emisión de humos, según EN 50268-2.
- Baja toxicidad, según EN 50305, ITC 3

El cableado de BT que discurra al aire deberá ser de calidad solar, es decir, debe soportar la exposición a radiación solar directa, trabajar de forma continua a 120° y contar con un aval de durabilidad por un periodo de, al menos, 35 años.

Podrán ser instalados en bandejas, conductos, paredes, equipos, etc., y están especialmente indicados para aplicaciones con aislamiento de protección (clase II).

De forma general, las características que permiten considerar un equipo como perteneciente a la clase II, o aparato con doble aislamiento eléctrico, se refieren a un aparato que ha sido diseñado de tal forma que no requiere una toma a tierra de seguridad eléctrica.

El cableado utilizado en circuitos de string deberá ajustarse a lo establecido por la normativa aplicable, deben resistir esfuerzos mecánicos, la radiación UV y otras inclemencias medioambientales.

El cable solar estará especialmente diseñado para aplicaciones fotovoltaicas, será cable no propagador de la llama, libre de halógenos y de reducida opacidad de los humos emitidos. Los módulos se unirán por sus propios cables, salvo el primer y último módulo de la rama, cuyo positivo y negativo se conectarán con el inversor utilizando cable solar unipolar de cobre electrolítico estañado, cable de tipo solar PV1-F/ZZF/H1Z2Z2-K. Los cables de string podrán ir fijados a la estructura o a un cable fiador.

El conductor empleado para la formación de los strings y para el tramo string-inversor será:

Tipo	PV1-F
Sección	10 mm ²
Material del conductor	Cobre electrolítico estañado
Aislamiento	Elastómero reticulado tipo EI6/EI8
Cubierta exterior	Elastómero reticulado tipo EM5/EM8
Intensidad máxima (aire/enterrado)	75 A / 71 A
Tensión nominal en AC	0,6/1 kV
Tensión máxima en AC	700/1200 V
Tensión máxima en DC	900/1800 V
Temp. máxima adm. en servicio permanente	90 °C
Temp. máxima adm. en cortocircuito	200 °C

Tabla 26. Conductor empleado en los tramos string-inversor

La conexión de los módulos para formar el strings y las prolongaciones hasta la conexión hasta los inversores se realizarán mediante conectores Multi Contact MC4 con las siguientes características:

Corriente nominal	hasta 30 A
Tensión máxima	1500V
Material del conductor	IP67
Aislamiento	snap-in
Rango de temperatura	-40°C hasta +90°C

Tabla 27. Características técnicas conectores Multi Contact MC4

Los conductores se agruparán y fijarán con bridas resistentes a los rayos UV con el fin de mantener el paralelismo y su ordenación sobre la bandeja.

4.6.3. Instalación eléctrica en baja tensión en corriente alterna (AC)

4.6.3.1. *Criterios de diseño de la instalación eléctrica en baja tensión en corriente alterna (AC)*

El diseño de la instalación eléctrica en baja tensión en corriente alterna se ha realizado basándose en los siguientes criterios básicos:

- Tensiones de operación: 800 V (0,6/1,0 kV)
- Máxima caída de tensión acumulada desde los inversores hasta los bornes del transformador: $\leq 1,5\%$
- Para dimensionar conductores por corriente admisible, las intensidades de cálculo se maximizarán un 25%.
- Tipo de Instalación:
 - ~ Circuitos enterrados directamente en suelo (inversor a combiner box).
 - Temperatura del terreno 25 °C.
 - Resistividad el terreno 1,5 K·m/W.
 - Profundidad 0,70 m.
 - Agrupamiento en función del número de circuitos particular.
 - ~ Circuitos al aire (combiner box a transformador).
 - Temperatura ambiente 40 °C.
 - Agrupamiento en función del número de circuitos particular.

4.6.3.2. *Configuración de la instalación eléctrica en baja tensión en corriente alterna (AC)*

Las líneas de salida en AC de los inversores se agruparán entre sí en las "Combiner box" o Cuadros modulares de Baja Tensión situados en los centros de transformación. En éstos, un transformador permitirá elevar la tensión de salida de los inversores, 800 V, a la tensión de evacuación de la energía, 10 kV, y una aparatada de media tensión que permitirá la conexión y protección de cada uno de los bloques de generación.

Cada circuito discurre desde la salida del inversor trifásico hasta el punto de conexión con el Cuadro modular de Baja Tensión según el trazado indicado en la planimetría.

Las líneas de salida de los Cuadros modulares de Baja Tensión situados en los centros de transformación se conectarán con los bornes del transformador que elevará la tensión de salida de los inversores, 800 V, a la tensión de evacuación de la energía, 10 kV.

Cada circuito discurre desde la salida del Cuadros modulares de Baja Tensión hasta los bornes del transformador situado en el mismo bastidor según se puede observar en los detalles incluidos en la planimetría.

4.6.3.3. *Conductor de los circuitos de corriente alterna en baja tensión (AC)*

Todo el cableado que se instale deberá cumplir reglamentación y se dimensionará bajo el criterio de minimización de pérdidas, no pudiendo ser superiores al 1,5% por normativa. No obstante, con

objeto de limitar las pérdidas en los conductores por efecto Joule, se limitarán el valor anterior a 1,00%.

El conductor a utilizar será del tipo XZ1 (S) de aluminio, clase 2 (rígido) según UNE-EN 60228. Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según UNE HD 603-1, y cubierta libre de halógenos tipo Flamex DMO 1, según UNE-HD 603-5X-1. Temperatura máxima del conductor de 90°C. Libre de halógenos, no propagación de llama y baja emisión de humos. Resistente a grasas y aceites, rayos ultravioletas y presencia de agua. Resistentes a la intemperie: rayos UV, ozono, absorción de agua. Condiciones de instalación al aire y enterrado.

El conexionado de cada inversor con su cuadro modular de baja tensión en el centro de transformación correspondiente se realizará con conductores aislados de aluminio con aislamiento en polietileno reticulado XLPE y tensión asignada 0,6/1 kV, con la sección indicada en las tablas de cálculos y planimetría correspondiente.

Como norma general en la presente instalación, el conductor empleado en el tramo inversor-combiner box será:

Tipo	XZ1 (S)
Sección	3x(1x240) mm ²
Material del conductor	Aluminio
Aislamiento	Polietileno reticulado
Cubierta exterior	Mezcla especial libre de halógenos
Intensidad máxima (aire/enterrado/tubo)	390 A / 340 A / 305 A
Tensión nominal en AC	0,6/1 kV
Tensión máxima en AC	3500 V
Temp. máxima adm. en servicio permanente	90 °C
Temp. máxima adm. en cortocircuito	250 °C

Tabla 28. Conductor empleado en los tramos inversor-combiner box

Como norma general en la presente instalación, el conductor empleado en el tramo combiner-transformador box será:

Tipo	XZ1 (S)
Sección	3x(4x240) mm ²
Material del conductor	Aluminio
Aislamiento	Polietileno reticulado
Cubierta exterior	Mezcla especial libre de halógenos
Intensidad máxima (aire/enterrado/tubo)	390 A / 340 A / 305 A
Tensión nominal en AC	0,6/1 kV

Tensión máxima en AC	3500 V
Temp. máxima adm. en servicio permanente	90 °C
Temp. máxima adm. en cortocircuito	250 °C

Tabla 29. Conductor empleado en los tramos combiner box-transformador

4.6.4. Esquema de conexión de la instalación eléctrica en baja tensión

El esquema de conexión previsto para la instalación es un esquema IT, que se caracteriza porque el neutro del transformador se mantiene aislado de tierra (o conectado a través de una impedancia elevada), mientras que las masas de baja tensión se conectan a tierra directamente.

En este esquema de conexión los conductores activos no tienen ninguna referencia de potencial respecto de tierra (potencial flotante), por lo que cuando se produce un primer fallo de aislamiento fase-masa, la fase adopta el potencial de las masas. Como las masas están conectadas a tierra, no se originan corriente de defecto ni tensión de contacto apreciable entre las masa y tierra, por lo que la instalación puede seguir funcionando sin que suponga ningún riesgo para los usuarios.

La aparición de un segundo defecto origina un cortocircuito entre fases, por lo que la corriente de defecto tiene un valor muy elevado ya que el bucle formado por el transformador, los conductores de las dos fases y los conductores de protección tienen una impedancia muy baja. Por ello, no se precisa utilizar dispositivos específicos para la protección frente a contactos indirectos, ya que esta función la realizan los mismos aparatos que protegen a la instalación frente a sobrecorrientes.

Las instalaciones con esquema IT deben disponer de un sistema de vigilancia de la impedancia del aislamiento a tierra, que active una alarma cuando la impedancia disminuye por debajo de un valor prefijado; en estas condiciones la instalación puede seguir en funcionamiento, pero se debe localizar y eliminar el fallo lo antes posible.

4.6.5. Protecciones

En el presente apartado se describen las medidas adoptadas en esta instalación para la protección de las personas (contactos directos e indirectos) y la protección contra sobreintensidades y cortocircuitos. Toda instalación encargada de transformar energía no eléctrica en energía eléctrica deberá cumplir, con lo estipulado en la ITC BT-40.

Todas las protecciones del sistema, tanto en el lado de corriente continua (DC), como en el de corriente alterna (AC), se diseñan para que la instalación esté protegida contra sobreintensidades, cortocircuitos, sobretensiones y contra contactos directos e indirectos.

4.6.5.1. Protección frente a sobrecargas y cortocircuitos

Circuitos de corriente continua en baja tensión (DC)

Cada uno de los circuitos de corriente continua del generador fotovoltaico estará protegido contra sobreintensidades y cortocircuitos mediante fusibles en cada uno de los strings, de forma que se provoque la apertura del circuito en caso de producirse una corriente superior a la admisible por los equipos o conductores de la instalación. Cada string poseerá dos fusibles de idénticas características eléctricas, uno para el conductor de polaridad positiva y otro para el de polaridad negativa.

Se instalarán fusibles cilíndricos de intensidad nominal 25 A, curva gPV de 1500 V_{DC} y 10 kA de capacidad de ruptura, normalizados según EN 60269.

Tipo	Fusible gPV
Tensión nominal	1500 V
Intensidad nominal	25 A
Poder de corte	10 kA
Clase de corriente	CC

Tabla 30. Protección en los tramos string-inversor

4.6.5.2. Protección frente a contactos directos

Este tipo de protecciones engloban todas aquellas medidas destinadas a proteger a las personas contra los peligros que puedan derivarse de un contacto con las partes activas de la instalación eléctrica.

Las medidas válidas que establece el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión en la instrucción ITC-BT-24 para la protección frente a contactos directos, intencionados o no, son:

- Protección mediante aislamiento de las partes activas. Las partes activas estarán recubiertas de un aislamiento que sólo se puede eliminar destruyéndolo.
- Protección mediante barreras y envolventes. Las partes activas estarán situadas en el interior de las envolventes o detrás de barreras que posean, como mínimo un grado de protección IPXXB, según la UNE-EN 60529.

En el presente proyecto los módulos fotovoltaicos cumplirán con las normas IEC 61215 y UNE-EN 61730, con clase de aislamiento II, aislamiento doble o reforzado que permite utilizarlos sin medios de puesta a tierra. La estructura que soporta los módulos, en caso de ser metálica, estará puesta a tierra.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie, y estarán provistos de protecciones contra el fallo de aislamiento.

Las partes activas de la instalación en baja tensión (AC) serán los cuadros modulares de baja tensión situados en los centros de transformación. Para lo cumplir lo especificado anteriormente se instalarán cuadros de intemperie acordes a la norma UNE-EN 60439-1, y que tengan un grado de protección IP65 e IK08 según la UNE-EN 60529.

4.6.5.3. Protección frente a contactos indirectos

Teniendo en cuenta el sistema de instalación tipo IT, se utilizarán los dispositivos de protección frente a contactos indirectos establecidos en la ITC BT-24:

- Controladores permanentes de aislamiento.
- Dispositivos de protección de máxima corriente, tales como fusibles o interruptores automáticos.

En cualquier caso, se deberán tomar medidas para evitar cualquier peligro en caso de aparición de dos fallos fase-masa simultáneos.

El inversor llevará integrado un sistema de monitorización del fallo de aislamiento que avisará y desconectará el generador e inversor de la red. En caso que después de un primer defecto fase-masa se produzca un segundo defecto, se producirá un cortocircuito fase-fase, actuando los dispositivos de corte y desconexión automática instalados para la protección frente a sobrecargas y cortocircuitos.

4.6.5.4. Protección frente a sobretensiones

Las instalaciones fotovoltaicas que ocupan extensas superficies están especialmente expuestas a las descargas atmosféricas y consiguientes sobretensiones transitorias. Las consecuencias de estas sobretensiones son la reducción del rendimiento y la vida de la instalación. El uso de protecciones contra sobretensiones garantiza la optimización del rendimiento y son soluciones altamente rentables.

Los protectores de sobretensión descargan a tierra los picos de tensión transitorios que se transmiten a través de los cables de la instalación eléctrica.

Se instalarán elementos de protección clase II frente a sobretensiones en cada una de las entradas (DC) y salidas (AC) de los inversores en caso de que no dispongan internamente de estas protecciones.

4.6.5.5. Protección de la instalación de generación

Según lo establecido en la ITC BT 04, del Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, apartado 7;

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

circuitos de salida de los generadores se dotarán de las protecciones establecidas en las correspondientes ITC que les sean aplicables.

En las instalaciones de generación que puedan estar interconectadas con la Red de Distribución Pública, se dispondrá un conjunto de protecciones que actúen sobre el interruptor de interconexión, situadas en el origen de la instalación interior. Éstas corresponderán a un modelo homologado y deberán estar debidamente verificadas y precintadas por un Laboratorio reconocido.

Las protecciones mínimas a disponer serán las siguientes: -

- *De sobreintensidad, mediante relés directos magnetotérmicos o solución equivalente.*
- *De mínima tensión instantáneos, conectados entre las tres fases y neutro y que actuarán, en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 85% de su valor asignado.*
- *De sobretensión, conectado entre una fase y neutro, y cuya actuación debe producirse en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 110% de su valor asignado.*
- *De máxima y mínima frecuencia, conectado entre fases, y cuya actuación debe producirse cuando la frecuencia sea inferior a 49 Hz o superior a 51 Hz durante más de 5 períodos.*

El sistema de protecciones deberá cumplir con los procedimientos de operación correspondientes, así como, con las exigencias previstas en la reglamentación vigente, en particular, el Reglamento electrotécnico de baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, aprobado por Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, y el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, aprobado por Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero.

De igual forma, el sistema de protecciones de las instalaciones deberá cumplir con lo dispuesto en el RD 661/2007 y en el procedimiento de operación P.O.1.6 (éste último es aplicable, a los efectos de los planes de deslases de carga por mínima frecuencia y planes de desconexión de generación por máxima frecuencia, a todas las instalaciones de generación acopladas al Sistema Eléctrico Peninsular con independencia de su potencia o punto de conexión).

Según el RD 661/2007 y su modificación RD 1565/2010 se obliga al cumplimiento del P.O. 12.3 referente a huecos de tensión a las instalaciones o agrupaciones de instalaciones fotovoltaicas de más de 2 MW y a todas las instalaciones eólicas.

En las instalaciones a las que les sean de aplicación procedimientos de operación relativos a requisitos técnicos de conexión (p.e. P.O.12.2 y P.O.12.3) los ajustes de las protecciones de tensión no impedirán el cumplimiento de dichos procedimientos.

Dado que la planta fotovoltaica se conectará a la red de distribución de la EDISTRIBUCIÓN Redes Digitales, S.L.U., subestación Jaca Sur 10 kV, se deberán cumplir las especificaciones particulares de la compañía distribuidora, en concreto el documento "NRZ104 Especificaciones Particulares de

las Instalaciones Privadas conectadas a la Red de Distribución. Generadores en Alta y Media Tensión”, aprobadas por la administración competente, así como cualquier otra normativa particular aplicable.

En los anejos al presente documento se adjunta documento resumen de las principales características que deberán cumplir los elementos indicados en la ITC-RAT 19 de las Instalaciones privadas de generación que se conecten a las redes de EDISTRIBUCIÓN Redes Digitales, S.L.U.

4.6.6. Canalizaciones

4.6.6.1. *Canalizaciones de los circuitos de string (DC).*

En función del tramo del recorrido de la instalación fotovoltaica existirán varias formas de instalación de los conductores, siendo en el caso del cableado de baja tensión corriente continua:

- Circuitos de strings al aire sobre bandeja metálica perforada a lo largo de las estructuras.
- Circuitos de strings enterrados en suelo bajo tubo en los cruzamientos entre filas. Las características y detalles de las zanjas para las canalizaciones de los circuitos de string se muestran en posteriores apartados, así como en la planimetría adjunta al presente proyecto.

4.6.6.2. *Canalizaciones de los circuitos de corriente alterna en baja tensión (AC)*

En función del tramo del recorrido de la instalación fotovoltaica existirán varias formas de instalación de los conductores, siendo en el caso del cableado de baja tensión corriente continua:

- Circuitos enterrados directamente en suelo (inversor a combiner box). Las características y detalles de las zanjas para las canalizaciones de los circuitos de AC en baja tensión se muestran en posteriores apartados, así como en la planimetría adjunta al presente proyecto.
- Circuitos al aire (combiner box a transformador).

4.6.7. Puesta a tierra

La puesta a tierra se establece principalmente como objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento las masas metálicas, asegurándose con ella, la actuación de las protecciones y eliminando el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados en la instalación. La puesta a tierra consiste en una unión metálica directa entre las masas de los elementos eléctricos que componen la planta fotovoltaica y los electrodos enterrados en el suelo con objeto de garantizar la seguridad de personas y equipos en caso de faltas o descargas a tierra.

La instalación de puesta a tierra se realizará de forma tal que la máxima resistencia de puesta a tierra a lo largo de la vida de la instalación y en cualquier época del año, no se puedan producir tensiones de contacto mayores de 24 V, en las partes metálicas accesibles de la instalación.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

La parte principal de la instalación fotovoltaica son los módulos fotovoltaicos, los cuales van enmarcados en bastidores metálicos apoyados en estructuras metálicas para su sustentación. Las partes metálicas se conectan todas entre sí para que sean equipotenciales. Para ello, cada módulo fotovoltaico dispondrá de un borne de puesta a tierra que se conectará al circuito general de puesta a tierra de la instalación, a través del conductor de protección, como medida de seguridad frente a contactos indirectos y frente a descargas atmosféricas.

La instalación de puesta a tierra de la planta fotovoltaica (parte de baja tensión DC y AC) estará constituida por una red de tierra mallada, reforzada por electrodos de puesta a tierra (en caso de ser necesario) para asegurar un valor de resistencia de puesta a tierra acorde a las indicaciones de los estándares de aplicación. A la malla se conectarán alternativamente las armaduras metálicas de pilares de hormigón, así como las estructuras metálicas, etc.

Los conductores de protección serán los indicados en la ITC BT-018 apartado 3.4.

Las características principales de los componentes de la red de tierras serán:

- Conductor de cobre desnudo de 35 mm² enterrado en zanja, en unos tramos junto a los conductores de baja tensión de corriente continua y corriente alterna, y en otros tramos de forma independiente, formado una red de tierra mallada que unirá todas las masas metálicas entre sí.
- Pica de acero recubierto de cobre de 2 m de longitud y 14 mm² por poste hincado de la estructura del seguidor conectada mediante latiguillo de cobre desnudo de 35 mm² a la propia estructura o a la red de tierra mallada.
- Pica de acero recubierto de cobre de 2 m de longitud y 14 mm² por inversor mediante latiguillo de cobre desnudo de 35 mm² a la propia estructura del seguidor o a la red de tierra mallada.
- Conductor aislado RZ1-K, de 10 mm² de sección, en las canalizaciones aéreas sobre bandeja, que unirá las masas de los módulos fotovoltaicos, las estructuras de seguimiento y la red de tierra mallada entre sí.

Todas las conexiones de los circuitos de tierra se realizarán mediante terminales, grapas, soldadura o elementos apropiados que garanticen un buen contacto permanente y protegido contra la corrosión.

Por otro lado, los terminales positivos y negativos (partes activas del módulo) se disponen de modo flotante, es decir aislados entre sí y aislados de tierra. Esta configuración coincide con el sistema que el Reglamento Electrotécnico para Baja tensión denomina esquema IT, en el que no hay conductores activos puestos a tierra.

Con esta disposición, se consigue que no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las descargas de origen atmosférico.

La puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.

Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación

En este sentido según la ITC 40, cuando la instalación receptora esté acoplada a una Red de Distribución Pública que tenga el neutro puesto a tierra, el esquema de puesta a tierra será el TT y se conectarán las masas de la instalación y receptores a una tierra independiente de la del neutro de la Red de Distribución pública.

La resistencia al paso de la corriente de los electrodos obtenida por medición directa, no deberá ser en ningún caso superior a los 10 ohmios. Si así sucediera, se deberán efectuar las mejoras necesarias que garanticen la reducción de esta resistencia.

4.7. INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN MEDIA TENSIÓN

La instalación eléctrica en media tensión será la encargada de interconectar los diferentes centros de transformación hasta el punto de conexión con la línea de evacuación de la energía.

4.7.1. Criterios de diseño de la instalación eléctrica en media tensión

El diseño de la instalación eléctrica en alta tensión se ha realizado basándose en los siguientes criterios básicos:

- Tensiones de operación: 10 kV
- Tensión máxima en el sistema: 12/20 kV
- Máxima caída de tensión entre los centros de transformación y el centro de seccionamiento, protección y medida: $\leq 0,5\%$
- La intensidad máxima que circula por cada tramo del sistema de Media Tensión será menor al 85% de la intensidad de admisible del conductor actualizado para el tipo de instalación.
- Para dimensionar conductores por corriente admisible, las intensidades de cálculo se maximizarán un 25%.
- Tipo de Instalación:
 - ~ Circuitos enterrados directamente en suelo.
 - Temperatura del terreno 25 °C.
 - Resistividad el terreno 1,5 K·m/W.
 - Profundidad 1,00 m.
 - Agrupamiento en función del número de circuitos particular.

- ~ Circuitos enterrados en suelo bajo tubo (cruzamientos).
 - Temperatura del terreno 25 °C.
 - Resistividad el terreno 1,5 K·m/W.
 - Profundidad 1,00 m.
 - Agrupamiento en función del número de circuitos particular.

4.7.2. Configuración de la instalación eléctrica en media tensión

Las líneas de que conectan los bornes del transformador en alta tensión (10 kV) situados en los centros de transformación se conectarán con las celdas de protección y maniobra de éstos mediante los correspondientes puentes de unión en alta tensión.

Cada circuito discurre desde los bornes del transformador hasta los bornes de la celda de protección de éste situada en el mismo en el mismo bastidor según se puede observar en los detalles incluidos en la planimetría.

Las celdas de maniobra de los centros de transformación se unirán entre sí formando un único circuito de alta tensión (10 kV) que permitirá agrupar toda la energía para su evacuación de la central fotovoltaica hasta el punto de conexión con la infraestructura de evacuación.

Cada circuito discurre interconectando los centros de transformación, CT01 con CT02, CT02 con CT03, CT03 con CT04 y CT04 con CSECC según el trazado indicado en la planimetría.

A través de una línea subterránea de alta tensión (10 kV) de 0,300 km, objeto de Proyecto específico se prevé evacuar la energía hasta el punto de conexión con la infraestructura de distribución de energía eléctrica, que será la subestación Jaca Sur 10 kV (existente), propiedad de EDISTRIBUCIÓN Redes Digitales, S.L.U., punto de entrega final de la energía.

4.7.3. Conductores en las líneas de evacuación interior de la planta

Todo el cableado de la instalación de media tensión se diseña para que pueda soportar la Intensidad del punto de trabajo y la caída de tensión no supere el 0,5% en los circuitos de media tensión.

El conductor a utilizar será del tipo RH5Z1 de aluminio, clase 2 (rígido) según UNE-EN 60228, con tensión nominal 12/20 kV. Conductor formado por cuerda redonda compacta de hilos de aluminio, capa interna extrusionada de material semiconductor, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), capa externa extrusionada de material semiconductor, separable en frío, con barrera contra la propagación longitudinal de la humedad, pantalla de cinta longitudinal de aluminio termosoldada y adherida a la cubierta, cubierta de Poliolefina termoplástica de altas prestaciones de tipo Vermex. Temperatura máxima del conductor de 90°C. Libre de halógenos, no propagación de llama y baja emisión de humos. Resistente a grasas y aceites, rayos ultravioletas y presencia de agua. Resistentes a la intemperie: rayos UV, ozono, absorción de agua. Condiciones de instalación al aire y enterrado.

El conexionado entre los bornes de los transformadores y las celdas de protección de éstos en el centro de transformación correspondiente se realizará con conductores aislados de aluminio con

aislamiento en polietileno reticulado XLPE y tensión asignada 12/20 kV, con la sección indicada en las tablas de cálculos y planimetría correspondiente.

El conexionado entre las celdas de línea de los centros de transformación según la secuencia indicada anteriormente se realizará con conductores aislados de aluminio con aislamiento en polietileno reticulado XLPE y tensión asignada 12/20 kV, con la sección indicada en las tablas de cálculos y planimetría correspondiente.

Como norma general en la presente instalación, los conductores empleados en la línea de media tensión (10 kV) son:

LÍNEA SUBTERRÁNEA MEDIA TENSIÓN	
Tipo	AL RH5Z1
Sección	3x(1x150), 3x(1x240), 3x(1x400) mm ²
Material del conductor	Aluminio
Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE)
Cubierta exterior	Poliiolefina termoplástica, DMZ1.
Tensión nominal en AC	12/20 kV
Tensión máxima en AC	42 kV
Temp. máxima adm. en servicio permanente	90 °C
Temp. máxima adm. en cortocircuito	250 °C

Tabla 31. Conductor red de alta tensión (10 kV)

Las secciones de los conductores empleadas en cada uno de los tramos de la red de media tensión serán:

LÍNEA SUBTERRÁNEA MEDIA TENSIÓN	
Tramo CT01 a CT02	Al RH5Z1, 1x(3x150) mm ²
Tramo CT02 a CT03	Al RH5Z1, 1x(3x150) mm ²
Tramo CT03 a CT04	Al RH5Z1, 1x(3x240) mm ²
Tramo CT04 a Csecc	Al RH5Z1, 1x(3x400) mm ²

Tabla 32. Secciones conductores red de alta tensión (10 kV)

Como norma general en la presente instalación, que el conductor empleado en los puentes entre el transformador y la celda de protección será:

Tipo	AL RH5Z1
Sección	3x(1x95) mm ²
Material del conductor	Aluminio
Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE)
Cubierta exterior	Poliiolefina termoplástica, DMZ1.

Tensión nominal en AC	12/20 kV
Tensión máxima en AC	42 kV
Temp. máxima adm. en servicio permanente	90 °C
Temp. máxima adm. en cortocircuito	250 °C

Tabla 33. Conductor empleado en los puentes centros de transformación lado alta tensión

El cable se conectará en ambos extremos mediante terminaciones unipolares de 20 KV con terminales de conexión a presión bimetálicos para media tensión adecuados al cable empleado.

Antes de su conexionado se realizarán las pruebas que la reglamentación vigente establece para la instalación eléctrica detallada en el presente proyecto.

Una vez realizadas las pruebas y ensayos, se elaborará un informe dónde reflejará el protocolo y resultado de las pruebas realizadas, indicando la empresa y sello de la misma que lo ejecuta.

4.7.4. Terminaciones

Las terminaciones serán adecuadas al tipo de conductor empleado en cada caso. Existen dos tipos de terminaciones para las líneas de Media Tensión:

1. Terminaciones convencionales contráctiles o enfilables en frío, tanto de exterior como de interior:
Se utilizarán estas terminaciones para la conexión a instalaciones existentes con celdas de aislamiento al aire o en las conversiones aéreo-subterráneas. Estas terminaciones serán acordes a las normas UNE 211027, UNE HD 629-1 y UNE EN 61442. Se tomará como referencia la norma informativa GSCC005 12/20(24) kV and 18/30(36) kV Cold shrink terminations for MV cables.
2. Conectores separables:
Se utilizarán para instalaciones con celdas de corte y aislamiento en SF6. Serán acordes a las normas UNE-HD629-1 y UNE-EN 61442. Se tomará como referencia la norma informativa GSCC006 12/20(24) kV and 18/30(36) kV Separable connectors for MV cables

4.7.5. Empalmes

Los empalmes serán adecuados para el tipo de conductores empleados y aptos igualmente para la tensión de servicio.

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.

En aquellos casos en los que requiera el uso de otro tipo de empalmes (cables de distintas tecnologías, etc.) será necesario el acuerdo previo de la dirección facultativa, y en caso necesario de la compañía distribuidora.

4.7.6. Protecciones de los circuitos de corriente alterna en media tensión

Protección contra sobreintensidades

En base a lo indicado en la ITC-RAT 09 apartado 4.2.1 referente a la protección de transformadores MT/BT, estos deberán protegerse contra sobreintensidades producidas por sobrecargas o cortocircuitos, ya sean externos en la baja tensión o internos en el propio transformador.

La protección se efectuará limitando los efectos térmicos y dinámicos mediante la interrupción del paso de la corriente, para lo cual se utilizarán cortacircuitos fusibles. La fusión de cualquiera de los fusibles dará lugar a la desconexión trifásica del interruptor-seccionador de protección del transformador. En casos excepcionales podrán utilizarse interruptores automáticos accionados por relés de sobreintensidad.

Protección de sobrecarga del transformador

Esta protección la provee una sonda que mide la temperatura del aceite en la parte superior del transformador y que provoca el disparo del interruptor-seccionador de la celda de protección de dicho transformador.

Se seguirá lo indicado en la norma UNE-IEC 60076-7 Parte 7 "Guía de carga para transformadores de potencia sumergidos en aceite".

El ajuste de esta sonda será de 105 ° C.

Protección contra cortocircuitos

La protección contra eventuales cortocircuitos que puedan producirse entre la celda de protección y el embarrado del cuadro de BT (puentes MT, transformador, puentes y embarrado de BT estará asignada a los fusibles de MT.

Los calibres de los fusibles destinados a la protección de los circuitos con transformador serán los recomendados por el fabricante en función de la potencia del transformador y de la tensión nominal de la línea de MT.

El calibre de los fusibles de la celda de protección general será de 100 A para los centros de transformación de 1100 kVA, y 125 A para los centros de transformación de 1480 kVA. No obstante, dicha selección deberá ser verificada por la dirección facultativa en función de las prescripciones remitidas por el fabricante de los centros de transformación compactos PVS-175-MVCS.

Los cortocircuitos que puedan producirse en las líneas de BT que salen del centro de transformación deberán ser despejados por los fusibles de las líneas BT correspondientes, sin que se vean afectados los del transformador, salvo en su función de apoyo a los de BT.

Sobretensiones en media tensión

No se prevé la instalación de elementos de protección frente a sobretensiones en media tensión al ser el conjunto de circuitos de tipo subterráneo, y no existir transición de línea aérea a subterránea para alimentar el CT.

4.7.7. Canalizaciones de los circuitos en media tensión

En función del tramo del recorrido de la instalación fotovoltaica existirán varias formas de instalación de los conductores, siendo en el caso del cableado de media tensión:

- Circuitos enterrados en suelo bajo tubo.
- Circuitos al aire (transformador a celda de media tensión).

4.7.8. Puesta a tierra

4.7.8.1. *Tierra de protección*

Se conectarán a tierra todos los elementos metálicos de la instalación que no estén en tensión normalmente, pero que puedan estarlo a causa de averías o circunstancias externas: envolventes de las celdas y cuadros de baja tensión, rejillas de protección, carcasa de los transformadores, etc., así como la armadura del edificio prefabricado. No se unirán, por el contrario, las rejillas y puestas metálicas del centro, si son accesibles desde el exterior.

Las celdas dispondrán de una pletina de tierra que las interconectará constituyendo el colector de tierras de protección.

Estará constituida por un electrodo principal del cable de Cu desnudo 50 mm² de sección y 8 picas de acero cobreado de Ø14 mm. y 2 m. de longitud en forma de rectángulo de dimensiones aproximadas al edificio, 6x4 m., situado bajo el centro de transformación a una profundidad de 0,5 m.

Este cable conectará a tierra los elementos indicados en el apartado anterior e irá sujeto a las paredes mediante bridas de sujeción y conexión, conectando el anillo al final a una caja de seccionamiento con un grado de protección IP54.

4.7.8.2. *Tierra de servicio*

Con objeto de evitar tensiones peligrosas en baja tensión, debido a faltas en la red de media tensión, el neutro del sistema de baja tensión de los servicios auxiliares y los circuitos de baja tensión de los transformadores del equipo de medida se conecta a una toma de tierra independiente del sistema de media tensión, de tal forma que no exista influencia en la red general de tierra, para lo cual se emplea un cable de cobre aislado.

La tierra interior de servicio se realizará con cable de Cu de 50 mm² aislado hasta lograr la separación mínima con la tierra de protección, y con cable de Cu desnudo 50 mm² de sección y 6

picas de acero cobreado de $\varnothing 14$ mm. y 2 m. de longitud en hilera a una profundidad de 0,5 m. La separación entre cada pica y la siguiente será de 3.00 m, de modo que, con esta configuración, la longitud de conductor desde la primera pica a la última será de 15 m., dimensión que tendrá que haber disponible en el terreno.

La separación mínima entre ambas redes de tierra (protección y servicio) será de 15 m.

La resistencia de las puestas a tierra será inferior a la prescrita en el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión.

Todos los circuitos se conectarán a cajas de doble aislamiento seccionable, grado de protección IP54, con el fin de facilitar las mediciones de resistencia a tierra. Las cajas de seccionamiento de la tierra de servicio y protección estarán separadas por una distancia mínima de 1m.

Dado que el transformador de potencia 0,8/10 kV es del tipo "neutro aislado", se considerará necesaria la tierra de servicio para los transformadores de los centros de transformación para servicios auxiliares, cuadros de baja tensión, transformadores de medida en el centro de seccionamiento, protección y medida.

4.7.9. Instalaciones secundarias

4.7.9.1. *Alumbrado*

En el interior del centro de transformación y del centro de seccionamiento, protección y medida, en caso necesario, se instalará un mínimo de dos puntos de luz capaces de proporcionar un nivel de iluminación suficiente para la comprobación y maniobra de los elementos del mismo. El nivel medio será como mínimo de 150 lux.

Los focos luminosos estarán colocados sobre soportes rígidos y dispuestos de tal forma que se mantenga la máxima uniformidad posible en la iluminación. Además, se deberá poder efectuar la sustitución de lámparas sin peligro de contacto con otros elementos en tensión.

Se dispondrá también un punto de luz de emergencia de carácter autónomo que señalará los accesos al centro de transformación.

4.7.9.2. *Batería de condensadores.*

No se instalarán baterías de condensadores.

4.7.9.3. *Protección contra incendios.*

De acuerdo con la instrucción ITC RAT 14, se dispondrá como mínimo de un extintor de eficacia equivalente 89 B.

4.7.9.4. Ventilación.

La ventilación del centro de transformación se realizará mediante las rejillas de entrada y salida de aire dispuestas para tal efecto.

Estas rejillas se construirán de modo que impidan el paso de pequeños animales, la entrada de agua de lluvia y los contactos accidentales con partes en tensión si se introdujeran elementos metálicos por las mismas.

4.7.9.5. Medidas de seguridad.

Seguridad en celdas de alta tensión:

Las celdas de alta tensión dispondrán de una serie de enclavamientos funcionales que responden a los definidos por la norma UNE-EN 62271-200 y que serán los siguientes:

- Sólo será posible cerrar el interruptor con el seccionador de tierra abierto y con el panel de acceso cerrado.
- El cierre del seccionador de puesta a tierra sólo será posible con el interruptor abierto.
- La apertura del panel de acceso al compartimento de cables sólo será posible con el seccionador de puesta a tierra cerrado.
- Con el panel delantero retirado será posible abrir el seccionador de puesta a tierra para realizar el ensayo de cables, pero no será posible cerrar el interruptor.
- Además de los enclavamientos funcionales ya definidos algunas de las distintas funciones se enclavarán entre ellas mediante cerraduras según se indica en anteriores apartados

Para la protección del personal y equipos, se debe garantizar que:

- No será posible acceder a las zonas normalmente en tensión, si éstas no han sido puestas a tierra. Por ello, el sistema de enclavamientos interno de las celdas debe afectar al mando del aparato principal, del seccionador de puesta a tierra y a las tapas de acceso a los cables.
- Las celdas de entrada y salida serán con aislamiento integral y corte en gas, y las conexiones entre sus embarrados deberán ser apantalladas, consiguiendo con ello la insensibilidad a los agentes externos, y evitando de esta forma la pérdida del suministro en los Centros de Transformación interconectados con éste, incluso en el eventual caso de inundación del Centro de Transformación.
- Las bornas de conexión de cables y fusibles serán fácilmente accesibles a los operarios de forma que, en las operaciones de mantenimiento, la posición de trabajo normal no carezca de visibilidad sobre estas zonas.
- Los mandos de la aparatamenta estarán situados frente al operario en el momento de realizar la operación, y el diseño de la aparatamenta protegerá al operario de la salida de gases en caso de un eventual arco interno.

- El diseño de las celdas impedirá la incidencia de los gases de escape, producidos en el caso de un arco interno, sobre los cables de AT y BT. Por ello, esta salida de gases no debe estar enfocada en ningún caso hacia el foso de cables.

En el interior de cada centro de transformación, y del centro de seccionamiento, protección y medida se dispondrá de un equipo de seguridad reglamentario según lo indicado en el Reglamento de Alta Tensión.

4.7.10. Estudio de campos magnéticos

Según establece el apartado 4.7 de la ITC-RAT 14 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, en el diseño de las instalaciones se adoptarán las medidas adecuadas para minimizar, en el exterior de las instalaciones de alta tensión, los campos magnéticos creados por la circulación de corriente a 50 Hz, en los diferentes elementos de dichas instalaciones.

El Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas, establece unos límites de exposición máximos que se deberán de cumplir en las zonas en las que puedan permanecer habitualmente las personas.

Los conductores y equipos del centro de seccionamiento cumplirán con lo dispuesto en el apartado 4.7 de la ITC-RAT 14 del Real Decreto 337/2014, de 09 de mayo, tomándose como extrapolables las comprobaciones expuestas en el documento Estudio de Campos Magnéticos del Proyecto Tipo FYZ30000, Centro de Transformación Interior Prefabricado de Superficie.

De este modo, a priori, si el proyecto real de CT se realiza conforme a la disposición y configuración del Proyecto Tipo, los cálculos de campos magnéticos para la instalación real se pueden considerar idénticos a los del proyecto tipo, no siendo necesario incluir cálculos específicos adicionales

En cualquier caso, podrá requerirse Estudio específico de Campos Magnéticos según la configuración de los centros de transformación ejecutada.

4.7.11. Estudio de ruido, insonorización y medidas anti vibraciones

Con objeto de limitar el ruido originado por las instalaciones de alta tensión, éstas se dimensionarán y diseñarán de forma que los índices de ruido medidos en el exterior de las instalaciones se ajusten a los niveles de calidad acústica establecidos en el Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas. Además, se deberá cumplir con el Código Técnico de la Edificación, legislaciones de las comunidades autónomas y ordenanzas municipales.

Caso de sobrepasar esos límites, se tomarán medidas correctoras para minimizar y reducir la emisión de ruido y la transmisión de vibraciones producidas. El Real Decreto 1367/2007 regula, en las tablas B1 y B2 del anexo III, los valores límite de emisión de ruido al medio ambiente exterior y a los locales colindantes del CT, siendo estos valores función del tipo de área acústica. Estos niveles de ruido deben medirse de acuerdo a las indicaciones del anexo IV del RD 1367/2007.

En caso de ser necesario tomar medidas correctoras con el fin de reducir o eliminar la transmisión de vibraciones de los transformadores de distribución, se podrá instalar en cada punto de apoyo un amortiguador de baja frecuencia, hasta 5 Hz, especialmente diseñado para la suspensión de transformadores. Cada amortiguador estará formado por suelas de acero y muelles metálicos de alta resistencia. Los amortiguadores a instalar serán los adecuados en función de la carga estática a soportar, que será función del peso del transformador a instalar. Este sistema proporcionará además el anclaje del transformador impidiendo su desplazamiento fortuito y/o paulatino a lo largo del tiempo, no autorizándose ningún otro sistema de anclaje que pudiera propiciar la transmisión mecánica de ruidos o vibraciones a otros elementos del local.

El nivel de ruido originado por cada centro de transformación y por el centro de seccionamiento, protección y medida cumplirá con los requisitos reglamentarios exigidos en el RD 1367/2007, y por tanto con las exigencias establecidas en la ITC-RAT 14.

4.8. MONITORIZACIÓN

Se instalará un sistema de monitorización para el sistema de comunicación y control de la planta que estará compuesto al menos por los siguientes dispositivos y medios de transmisión:

- Analizadores de redes para la monitorización de la energía generada por cada uno de los strings o entradas de DC al inversor.
- Módulos de comunicación en los contadores de medida para la monitorización de la energía producida por cada inversor y la energía exportada a la red.
- Módulo de adquisición de datos de los inversores.
- Sistema de control y comunicación del estado de los seguidores.
- Sistema de cableado de comunicación y alimentación de los sistemas de monitorización.

4.9. SISTEMA DE SEGURIDAD Y VIGILANCIA

Para la protección del perímetro se utilizará un sistema de vídeo vigilancia con cámaras térmicas motorizadas. Las cámaras se distribuirán por todo el perímetro de la instalación, situándolas en los lugares estratégicos. La alimentación a dichas cámaras se realizará mediante canalización enterrada bajo tubo por las zanjas que discurren por todo el perímetro del vallado.

El sistema analizará las imágenes de las cámaras detectando los objetos móviles e identifica personas o el tipo de objetos indicados.

Cuando una persona accede al área que se ha señalado como protegida, un vídeo con la alarma es enviado a la central de monitorización, que chequea la alarma en cuestión. No es imprescindible

que el centro de control se sitúe dentro del parque fotovoltaico, ya que el sistema de vigilancia es accesible desde cualquier lugar vía internet.

5. OBRA CIVIL

La instalación de la planta fotovoltaica requiere una serie de actuaciones sobre el terreno para poder implantar todas las instalaciones necesarias para el correcto funcionamiento de ésta.

Las principales actuaciones a realizar serán:

- Desbroce, limpieza y preparación del terreno.
- Movimiento de tierras para habilitación de caminos internos de la planta y accesos.
- Movimiento de tierras en necesarios para la implantación de edificios prefabricados de los centros de transformación.
- Movimiento de tierras para excavación de zanjas en la planta para canalizaciones de cables eléctricos y comunicación.
- Catas en el terreno necesarias para efectuar todos los trabajos objeto del presente documento.

5.1. TOPOGRAFÍA

Previo inicio de la ejecución de las obras de la planta fotovoltaica se realizará topografía de detalle, a escala mínima 1:100, que incluirá la representación al menos de:

- Dimensiones y detalles de todo lo que aparezca en las parcelas objeto del proyecto, edificaciones, arbolado singular, escolleras, escombros, pasos de agua, servicios existentes, canalizaciones y el resto de servicios afectados. El ámbito del levantamiento a realizar cubrirá la zona de instalación y al menos y perímetro de 10 m.
- Viales y caminos existentes en la ubicación de la instalación.
- Linderos de los terrenos e identificaciones de las parcelas colindantes. Se compararán estas lindes con el plano catastral.
- Reportaje fotográfico del estado inicial de la zona a estudiar.

Se deberán dejar bases fijas, lo mejor definidas y protegidas que sea posible para evitar problemas en los replanteos de la fase de construcción y de la posterior fase de restauración.

Todo lo indicado anteriormente deberá quedar recogido en el correspondiente informe topográfico y en la documentación digital necesaria para la fase de construcción y para la fase de restauración de la zona.

5.2. DESBROCE Y LIMPIEZA DEL TERRENO

El desbroce y limpieza del terreno de la zona afectada se realizará mediante medios mecánicos. Comprenderá los trabajos necesarios para la retirada de maleza, arbustos, broza, maderas caídas,

escombros, basuras o cualquier otro material existente en la zona proyectada o en las áreas de influencia de la planta fotovoltaica.

Dadas las características de las zonas de implantación de la planta fotovoltaica, principalmente tierra labrada sin vegetación, se contempla que el desbroce sea mínimo.

En el trazado de caminos y zanjas, se retirará la capa de tierra vegetal hasta una profundidad no inferior a 20 cm. No obstante, no se realizará desbroce sobre elementos arbóreos o sobre regeneración natural de especies arbóreas. Para tal fin se señalará los elementos arbóreos que se deban respetar en el desbroce.

Los deshechos deberán ser transportados a vertedero y gestionados por gestor autorizado según lo prescrito en el Estudio de Generación de Residuos de Construcción y Demolición.

5.3. MOVIMIENTO DE TIERRAS

Dadas las características de la orografía del terreno, solo será necesario realizar movimientos de tierra en zonas puntuales de la explanada dónde se ubican los seguidores con el objeto de adecuar el terreno a la pendiente asumible por los mismos.

El principal volumen de movimiento de tierras es el asociado a la formación de la explanada donde se ubican los centros de transformación, al trazado de los caminos interiores y de acceso a la planta, así como a la ejecución de las zanjas para el alojamiento de los cables de baja y media tensión.

El trazado en planta y alzado de los caminos interiores se ha ajustado a la orografía del terreno con el fin de minimizar el movimiento de tierras y siempre atendiendo al criterio de menor afección al medio.

La descripción de las características de las zanjas para el alojamiento de los cables de baja tensión y media tensión, características, dimensiones, etc., se realiza en posteriores apartados.

La gestión de las tierras, tal y como especifica en el Estudio de Gestión de Residuos de Construcción y Demolición adjunto en el presente proyecto, consistirá en reutilizarlas en la medida de lo posible en la propia obra, siendo el resto retirado prioritariamente a plantas de fabricación de áridos para su reciclaje o, si esto no es posible, a vertederos autorizados.

El movimiento de tierras calculado se ha realizado en base a cartografía básica, tal y como se ha indicado anteriormente, por lo que podrá sufrir variaciones con el estudio topográfico de detalle que se llevará a cabo previa ejecución de la planta.

5.4. ZANJAS PARA CANALIZACIONES

Para el tendido de los cables eléctricos de baja tensión y media tensión, cableado de comunicaciones, etc., será necesario realizar la excavación de zanjas en el interior de la planta.

El trazado de las zanjas se ha diseñado tratando que sea lo más rectilíneo posible y respetando los radios de curvatura mínimos de cada uno de los cables utilizados.

Las canalizaciones principales se dispondrán, tratando de minimizar el número de cruces, la afección al medio ambiente, a los propietarios de las fincas por las que puedan transcurrir y a los caminos y vías públicas.

Inicialmente, los materiales procedentes de la excavación se depositarán junto a los lugares en dónde han sido extraídos a la espera de poder ser reutilizados para el llenado de los volúmenes excavados realizados.

El excedente del material no reutilizado será recogido, transportado y almacenado por los vehículos internos de la construcción de la planta desde su lugar de extracción hasta una zona de almacenamiento intermedio denominadas "zona de acopio de material excedente de excavación".

En todo momento, tanto en el plano vertical como en el horizontal, se deberá respetar el radio mínimo que durante las operaciones del tendido permite el cable a soterrar. Se deberá evitar hacer una zanja con continuas subidas y bajadas que podrían hacer inviable el tendido de los cables por el aumento de la tracción necesaria para realizarlo.

Se prevé la instalación de tubos termoplásticos, debidamente enterrados y hormigonados en los cruces de calzadas, caminos o viales e instalaciones de otros servicios, alumbrado público, gas, redes subterráneas de media y alta tensión. Los cruces de calzadas serán perpendiculares al eje de la calzada o vial.

5.4.1. Zanjas para conductores de corriente continua en baja tensión

Se prevé una zanja tipo para los conductores de corriente continua en baja tensión desde los módulos fotovoltaicos (strings) hasta los inversores. Los detalles y características se muestran en la planimetría adjunta.

La profundidad de excavación será de 0,95 m, siendo la anchura de 0,50 m. En el fondo de la zanja, directamente enterrado se dispondrá el conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre trenzado, de 35 mm² de sección.

- Zanja TIPO STRING A INVERSOR.

Canalización subterránea para línea en baja tensión TIPO 1 y 2, desde inversor a centro de transformación, enterrada en parcela, realizada con conductores 2x10 mm² Cu PV1-F 0,6/1 kV, en instalación subterránea bajo tierra, en zanja de dimensiones mínimas 50 cm de ancho y 95 cm de profundidad, asiento con 5 cm de arena de río, montaje de tubos de PE-A de diámetro 63 mm, instalación de cables conductores 1 a 6 líneas eléctricas, relleno en varias capas según detalles y disposición de tubos hasta de 40 cm de arena de río, instalación de placa cubrecables para protección mecánica, relleno con tierra procedente de la excavación seleccionado de 40 cm de espesor, apisonada con medios manuales, colocación de cinta de señalización y relleno con tierra procedente de la excavación de 10 cm de espesor.

5.4.2. Zanjas para conductores de corriente alterna en baja tensión

Se distinguirán tres tipos de zanjas para los circuitos desde los inversores hasta los centros de transformación en función del número de circuitos que discurran por ella. Los detalles y características se muestran en la planimetría adjunta.

La profundidad de excavación dependerá del tipo de zanja y variará entre 0,85 y 1,10 m. De igual forma, la anchura de éstas variará entre 0,60 y 0,80 m en función del número de circuitos a albergar. En el fondo de la zanja, directamente enterrado se dispondrá el conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre trenzado, de 35 mm² de sección.

- Zanja TIPO 1 y 2 para canalización subterránea de 1 y 2 circuitos de baja tensión.
Canalización subterránea para línea en baja tensión TIPO 1 y 2, desde inversor a centro de transformación, enterrada en parcela, realizada con conductores 3x240 mm² Al XZ1 (S) 0,6/1 kV, en instalación subterránea bajo tierra, en zanja de dimensiones mínimas 60 cm de ancho y 85 cm de profundidad, asiento con 5 cm de arena de río, montaje de cables conductores 1 o 2 líneas eléctricas, relleno con una capa de 30 cm de arena de río, instalación de dos tubos de PE-A diámetro 63 mm para comunicaciones y servicios auxiliares, instalación de placa cubrecables para protección mecánica, relleno con tierra procedente de la excavación seleccionado de 40 cm de espesor, apisonada con medios manuales, colocación de cinta de señalización y relleno con tierra procedente de la excavación de 10 cm de espesor.
- Zanja TIPO 3 y 4 para canalización subterránea de 3 y 4 circuitos de baja tensión.
Canalización subterránea para línea en baja tensión TIPO 3 y 4, desde inversor a centro de transformación, enterrada en parcela, realizada con conductores 3x240 mm² Al XZ1 (S) 0,6/1 kV, en instalación subterránea bajo tierra, en zanja de dimensiones mínimas 60 cm de ancho y 110 cm de profundidad, asiento con 5 cm de arena de río, montaje de cables conductores 3 o 4 líneas eléctricas separadas entre sí al menos 20 cm, relleno en varias capas hasta 55 cm de arena de río, instalación de dos tubos de PE-A diámetro 63 mm para comunicaciones y servicios auxiliares, instalación de placa cubrecables para protección mecánica, relleno con tierra procedente de la excavación seleccionado de 40 cm de espesor, apisonada con medios manuales, colocación de cinta de señalización y relleno con tierra procedente de la excavación de 10 cm de espesor.
- Zanja TIPO 5 y 6 para canalización subterránea de 5 y 6 circuitos de baja tensión.
Canalización subterránea para línea en baja tensión TIPO 5 y 6, desde inversor a centro de transformación, enterrada en parcela, realizada con conductores 3x240 mm² Al XZ1 (S) 0,6/1 kV, en instalación subterránea bajo tierra, en zanja de dimensiones mínimas 80 cm de ancho y 110 cm de profundidad, asiento con 5 cm de arena de río, montaje de cables conductores 5 o 6 líneas eléctricas separadas entre sí al menos 20 cm, relleno en varias capas hasta 55 cm de arena de río, instalación de dos tubos de PE-A diámetro 63 mm para comunicaciones y servicios auxiliares, instalación de placa cubrecables para protección mecánica, relleno con tierra procedente de la excavación seleccionado de 40 cm de espesor, apisonada con medios manuales, colocación de cinta de señalización y relleno con tierra procedente de la excavación de 10 cm de espesor.

5.4.3. Zanjas para conductores en media tensión

Se distinguirán dos tipos de zanjas para los circuitos de media tensión en función de la zona por la que discurrirán las líneas eléctricas. Los detalles y características se muestran en la planimetría adjunta.

La profundidad de excavación dependerá del tipo de zanja y variará entre 0,95 y 1,15 m, siendo la anchura de 0,50 m. Se tomará como base para la ejecución de éstas los detalles del Proyecto Tipo DYZ10000 ENDESA para Líneas Subterráneas de Media Tensión.

- Zanja Media Tensión TIPO 1 para canalización subterránea de 1 y 2 circuitos de media tensión bajo tubo en terreno natural.
Canalización subterránea para línea en media tensión enterrada bajo tubo en terreno natural, realizada con conductores de Al RH5Z1 (S) 12/20 kV de diferentes secciones, en zanja de dimensiones mínimas 50 cm de ancho y 95 cm de profundidad, asiento con 5 cm de arena de río, montaje de tubos de PE-A de diámetro 220 mm, instalación de cables conductores 1 o 2 líneas eléctricas, relleno con una capa de 40 cm de arena de río, montaje de tetratubo de control, instalación de placa cubrecables para protección mecánica, relleno con tierra procedente de la excavación seleccionado de 40 cm de espesor, apisonada con medios manuales, colocación de cinta de señalización y relleno con tierra procedente de la excavación de 10 cm de espesor.
- Zanja Media Tensión TIPO 2 para canalización subterránea de 1 y 2 circuitos de media tensión bajo tubo en calzada.
Canalización subterránea para línea en media tensión enterrada bajo tubo en calzada, realizada con conductores de Al RH5Z1 (S) 12/20 kV de diferentes secciones, en zanja de dimensiones mínimas 50 cm de ancho y 115 cm de profundidad, asiento con 5 cm de hormigón HNE-15/B/20, montaje de tubos de PE-A de diámetro 200 mm, instalación de cables conductores 1 o 2 líneas eléctricas, relleno con una capa de hormigón HNE-15/B/20 hasta una altura de 10 cm por encima de los tubos envolviéndolos completamente, montaje de tetratubo de control, y relleno con hormigón HNE-15/B/20 hasta 10 cm, relleno con tierra procedente de la excavación de 50 cm de espesor, apisonada con medios manuales, colocación de cinta de señalización, relleno con tierra procedente de la excavación de 10 cm de espesor, y reposición del pavimento original.

5.4.4. Zanjas para conductores de sistemas auxiliares

Se prevé una zanja tipo perimetral para los conductores de comunicaciones, sistemas de seguridad y sistemas auxiliares. Los detalles y características se muestran en la planimetría adjunta.

La profundidad de excavación será de 0,70 m, siendo la anchura de 0,40 m. En el fondo de la zanja, directamente enterrado se dispondrá el conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre trenzado, de 35 mm² de sección.

- Zanja TIPO SISTEMAS AUXILIARES - PERIMETRAL.
Canalización subterránea de sistemas de comunicación, sistemas de seguridad y sistemas auxiliares, en instalación subterránea bajo tierra, en zanja de dimensiones mínimas 40 cm de ancho y 70 cm de profundidad, asiento con 5 cm de arena de río,

montaje de tubos de PE-A de diámetro 63 mm, instalación de cables conductores relleno en varias capas según detalles y disposición de tubos hasta de 25 cm de arena de río, instalación de placa cubrecables para protección mecánica, relleno con tierra procedente de la excavación seleccionado de 30 cm de espesor, apisonada con medios manuales, colocación de cinta de señalización y relleno con tierra procedente de la excavación de 10 cm de espesor.

5.4.5. Arquetas

Las arquetas para las instalaciones de media tensión (canalizaciones entubadas) serán prefabricadas o de ladrillo sin fondo para favorecer la filtración de agua según las especificaciones del Proyecto Tipo DYZ10000 Líneas Subterráneas Media Tensión.

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.

En todos los casos, deberá estudiarse el número de arquetas y su distribución, en base a las características del cable y, sobre todo, al trazado, cruces, obstáculos, cambios de dirección, etc., que serán realmente los que determinarán las necesidades para hacer posible el adecuado tendido del cable.

5.4.6. Hitos de señalización

Para identificar el trazado de la red subterránea de media tensión fuera del parque fotovoltaico se colocarán hitos de señalización de hormigón prefabricados cada 50 m y en los cambios de dirección.

En estos hitos de señalización se indicará en la parte superior una referencia que advierta de la existencia de cables eléctricos.

5.4.7. Cruzamientos y paralelismos

Los conductores subterráneos deberán cumplir los requisitos establecidos por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión, Especificaciones particulares de las compañías suministradoras y las condiciones que puedan imponer otros órganos competentes de la administración.

5.5. ACCESOS Y CAMINOS

La planta fotovoltaica dispondrá de un acceso para vehículos en cada uno de los bloques de generación desde los caminos o carreteras públicas existentes. Cada acceso dispondrá de una puerta metálica abatible de doble hoja con cerradura.

En caso necesario, se procederá a la adecuación de los caminos de acceso existentes para que tengan los mínimos requisitos necesarios para la circulación de los vehículos especiales necesarios para la construcción, operación y desmantelamiento de la planta fotovoltaica. No se prevé la construcción de nuevos caminos.

En el interior de la planta fotovoltaica, en cada uno de los bloques de generación, se habilitará un vial interior principal desde el punto de acceso al mismo, que recorrerá la planta de extremo a extremo (sin perjuicio de otros viales adicionales a habilitar que necesarios para la construcción, operación y desmantelamiento de la planta fotovoltaica). Tendrán una anchura de 4 metros y un perfilado de la cuneta triangular siguiendo las pendientes naturales del terreno para garantizar la escorrentía de las aguas de lluvia.

Los viales interiores se realizarán mediante capa de 10 cm de zahorra artificial compactada sobre una subbase de 20 cm de grava extendida sobre el terreno natural compactado, tras la retirada de la cubierta vegetal en caso necesario.

5.6. DRENAJE

No se prevé una modificación de las pendientes de las superficies de implantación que pueda suponer un impacto sobre las corrientes de escorrentía, estancamientos de agua, etc.

En cualquier caso, se dotará, en aquellas zonas donde sea necesario, de una red de drenaje al conjunto de la planta fotovoltaica para canalizar la escorrentía de la zona hacia los puntos de desagüe natural y dar continuidad a los cursos de agua existentes.

En la fase de ejecución de la planta, en caso necesario, se realizará estudio detallado de hidrología y topografía, el cual determinará las características específicas de los sistemas de drenaje de acuerdo a las necesidades y a las exigencias normativas.

5.7. HICADO DE ESTRUCTURAS SOPORTE DE SEGUIDORES SOLARES

El método principal de instalación de seguidores fotovoltaicos en la planta fotovoltaica es el hincado ya que es el más apropiado debido a las características geológicas del terreno. Esta tecnología permite minimizar la afección sobre el terreno ya que no requiere cimentaciones.

Este sistema permite fijar cada pilote al terreno ajustando la profundidad del hincado mediante la utilización de una máquina hidráulica. Para ello, se fija el pilote a la parte superior de la máquina y mediante un control electrónico, se regula la velocidad, orientación y fuerza de hincado. Este proceso resulta ágil y económico, reduciendo el impacto sobre el terreno en comparación con cimentaciones clásicas.

Dada la gran superficie ocupada por el parque fotovoltaico, en algún caso podría ser necesario recurrir a otro tipo de instalación, como podría ser tornillo, pilote o zapata de hormigón.

5.8. CIMENTACIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Se construirá una solera de hormigón capaz de soportar los esfuerzos verticales previstos por el edificio prefabricado con las siguientes características:

- Ejecutada con hormigón armado HA-25/P/20/IIa de 15 cm de espesor descansando sobre una capa de 15 cm de arena apisonada. Embebido en el interior de dicho hormigón se instalará un mallazo electrosoldado con redondos de diámetro no inferior a 4 mm formando una retícula no superior a 0,20 x 0,20 m, a una profundidad de al menos 0,10 m. Este mallazo se conectará a un punto a la puesta a tierra de protección del Centro de Transformación.
- Tendrá unas dimensiones tales que abarque la totalidad del edificio prefabricado sobresaliendo 1,20 m por cada lado a modo de acera perimetral.
- Se preverán, en los lugares apropiados para el paso de tubos de los conductores y de las puestas a tierra, unos orificios destinados al efecto, inclinados hacia abajo y con una profundidad mínima de 0,40 m.

5.9. VALLADO PERIMETRAL

Alrededor del área de la planta solar fotovoltaica "Llano de Aín" se ejecutará un vallado metálico perimetral cuyo trazado seguirá la implantación de las distintas áreas ocupadas. Ocasionalmente el vallado recorrerá la totalidad de la parcela o recinto, aunque no esté ocupada en su totalidad por módulos fotovoltaicos, centros de transformación, caminos, etc. El área vallada constituye la superficie de ocupación, que será de 9,1802 ha.

El vallado se ejecutará con malla de simple torsión y tendrá las siguientes características principales:

- Malla metálica cinéctica de cuadrícula 50x50 mm.
- Diámetro de alambre: 5,0 mm.
- Acabado acero galvanizado.
- Postes de acero galvanizado de 40 mm de diámetro.
- Altura desde el suelo: 2,20 m.

Para disminuir el efecto "barrera" del vallado perimetral de la instalación fotovoltaica y para permitir el paso de la fauna de la zona, el vallado perimetral se ejecutará dejando un espacio libre de 20 cm. desde el suelo hasta el inicio de la malla metálica.

La longitud total del vallado de cada uno de los bloques de generación será:

	PARCELA					SUPERFICIE OCUPADA (m ²)	LONGITUD VALLADO PERIMETRAL (m)
	Polígono	Parcela	Recinto	Término municipal	Provincia		
BLOQUE DE GENERACIÓN 1	54	3	-	Jaca	Huesca	17.773,8157	677,03
BLOQUE DE GENERACIÓN 2	55	16	-	Jaca	Huesca	21.237,1493	711,60
	55	49	-	Jaca	Huesca		
BLOQUE DE GENERACIÓN 3	55	37	3, 5	Jaca	Hueca	26.857,7135	958,39
BLOQUE DE GENERACIÓN 4	55	42	1	Jaca	Huesca	25.933,2707	861,97
						91.801,9492	3208,99

Tabla 34. Superficie ocupada y longitudes vallado perimetral

La excavación para los cimientos de los postes del vallado se ejecutará a lo largo de la alineación de la valla, con una separación entre ellos de 3,00 m como máximo. La cimentación se ejecutará a base de prismas de hormigón de dimensiones 40x40x50 cm de hormigón en masa HM-20, excepto en el poste principal de centro, que tendrá unas dimensiones de 40x40x70 cm. Las tierras procedentes de la excavación de los pozos de cimentación se repartirán "in situ" de forma adecuada debidamente niveladas, o en caso necesario se transportarán a vertedero para su adecuada gestión.

5.10. EDIFICIO DE CONTROL Y MANTENIMIENTO

En caso necesario para la explotación de la planta fotovoltaica, se instalará un edificio de control y mantenimiento formado por edificio prefabricado de hormigón, de dimensiones y características similares al utilizado para el centro de seccionamiento, protección y medida, adaptado para el propósito deseado.

El edificio prefabricado se colocará sobre solera de hormigón capaz de soportar los esfuerzos verticales previstos por el edificio prefabricado con las siguientes características:

- Ejecutada con hormigón armado HA-25/P/20/IIa de 15 cm de espesor descansando sobre una capa de 15 cm de arena apisonada. Embebido en el interior de dicho hormigón se instalará un mallazo electrosoldado con redondos de diámetro no inferior a 4 mm formando una retícula no superior a 0,20 x 0,20 m, a una profundidad de al menos 0,10 m.
- Tendrá unas dimensiones tales que abarque la totalidad del edificio prefabricado sobresaliendo 1,20 m por cada lado a modo de acera perimetral.

- Se preverán, en los lugares apropiados para el paso de tubos de los conductores de instalaciones auxiliares necesarias y de las puestas a tierra.

El edificio incluirá todas las instalaciones auxiliares necesarias para su correcto uso.

5.11. ESTACIÓN METEOROLÓGICA

La estación meteorológica a instalar tiene como objeto la toma de datos meteorológicas en tiempo real en el emplazamiento. Se instalará una estación meteorológica que constará con sensores para la medición de los siguientes parámetros:

- Irradiación en el plano horizontal.
- Irradiación en el plano de los módulos.
- Humedad relativa.
- Velocidad y dirección del viento.
- Precipitaciones.
- Presión atmosférica.
- Temperatura del módulo.
- Temperatura ambiente.

5.12. ZONA DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y RESERVA

Las zonas en las que no se ha previsto inicialmente la implantación de elementos integrantes de la planta fotovoltaica (módulos fotovoltaicos, inversores, centros de transformación, etc.), podrán ser utilizadas para zonas de operación, mantenimiento, o incluso de zonas de reserva para la implantación de elementos de la instalación en caso de necesidad.

En cualquier caso, deberán respetarse las limitaciones y restricciones establecidas en el presente documentos y en la normativa de aplicación.

6. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL PARQUE FOTOVOLTAICO

6.1. DATOS CLIMÁTICOS

Los datos meteorológicos para la localización prevista han sido obtenidos desde la base de datos Meteororm 7.2 (1995-2010), Sat=100%. En la siguiente tabla se observan los datos de radiación global horizontal, radiación difusa horizontal y la temperatura del ambiente:

RECURSO SOLAR			
Mes	Radiación global horizontal [kWh/m ²]	Radiación difusa horizontal [kWh/m ²]	Temperatura ambiente [kWh/m ²]
Enero	64,00	21,80	5,06
Febrero	77,30	30,20	6,10
Marzo	128,70	45,50	9,47
Abril	161,20	58,10	11,06
Mayo	194,80	69,40	15,30
Junio	217,20	72,30	19,65
Julio	238,10	59,50	20,99
Agosto	198,60	55,70	20,94
Septiembre	150,20	46,00	17,77
Octubre	101,90	39,80	14,31
Noviembre	71,90	23,20	8,45
Diciembre	55,00	21,20	5,29
TOTAL	1658,90	542,70	12,87

Tabla 35. Radiación horizontal global, difusa y temperatura del TMY. Fuente: Meteororm 7.2

6.2. PARÁMETROS UTILIZADOS EN LA ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

Para la estimación de la producción de la energía eléctrica de la planta fotovoltaica se han utilizado los siguientes parámetros característicos de los equipos utilizados en su diseño:

3. Módulo fotovoltaico: CS7L-585 MS de Canadian Solar
 - Número de módulos fotovoltaicos: 8544 ud
 - Potencia pico módulo FV: 585 Wp
- Inversores: SUN2000-185KTL-H1 (185 kW)
SUN2000-105KTL-H1 (116 kW)
 - Número de inversores: 26 ud
4. Potencia instalada: 4,998 MWp
5. Potencia nominal: 4,672 MWp
6. Configuración DC:
 - SUN2000-185KTL-H1; 8 ud.; 12 strings/inversor; 30 módulos/string
 - SUN2000-185KTL-H1; 16 ud.; 11 strings/inversor; 30 módulos/string
 - SUN2000-185KTL-H1; 2 ud.; 6 strings/inversor; 32 módulos/string

7. Configuración de la estructura:

- Seguidor horizontal a un eje.
- Disposición de módulos 1V.
- Azimud 0°.
- Pitch: 5,75 m.

6.3. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Se junta a la presente memoria anejo específico de estimación de la producción específica de energía eléctrica entregada a la red.

7. RESIDUOS

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, tiene por objeto establecer el régimen jurídico de la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición, con el fin de fomentar, por este orden, su prevención, reutilización, reciclado y otras formas de valorización, asegurando que los destinados a operaciones de eliminación reciban un tratamiento adecuado, y contribuir a un desarrollo sostenible de la actividad de construcción.

En él se establece la obligación para el productor de residuos de construcción y demolición de incluir en el proyecto de ejecución de la obra un estudio de gestión de residuos de construcción y demolición, que contendrá como mínimo:

- Una estimación de la cantidad, expresada en toneladas y en metros cúbicos, de los residuos de construcción y demolición que se generarán en la obra, codificados con arreglo a la lista europea de residuos publicada por Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero, por la que se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y la lista europea de residuos, o norma que la sustituya.
- Las medidas para la prevención de residuos en la obra objeto del proyecto.
- Las operaciones de reutilización, valorización o eliminación a que se destinarán los residuos que se generarán en la obra.
- Las medidas para la separación de los residuos en obra, en particular, para el cumplimiento por parte del poseedor de los residuos, de la obligación establecida en el apartado 5 del artículo 5.
- Los planos de las instalaciones previstas para el almacenamiento, manejo, separación y, en su caso, otras operaciones de gestión de los residuos de construcción y demolición dentro de la obra. Posteriormente, dichos planos podrán ser objeto de adaptación a las características particulares de la obra y sus sistemas de ejecución, previo acuerdo de la dirección facultativa de la obra.
- Las prescripciones del pliego de prescripciones técnicas particulares del proyecto, en relación con el almacenamiento, manejo, separación y, en su caso, otras operaciones de gestión de los residuos de construcción y demolición dentro de la obra.
- Una valoración del coste previsto de la gestión de los residuos de construcción y demolición que formará parte del presupuesto del proyecto en capítulo independiente.

Se aporta adjunto al presente proyecto el Estudio de Residuos de Construcción y Demolición para la planta fotovoltaica objeto del presente documento.

8. ORGANISMOS AFECTADOS

Las obras contempladas en el presente proyecto afectan a los organismos indicados a continuación. Se adjunta al presente documento, anejo específico para cada uno de los organismos afectados del alcance de las afecciones contempladas en la zona de actuación:

- AYUNTAMIENTO DE JACA.
- GOBIERNO DE ARAGÓN-INSTITUTO ARAGONES DE GESTIÓN AMBIENTAL (INAGA).
- MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA. CONFEDERACIÓN HIDROGRÁFICA DEL EBRO.
- EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES, S.L.U.

Se adjunta al presente documento, anejo específico de los bienes y derechos afectados por la implantación de la planta fotovoltaica y líneas eléctricas subterráneas de interconexión entre los bloques de generación de energía.

9. PLAZO DE EJECUCIÓN

El plazo de ejecución previsto para la ejecución de las obras descritas en el presente documento una vez obtenidas las pertinentes autorizaciones por todos los Organismos Competentes implicados, se estima que serán de 6 meses aproximadamente contados a partir de la firma del acta de replanteo inicial, de acuerdo con el cronograma adjunto en los anejos de la presente memoria.

10. RESUMEN DEL PRESUPUESTO

El presupuesto de ejecución material total de las obras previstas en el presente proyecto asciende a la cantidad de DOS MILLONES TRESCIENTOS SEIS MIL SEISCIENTOS SETENTA Y SIETE EUROS CON NOVENTA Y CINCO CÉNTIMOS (2.306.677,95 €), con el desglose que se detalla en el documento correspondiente.

11. CONCLUSIÓN

El técnico que suscribe considera que, con lo expuesto en la presente Memoria, así como en el resto de documentos que forman parte del presente Proyecto, queda suficientemente especificados los extremos necesarios para la autorización de la instalación objeto del presente proyecto, no obstante, queda a disposición de los Organismos implicados con objeto de aclarar o ampliar cuanto se pudiera considerar necesario.

Jaca, enero de 2021
EL INGENIERO INDUSTRIAL



Daniel Fuentes Bargues
Colegiado nº 4.717. COIICV

 COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE LA COMUNIDAD VALENCIANA DEMARCAION VALENCIA COIICV	
Nº COLEGIADO: 4717 DANIEL FUENTES BARGUES	
FECHA: 19/02/2021	Nº VISADO: 2021/704
VISADO	



Fdo. Daniel Fuentes Bargues
Ingeniero Industrial

Propietario:

JACA SOLAR, S.L.
C/ Velázquez, 157 – planta 1ª • 28002 • Madrid • Madrid

Título:

PROYECTO DE CENTRAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE
TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA 4,99 MW “LLANO DE AÍN”

Emplazamiento:

Término municipal de Jaca • Huesca • Aragón

ANEJOS



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES
DE LA COMUNIDAD VALENCIANA
DEMARCAACION VALENCIA

Jaca, enero de 2021

INSEGMA

COLEGIADO Nº 132 DANIEL FUENTES BARGUES

INSEGMA, S.L.

Ingeniería, Seguridad y Medio Ambiente

C/Colón, 6 • 46100 • BURJASSOT (VALENCIA) • Tel.: 96 390 66 99 • info@insegma.com

FECHA: 19/02/2021

Nº VISADO: 2021/704

VISADO

Documento visado electrónicamente con número 2021/704. El objeto de este visado es la comprobación de la identidad y habilitación profesional del autor del trabajo y la corrección e integridad formal del trabajo profesional de acuerdo a la normativa aplicable al trabajo. En caso de daños derivados de este trabajo profesional visado, siempre que resulte responsable el autor del mismo, el COICV responderá subsidiariamente de los daños que tengan su origen en defectos que hubieran debido ser puestos de manifiesto al visar el trabajo profesional y que guarden relación directa con los elementos que se han visado en este trabajo.



Fdo. Daniel Fuentes Bargues
Ingeniero Industrial

Propietario:

JACA SOLAR, S.L.
C/ Velázquez, 157 – planta 1ª • 28002 • Madrid • Madrid

Título:

PROYECTO DE CENTRAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE
TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA 4,99 MW "LLANO DE AÍN"

Emplazamiento:

Término municipal de Jaca • Huesca • Aragón

ANEJO F.- REQUISITOS INSTALACIONES PRIVADAS CONECTADAS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN.
GENERADORES EN MEDIA TENSIÓN - EDE

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES
DE LA COMUNIDAD VALENCIANA
DEMARCAACION VALENCIA

Jaca, enero de 2021

INSEGMA

COLEGIADO Nº 132 DANIEL FUENTES BARGUES

INSEGMA, S.L.

Ingeniería, Seguridad y Medio Ambiente

C/ Colón, 6 • 46100 • BURJASSOT (VALENCIA) • Tel.: 96 390 66 99 • info@insegma.com

FECHA: 19/02/2021

Nº VISADO: 2021/704

VISADO

ÍNDICE

1. OBJETO.....	3
2. INTRODUCCIÓN	3
3. CONDICIONES PARA LA CONEXIÓN.....	3
3.1. INSTALACIONES DE MEDIA TENSIÓN	3
3.1.1. Nivel de tensión	3
3.1.2. Aparamenta	4
3.1.2.1. Niveles de aislamiento	4
3.1.2.2. Corrientes de cortocircuito	4
3.1.3. Sistema de protección en MT	4
3.1.3.1. Protección contra sobretensiones	5
3.1.3.2. Transformadores de intensidad y tensión para protección	5
3.1.3.3. Condiciones generales protecciones en MT.....	5
4. TELEDISPARO Y TELEBLOQUEO.....	9
5. CONTROL DE TENSIÓN DE RETORNO	9
6. TELECONTROL.....	10
7. PUNTOS Y CONDICIONES DE MEDIDA EN AT Y MT	10
8. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.....	11
9. PUESTA EN SERVICIO	11
10. CONSIDERACIONES COMPLEMENTARIAS.....	13
10.1. CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS	13
10.2. NIVEL DE RUIDO	14
10.3. PROTECCIÓN MEDIOAMBIENTAL	14
10.4. CALIDAD DE ONDA	14
10.5. INVERSORES ELECTRÓNICOS	15

1. OBJETO

El objeto de la presente especificación es establecer las principales características que deberán cumplir los elementos indicados en la ITC-RAT 19 de las Instalaciones privadas de generación que se conecten a las redes de EDISTRIBUCIÓN Redes Digitales, S.L.U. (Endesa Distribución Eléctrica - EDE). Todo ello con la finalidad de conseguir una mayor estandarización en las redes, una mayor uniformidad de las prácticas de su explotación, así como la debida coordinación de aislamiento y protecciones y facilitar el control y vigilancia de dichas instalaciones.

El contenido del presente documento está extraído de las especificaciones particulares de EDE, concreto del documento "NRZ104 *Especificaciones Particulares de las Instalaciones Privadas conectadas a la Red de Distribución. Generadores en Alta y Media Tensión*", aprobadas por la administración competente, y que será el documento a considerar como válido para establecer las prescripciones de conexión.

2. INTRODUCCIÓN

En el apartado 3 de la ITC-RAT-19 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión, se establece que "con el fin de lograr una mayor estandarización en las redes, las entidades de transporte y distribución de energía eléctrica deberán proponer especificaciones particulares y proyectos tipo uniformes para todas las instalaciones privadas que se conecten a las redes ubicadas en el territorio en que desarrollen su actividad".

3. CONDICIONES PARA LA CONEXIÓN

3.1. INSTALACIONES DE MEDIA TENSIÓN

3.1.1. Nivel de tensión

Los actuales niveles de tensión MT en la zona de Aragón en EDE son los siguientes:

TENSIÓN	Aragón (**)	Baleares	Canarias	Cataluña (**)	Andalucía/Extremadura (**)
6	√				
10	√				
11	√				
13.2	√				
15 (*)	√	√			√
20 (*)	√		√		√
25 (*)	√			√	√
30	√				

Tabla 1. Niveles de tensión MT. Fuente: EDE

El nivel de tensión al que se conectará el generador vendrá dado por EDE, quien determinará, en función de los criterios técnicos para la asignación de puntos de conexión, qué tensiones serán las más adecuadas, así como los refuerzos y las instalaciones de nueva extensión de red necesarias de acuerdo a la legislación vigente. Del mismo modo, se recomendará el rango de regulación necesario de los transformadores para garantizar la calidad de servicio.

En zonas donde EDE tenga previsto un cambio de tensión de la red de distribución, EDE informará al generador de esta situación, y podrá requerirle que construya sus instalaciones aptas para el cambio de tensión nominal previsto.

En todos los casos la frecuencia de la red será de 50Hz.

3.1.2. Aparamenta

3.1.2.1. *Niveles de aislamiento*

Los niveles de aislamiento en función del nivel de tensión de red serán los indicados en la siguiente tabla:

TENSIÓN NOMINAL U_n (kV)	NIVELES DE AISLAMIENTO		
	Tensión más elevada para el material U_m (kV)	Tensión soportada a frecuencia industrial U_f (kV ef)	Tensión soportada con onda de choque tipo rayo U_i (kV cresta)
6	24	50	125
10	24	50	125
11	24	50	125
13.2	24	50	125
15	24	50	125
20	24	50	125
25	36	70	170
30	36	70	170

Tabla 2. Niveles de tensión MT. Fuente: EDE

3.1.2.2. *Corrientes de cortocircuito*

Se establecerán los siguientes valores de corrientes de cortocircuito trifásico según los niveles de tensión:

TENSIÓN NOMINAL U_n (kV)	I_{cc} 1 seg (kA) (*)	I_{cc} valor cresta (kA)
6	16/20	40/50
10	16/20	40/50
11	16/20	40/50
13.2	16/20	40/50
15	16/20	40/50
20	16/20	40/50
25	16/20	40/50
30	16/20	40/50

Tabla 3. Corrientes de cortocircuito trifásico MT. Fuente: EDE

Las instalaciones se diseñarán para soportar las máximas corrientes de cortocircuito esperadas, en las condiciones más desfavorables de explotación y teniendo en cuenta la red existente y el desarrollo previsto

3.1.3. Sistema de protección en MT

Conforme al artículo 110 del RD 1955/2000 las protecciones de las instalaciones privadas deben estar coordinadas con las de la empresa distribuidora "en base a las instrucciones técnicas complementarias que se dicten por el Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía". Hasta que se publique la correspondiente instrucción técnica en base al

apartado 3 de la ITC RAT 19 que determina que las EP tienen entre sus fines “la debida coordinación de aislamiento y protecciones”, a continuación, se proponen las directrices básicas de las protecciones a instalar para asegurar una correcta coordinación.

3.1.3.1. Protección contra sobretensiones

Cuando el valor de las sobretensiones y su frecuencia aconsejen la protección de los transformadores contra sobretensiones de origen atmosférico, se instalarán pararrayos de óxidos metálicos según la norma UNE-EN 60099-4.

Los pararrayos se instalarán lo más cerca posible del elemento a proteger, sin intercalar ningún elemento de seccionamiento.

Se colocará un juego de pararrayos de óxidos metálicos en el punto de transición de línea aérea a subterránea. La conexión de la línea al pararrayos se hará mediante conductor de las mismas características que el de la línea. Dicha conexión será lo más corta posible.

No se prevé la instalación de pararrayos dado que toda la infraestructura eléctrica de media tensión es subterránea, sin existir transiciones aéreo-subterráneas en la planta fotovoltaica.

3.1.3.2. Transformadores de intensidad y tensión para protección

Para la medida de las variables de tensión e intensidad se emplearán, preferentemente, transformadores de tensión y de intensidad con las características que se indican a continuación. Se analizará en cada caso la posibilidad de instalar otro tipo de dispositivos o sensores que aseguren la misma funcionalidad y seguridad que los transformadores de tensión e intensidad.

Los 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 y sus características serán las detalladas en el documento “NRZ102 Especificaciones Particulares de las Instalaciones Privadas conectadas a la Red de Distribución. Consumidores en AT y MT”.

3.1.3.3. Condiciones generales protecciones en MT

La instalación generadora dispondrá del sistema de protección que el titular considere más adecuado cumpliendo con la legislación vigente y debiendo ser selectivo con el sistema de EDE.

EDE podrá solicitar alguna protección adicional en el caso que el punto de conexión tenga cualquier particularidad debidamente justificada y reglamentariamente establecida.

De acuerdo al RD 337/2014 (ITC-09), RD 1699/2011, RD 413/2014 y a los criterios de EDE, las protecciones a instalar y sus correspondientes ajustes se detallan a continuación. Las protecciones actuarán siempre sobre el interruptor automático de protección y en los casos que proceda sobre el interruptor automático del generador.

Protección contra sobreintensidades (50/51, 50N/51N, 67N)

Las protecciones a instalar por el generador deberán proteger la instalación contra sobreintensidades, tanto de fase como de neutro. A su vez, deberán ser selectivas con las protecciones de cabecera de línea situadas en la subestación de alimentación, de forma que un defecto en la instalación del generador haga disparar su protección sin que dispare el interruptor automático de cabecera y no se afecte, por tanto, a los clientes y/o generadores conectados a la misma línea de MT.

En sistemas con neutro puesto a tierra, la protección será 50-51 para la sobreintensidad de fases y 50N-51N para el neutro. En sistemas con neutro aislado la protección a utilizar será 50-51 para la sobreintensidad de fases y 67N para el neutro. Para realizar correctamente esas funciones de protección, en el caso de neutro a tierra, se dispondrá de transformadores de intensidad en cada fase. Para sistemas de neutro aislado, además de los transformadores de intensidad anteriores, se instalará un transformador toroidal para detección de intensidad homopolar y 3 transformadores de tensión con sus devanados conectados en triángulo abierto. La instalación de estos 3 transformadores de tensión podrá evitarse si los transformadores de tensión instalados en la celda de medida cuentan con un devanado secundario exclusivo y de las características adecuadas.

En el caso de que no sea posible cumplir las características de medida y protección con un único juego de transformadores de medida (tensión/intensidad) se instalarán juegos de transformadores independientes.

Protección de mínima tensión (27)

La protección de mínima tensión se conectará entre fases. Dispondrá de desconexión temporizada en tiempo fijo y regulable. Los valores de ajuste se adaptarán a los de la red de EDE a los que se conecte.

En las instalaciones con obligación de cumplir requisitos de comportamiento frente a huecos de tensión según P.O. 12.3 el tiempo de actuación será acorde a las curvas tensión – tiempo indicadas en dicho procedimiento operativo.

Para el resto de generadores, el ajuste se realizará en un único escalón:

Umbral de protección	Tiempo de actuación
Um: -15%	Máx. 0.8 seg.

Tabla 4. Ajuste protección de mínima tensión. Fuente: EDE

Protección de máxima tensión (59)

La protección de máxima tensión se conectará entre fases para detectar el funcionamiento en red separada. Dispondrá de desconexión temporizada en tiempo fijo y regulable. El ajuste se realizará en dos escalones:

En las instalaciones con obligación de cumplir requisitos de comportamiento frente a huecos de tensión según P.O. 12.3 el tiempo de actuación será acorde a las curvas tensión – tiempo indicadas en dicho procedimiento operativo.

Para el resto de generadores, el ajuste se realizará en un único escalón:

Umbral de protección	Tiempo de actuación
Un: +10%	Máx. 0,8 seg.
Un: +15%	Máx. 0,2 seg.

Tabla 5. Ajuste protección de máxima tensión. Fuente: EDE

Protección de máxima tensión homopolar (59N)

Protección de máxima tensión homopolar para detectar faltas a tierra de la red. El ajuste se determinará según la siguiente tabla:

Configuración neutro	Tiempo de actuación/sobretensión
Neutro a tierra	3 seg. 10V (*)
Neutro aislado	3seg. 40V (*)

* Sobretensión referida a la tensión medida en el secundario de los transformadores de protección

Tabla 6. Tiempo de actuación protección de máxima tensión homopolar. Fuente: EDE

Los requerimientos de transformadores de medida para la tensión homopolar serán los mismos que los indicados en el apartado “Protección contra sobreintensidades (50/51 50N/51N 67N)”.

Protección de mínima y máxima frecuencia (81m-M)

La protección de mínima y máxima frecuencia podrá detectar el funcionamiento en red aislada. Dispondrá de desconexión temporizada en tiempo fijo y regulable. Los valores serán los siguientes:

Umbral de protección	Tiempo de actuación
Máx. Frec: 51 Hz	Máx. 0,2 seg.
Min. Frec: 48 Hz (Península) Min. Frec: 47,5 Hz (Sist. Insulares)	Min. 3 seg.

Tabla 7. Tiempo de actuación protección de mínima y máxima frecuencia. Fuente: EDE

En caso de actuación de la protección de máxima frecuencia, la reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz.

Protección sincronismo (25)

Si el generador es síncrono, deberá instalarse un sistema de comprobación de sincronismo y energización. Este sistema actuará sobre el interruptor automático de protección en aquellas

instalaciones con posibilidad de funcionamiento en isla con su propio consumo. Los valores límite para dicha protección son:

Diferencia frecuencia	Diferencia ángulo	Diferencia tensión
0,5 Hz	20°	10V (*)

* Sobretensión referida a la tensión medida en el secundario de los transformadores de protección

Tabla 8. Tiempo de actuación protección de máxima tensión homopolar. Fuente: EDE

Si el generador es asíncrono con baterías de condensadores para la autoexcitación, éstas se desconectarán automáticamente en caso de disparo del interruptor.

Protección anti isla

Con el fin de evitar el funcionamiento en isla, se deberá instalar un sistema que actúe en caso de desconexión de la red.

Podrá estar basado en un sistema de teledisparo desde EDE o cualquier otro que garantice que la instalación no se pueda quedar conectada en isla alimentando a otros clientes de la red de distribución.

Preferentemente el sistema elegido será el teledisparo. En el contrato técnico de acceso se fijará la responsabilidad del generador ante posibles daños, originados por un funcionamiento en isla, en sus instalaciones, en la red de distribución o en las instalaciones de terceros.

Reposición automática

Como opción, el interruptor automático de protección podrá estar dotado de un automatismo que permitirá su reposición de forma automática si su apertura se ha producido por actuación de las protecciones voltimétricas (27, 59, 59N, 81m/M).

El automatismo permitirá el cierre si se cumplen las siguientes condiciones:

- Presencia de tensión de red, estable como mínimo durante 3 minutos.
- No existe actuación de las protecciones de sobreintensidad 50/51 ni de las de generación por faltas internas.
- No existe una orden enviada por los sistemas de protección y control de la red de EDE para el bloqueo en posición abierta del interruptor automático de protección. Esta orden existirá en el caso de que se instale el sistema de Teledisparo y Telebloqueo.
- En caso de actuación de la protección de máxima frecuencia, la reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz.

El automatismo bloqueará el cierre por actuación de las protecciones de sobreintensidad (50/51) o las de generación y solo se podrá desbloquear en local, después de identificar el origen de la actuación de esta protección y la eliminación de la causa del disparo. Si la apertura del interruptor

automático de protección se produce manualmente por personal de la instalación generadora, el automatismo quedará deshabilitado.

Vigilancia de tensión de alimentación del sistema de protecciones

Las instalaciones de generación dispondrán de un sistema de vigilancia para evitar que las protecciones queden inoperativas por falta de tensión auxiliar de alimentación (pre-alarma y disparo).

Enclavamientos

Con el fin de garantizar la seguridad de las personas y equipos, se deberán prever los enclavamientos oportunos que eviten los errores de operación.

Se enclavará el cierre del interruptor automático de protección hasta que las protecciones de máxima/mínima tensión y máxima/mínima frecuencia, hayan detectado las condiciones de normalidad de la tensión y la frecuencia durante tres minutos consecutivos.

4. TELEDISPARO Y TELEBLOQUEO

En el caso de instalar este sistema como protección anti isla el generador deberá solicitar a EDE la especificación técnica de detalle del sistema de teledisparo y telebloqueo.

Esta situación estará reflejada en el acuerdo firmado entre EDE y el generador, aludiendo además a la necesidad de coordinar los dispositivos de reenganche automático de la red en la zona.

La orden de teledisparo partirá siempre desde la subestación de EDE, y actuará sobre el interruptor automático de protección para evitar que el generador pueda quedar funcionando en isla alimentando a otras cargas ajenas al mismo.

Para aquellos generadores que dispongan de un automatismo local de reconexión de la instalación generadora, se instalará y mantendrá un sistema que permita bloquear a distancia desde el centro de control de EDE esta reconexión según la ITC-09 Apartado 4.7.4 "Reposición Automática". El sistema estará integrado dentro del teledisparo.

5. CONTROL DE TENSIÓN DE RETORNO

Para garantizar la seguridad de las instalaciones de los clientes conectados a la red de distribución y las del propio generador, EDE podrá solicitar la instalación de un sistema de control de tensión de retorno en el interruptor de la posición de la subestación de la línea que alimenta al generador.

Tras la apertura del interruptor de la red de EDE esta protección bloquea su cierre al detectar presencia de tensión en la línea, debido al funcionamiento en isla de la instalación de generación con la red de distribución ante un eventual fallo de su sistema de protección anti-isla.

Para determinar la necesidad de este elemento de protección se analizarán las características del generador y de la red de distribución a la que se conecta.

6. TELECONTROL

En cumplimiento del art. 4.7.3 de la ITC-RAT-09, todas las instalaciones de generación conectadas a la red de distribución de EDE deberán estar dotadas de un sistema de teledesconexión que actúe sobre el elemento de conexión de la red de distribución con el generador y que permita su desconexión remota.

En base a estos requerimientos reglamentarios, a criterios de fiabilidad y calidad del servicio y para una gestión óptima de la red, estarán telecontrolados todos los interruptores seccionadores de EDE que realizan la función de conexión con la instalación del generador y, además, en el caso de CT de interior, todas las celdas de línea (entrada y salida) del centro de seccionamiento de la red de distribución de EDE.

7. PUNTOS Y CONDICIONES DE MEDIDA EN AT Y MT

Los puntos de conexión de las instalaciones generadoras con la red de distribución de EDE se consideran, excepto para las instalaciones de autoconsumo y cogeneraciones con consumo de electricidad asociado, puntos frontera del sistema eléctrico, por lo que deberán cumplir con lo dispuesto en el RD 1110/2007 "Reglamento unificado de puntos de medida" y con sus ITC correspondientes.

En referencia a los consumos asociados a una instalación de generación, excepto para las instalaciones de autoconsumo y cogeneraciones con consumo de electricidad asociado, sólo podrán conectarse en el mismo circuito que la instalación de generación los consumos propios de la misma. En caso de que existan otros consumos eléctricos en el mismo emplazamiento, pero ajenos a dicha instalación, se situarán en circuitos independientes de los circuitos eléctricos de la instalación y de sus equipos de medida. En general, en las instalaciones generadoras solo se podrán conectar los SSAA propios de ella, cuyo consumo será registrado por el contador de generación. En las instalaciones de autoconsumo, además se podrán conectar elementos de acumulación.

Para instalaciones de generación con conexión directa a la red de distribución (sin autoconsumo), el módulo de medida se instalará a la salida de la instalación generadora, lo más cerca posible de la acometida y con acceso libre, directo y permanente para EDE y se encontrará debidamente identificado.

Para el resto de condiciones de medida se atenderá a lo dispuesto en los apartados 6 y 7 del documento "NRZ102 Especificaciones Particulares de las Instalaciones Privadas conectadas a la Red de Distribución. Consumidores en AT y MT".

8. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Para las características, requisitos y configuración de los centros de transformación, se seguirá lo indicado en el documento "NRZ102 Especificaciones Particulares de las Instalaciones Privadas conectadas a la Red de Distribución. Consumidores en AT y MT", con las siguientes modificaciones:

- En los centros de transformación de tipo interior sólo se podrá instalar como elemento de protección general un interruptor automático, nunca una protección basada en fusibles. De esta forma el generador podrá implementar las protecciones de generación requeridas. Además, todas las celdas del centro de seccionamiento de EDE estarán telemandadas.
- En los centros de transformación tipo intemperie, y en los de interior con acometida única y línea del generador, para cumplir con el requerimiento del art. 4.7.3 de la ITC-RAT-09 descrito en apartados anteriores, debe instalarse un dispositivo que permita su teledesconexión. Para ello se instalará en el apoyo de entronque un interruptor seccionador tripolar telemandado propiedad de EDE. En estos casos el límite de propiedad de las instalaciones quedará asociado a la borna de salida de este dispositivo.

9. PUESTA EN SERVICIO

El titular de la instalación generadora una vez finalizada su instalación, acordará con el Centro de Control de EDE, el calendario de fechas previstas de pruebas y conexión a la red de acuerdo a la legislación vigente.

Para la puesta en servicio de la instalación de generación será necesario que el titular justifique que se han realizado:

- Comprobación satisfactoria por EDE de las instalaciones y/o equipos de medida, incluida la programación y precintado, si procede.
- Suscripción con EDE del correspondiente contrato técnico de acceso a la red de distribución.
- Firma de un protocolo de Operación con el Centro de control de EDE para los casos en los que sea requerido.

Con el fin de asegurar que EDE puede realizar la puesta en servicio, el titular aportará evidencias de los siguientes documentos:

- En caso de que sea necesaria, autorización administrativa de construcción y de explotación de las instalaciones de conexión a la red de distribución.
- Certificado de instalación eléctrica diligenciado por el órgano de la Administración competente, cuando la instalación no esté sometida a autorización administrativa, incluyendo la instalación de conexión.
- Certificado de cumplimiento de los niveles de emisión e inmunidad electromagnética aplicables.
- Para instalaciones con inversores, certificado de conformidad de los mismos, emitido por una Entidad Certificadora acreditada, de acuerdo a lo indicado en el informe UNE 206007-

1 IN y, si procede, certificado de los ajustes de las protecciones del inversor de acuerdo a la legislación y normativa vigentes.

- Las protecciones mencionadas en el punto 5.2.3. deberán quedar precintadas por EDE. Si las protecciones estuviesen integradas en el propio equipo de generación o en el inversor no serán precintables por EDE, y los precintos serán sustituidos por un certificado de conformidad del inversor según lo indicado anteriormente.
- Para los casos en los que las protecciones no van integradas en el inversor, ajustes de las protecciones validados por EDE y certificado por la empresa instaladora incluyendo los ajustes implementados y los ensayos realizados, así como las pruebas de funcionalidad requeridas a las protecciones, los sistemas de telecontrol, teledisparo, telebloqueo, reposición automática y enclavamientos, según proceda. Estas pruebas de funcionalidad también se requerirán en el caso de integración de las protecciones en el propio equipo de generación o en el inversor. Cualquier modificación en los ajustes deberá ser aprobada por EDE e igualmente certificada.
- Para instalaciones de autoconsumo con dispositivos que eviten el vertido de energía a la red de distribución, certificado, emitido por una Entidad Certificadora acreditada, que cumpla con lo indicado en el informe UNE 217001 IN.
- Contrato de mantenimiento para las instalaciones de conexión, con una empresa capacitada a criterio de la Administración competente.

Adicionalmente para la parte de la instalación que deba ser cedida a EDE se cumplirán los siguientes requisitos:

- Previos a la ejecución de la misma:
 - Antes de iniciar la tramitación, el promotor enviará el proyecto, cuyo titular será el solicitante, para que EDE verifique: aspectos relativos al punto de conexión, el cumplimiento de las condiciones técnicas emitidas y el cumplimiento de la reglamentación y especificaciones particulares de EDE aprobadas.
 - En el caso de que se hayan tenido que realizar modificaciones al proyecto original, el solicitante deberá presentar a EDE el proyecto corregido para su revisión final.
 - Una vez que el proyecto ha sido informado favorablemente por EDE, el solicitante podrá iniciar las gestiones para la consecución de las autorizaciones oficiales, de organismos afectados y permisos particulares.
- Una vez ejecutada la instalación, y de forma previa a la puesta en servicio:
 - Para la correcta supervisión y verificación de los trabajos ejecutados, el Director de obra deberá avisar a EDE de la finalización de las instalaciones con la antelación suficiente para asegurar el cumplimiento de la fecha prevista de puesta en servicio.
 - EDE solicitará copia del acta de las verificaciones o inspecciones reglamentarias detalladas en la ITC-RAT 23, así como evidencias de la comprobación de que la instalación está realizada conforme a las

especificaciones de EDE aprobadas por la administración y vigentes en el momento de la cesión.

- Si el resultado de la verificación no es favorable, EDE extenderá un acta con el resultado de las comprobaciones que deberá ser firmada por el director de obra y el propietario de la instalación, dándose por enterados.
- Una vez revisada la instalación con resultado correcto se realizará un convenio de cesión de titularidad de la instalación, proyecto y permisos a favor de EDE quién la aceptará por escrito.
- El promotor de la instalación solicitará a la Administración la autorización de puesta en servicio a nombre de EDE aportando el convenio de cesión suscrito.

A partir de la puesta en servicio comenzará un periodo de Garantía de las instalaciones cedidas que quedará regulado en el correspondiente convenio de cesión.

En cualquier caso, el titular de la instalación deberá responsabilizarse de mantener y revisar las instalaciones de su propiedad de acuerdo a la legislación vigente y a las directrices que determinen las Administraciones competentes.

Además, EDE podrá revisar la regulación, ajustes y mantenimiento en los sistemas de protección, control y conexión de la instalación con su red.

10. CONSIDERACIONES COMPLEMENTARIAS

A continuación, se indican ciertos criterios que deberán cumplir los propietarios de las instalaciones de conexión, siempre y cuando la Administración competente se lo requiera, e independientemente de los requerimientos de EDE.

10.1. CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS

En el diseño de las instalaciones de alta tensión se adoptarán las medidas adecuadas para minimizar, en el exterior de dichas instalaciones, los campos magnéticos creados por la circulación de corriente de 50Hz en los diferentes elementos de las instalaciones. Se tendrá especial cuidado cuando dichas instalaciones estén ubicadas en el interior de edificios.

En el diseño de las instalaciones de interior, como es el caso de los centros de transformación, se tendrán en cuenta las limitaciones establecidas en el Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión, ITC-RAT 14, punto 4.7, referente a los campos magnéticos en la proximidad de instalaciones de alta tensión.

Para ello será necesario comprobar que no se supere el valor establecido en el RD 1066/2001, de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitarias frente a emisiones radioeléctricas. La comprobación de que no se supera el valor establecido se realizará mediante cálculos para el diseño correspondiente.

Adicionalmente, cuando los centros de transformación se encuentren ubicados en edificios habitables o anexos a los mismos, se tendrán en cuenta las siguientes condiciones de diseño:

- Las entradas y salidas al centro de transformación de la red de alta tensión se efectuarán por el suelo y adoptarán preferentemente la disposición en triángulo y formando ternas.
- La red de baja tensión se diseñará con el criterio anterior.
- Se procurará que las interconexiones sean lo más cortas posibles y se diseñarán evitando paredes y techos colindantes con viviendas.
- No se ubicarán cuadros de baja tensión sobre paredes medianeras con locales habitables y se procurará que el lado de conexión de baja tensión del transformador quede lo más alejado posible de estos locales.

10.2. NIVEL DE RUIDO

Con objeto de limitar el ruido originado por las instalaciones de alta tensión, según la ITC-RAT 14, apartado 4.8, dichas instalaciones se dimensionarán y diseñarán de forma que los índices de ruido medidos en el exterior de las instalaciones se ajusten a los niveles de calidad acústica establecidos en el RD 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de septiembre, del Ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas, así como a la legislación Local o Autonómica que en cada caso pudiera afectarle.

10.3. PROTECCIÓN MEDIOAMBIENTAL

La Ley 24/2013 del Sector Eléctrico y el RD1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas aéreas de alta tensión, establecen que la seguridad de las instalaciones industriales o eléctricas tiene que garantizar no solo la protección contra accidentes que puedan producir daños a las personas, sino también a la flora, a la fauna y, en general, al medio ambiente. Por ello será necesaria la adopción de una serie de medidas y su justificación, en el caso de que la Administración competente así lo solicitará, que eviten cualquier daño para el entorno.

10.4. CALIDAD DE ONDA

En cumplimiento del RD 1955/2000, art.110, los usuarios de la red deberán adoptar las medidas necesarias para que las perturbaciones emitidas por sus instalaciones estén dentro de los límites establecidos en el art. 104 del citado Real Decreto. Así mismo, en el artículo 102, se indica que para la determinación de los aspectos de la calidad del producto se seguirán los criterios establecidos en la norma UNE-EN 50160.

En general, las instalaciones estarán obligadas a cumplir con el RD 186/2016, que transpone al derecho nacional español la Directiva Europea de Compatibilidad Electromagnética 2014/30/UE.

Por otra parte, en cumplimiento del artículo 16 del RD 1699/2011, aplicable a instalaciones de producción de pequeña potencia, el productor deberá acompañar su solicitud de los certificados de cumplimiento de los límites de emisión e inmunidad referentes a armónicos y compatibilidad

electromagnética (CEM). En este sentido, y de modo no exhaustivo, se indica la normativa básica de referencia donde se establecen estos límites (referencias a Compatibilidad electromagnética y Calidad de Producto):

- EN 50549-2: Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 2: Connection to a MV distribution network.

Adicionalmente, EDE podrá realizar un análisis de la calidad de onda de tensión en el punto de conexión, a fin de verificar que se respetan las características de tensión reglamentarias y asegurar que la nueva instalación conectada no afecta al resto de clientes y/o generadores de la empresa distribuidora por encima de los límites establecidos.

Con el objetivo de realizar las pruebas y un eventual registro de la calidad de la onda de tensión en el punto de conexión, EDE podrá instalar un analizador de red debidamente calibrado. En caso de incumplimiento de los límites anteriormente establecidos, se deberá desconectar la instalación generadora y realizar las modificaciones oportunas en la misma, para que se cumplan los reglamentos y normas en vigor.

10.5. INVERSORES ELECTRÓNICOS

Los generadores conectados a la red mediante inversores electrónicos cumplirán con lo indicado en el informe UNE 206007-1.

Jaca, enero de 2021
EL INGENIERO INDUSTRIAL



Daniel Fuentes Bargues
Colegiado nº 4.717. COIICV

 COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE LA COMUNIDAD VALENCIANA DEMARCACIÓN VALENCIA	
Nº COLEGIADO: 4717 DANIEL FUENTES BARGUES	
FECHA: 19/02/2021	Nº VISADO: 2021/704
VISADO	



Fdo. Daniel Fuentes Bargues
Ingeniero Industrial

Propietario:

JACA SOLAR, S.L.
C/ Velázquez, 157 – planta 1ª • 28002 • Madrid • Madrid

Título:

PROYECTO DE CENTRAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE
TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA 4,99 MW "LLANO DE AÍN"

Emplazamiento:

Término municipal de Jaca • Huesca • Aragón

PLANOS



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES
DE LA COMUNIDAD VALENCIANA
DEMARCAACION VALENCIA

Jaca, enero de 2021

INSEGMA

COLEGIADO Nº 132 DANIEL FUENTES BARGUES

INSEGMA, S.L.

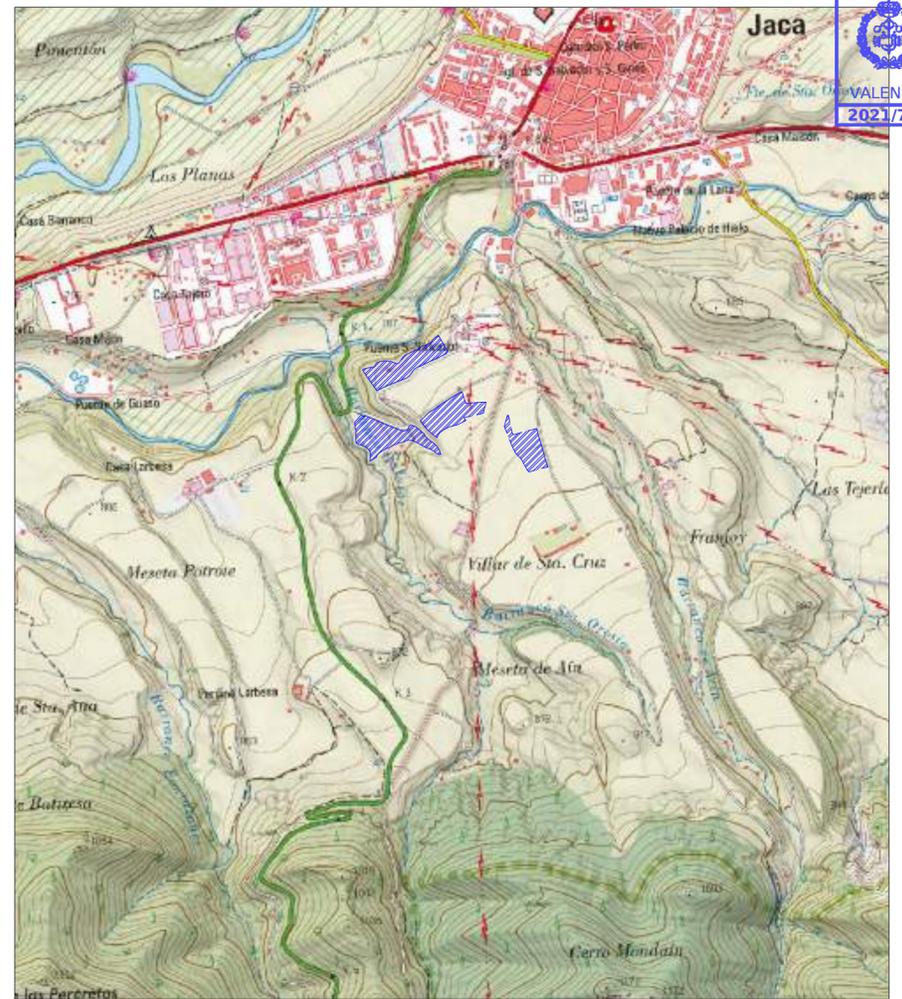
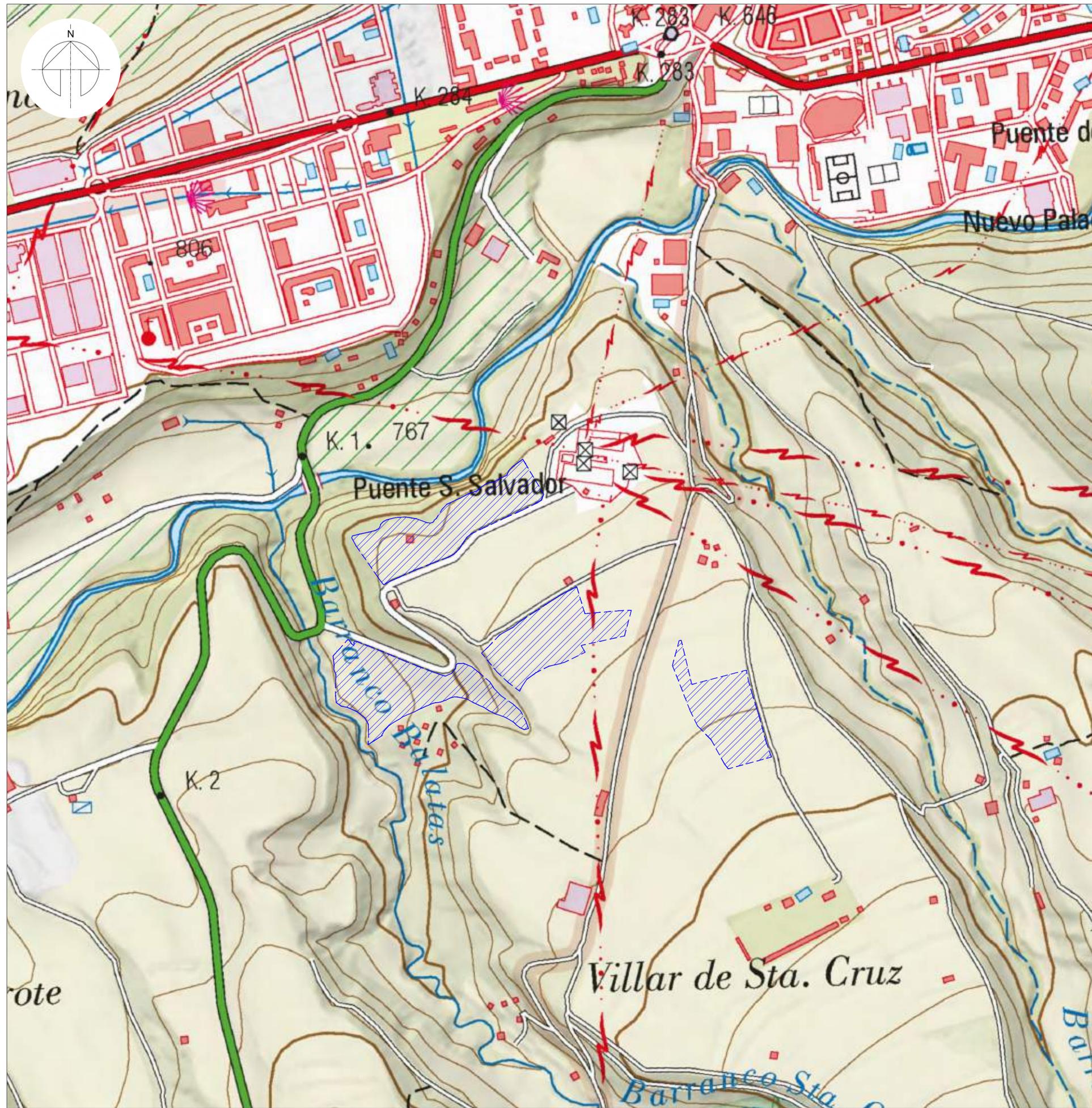
Ingeniería, Seguridad y Medio Ambiente

C/Colón, 6 • 46100 • BURJASSOT (VALENCIA) • Tel.: 96 390 66 99 • info@insegma.com

FECHA: 19/02/2021

Nº VISADO: 2021/704

VISADO

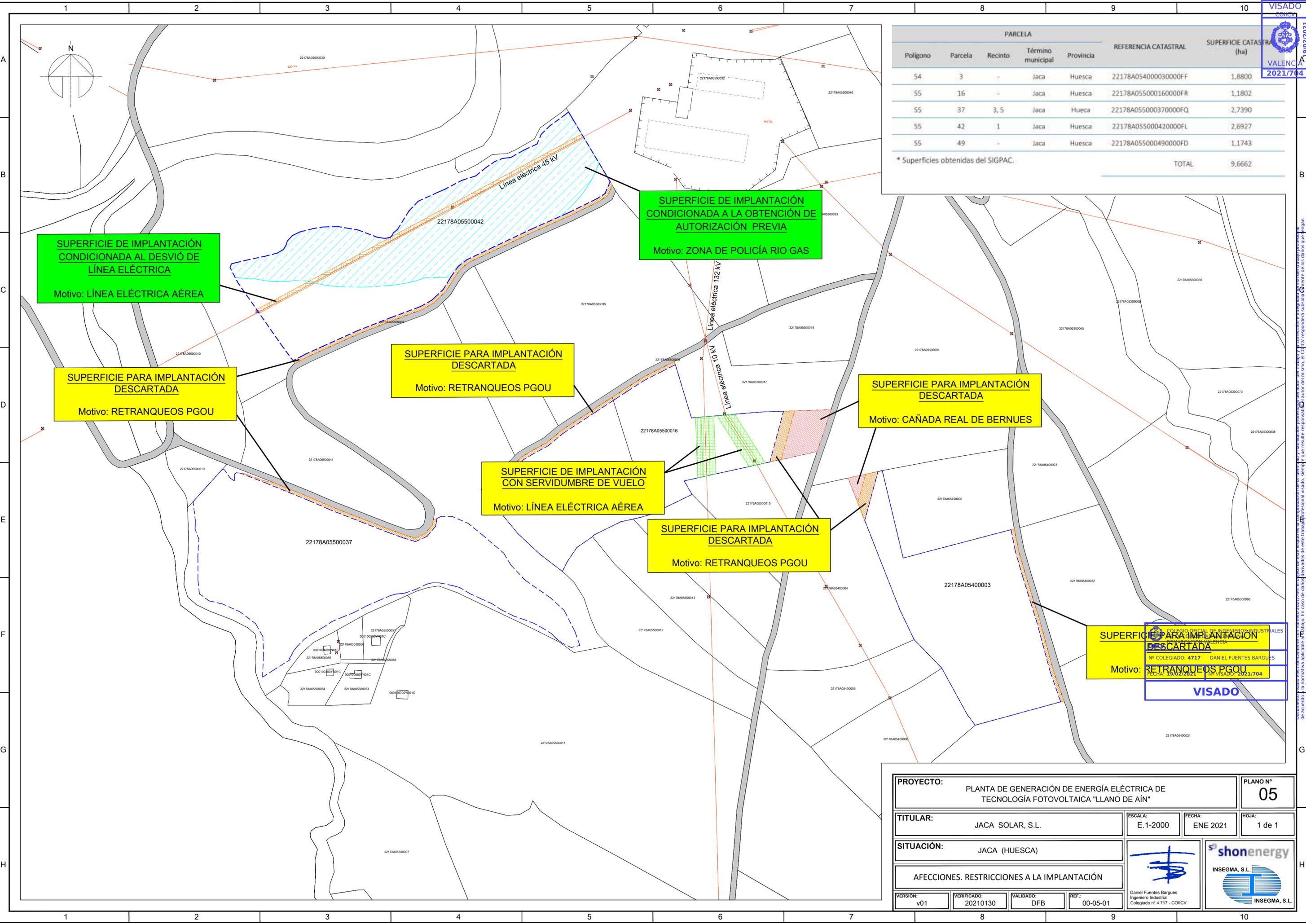


PROYECTO: PLANTA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA "LLANO DE AÍN"		PLANO Nº 01	
TITULAR: JACA SOLAR, S.L.	ESCALA: E.1-5000	FECHA: ENE 2021	HOJA: 1 de 1
SITUACIÓN: JACA (HUESCA)		 	
SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO			
VERSION: v01	VERIFICADO: 20210130	VALIDADO: DFB	REF.: 00-01-01
Daniel Fuentes Bargas Ingeniero Industrial Colegiado nº 4.717 - COICV		INSEGMA, S.L.	


 VISADO
 19/02/2021
 VALENCIA
 2021/704

La presente obra es propiedad de JACA SOLAR, S.L. y se reserva todos los derechos de autor. En caso de ser necesario, se deberá solicitar el consentimiento de JACA SOLAR, S.L. para su uso.

PARCELA					REFERENCIA CATASTRAL	SUPERFICIE CATASTRAL (ha)
Polígono	Parcela	Recinto	Término municipal	Provincia		
54	3	-	Jaca	Huesca	22178A054000030000FF	1,8800
55	16	-	Jaca	Huesca	22178A055000160000FR	1,1802
55	37	3, 5	Jaca	Huesca	22178A055000370000FQ	2,7390
55	42	1	Jaca	Huesca	22178A055000420000FL	2,6927
55	49	-	Jaca	Huesca	22178A055000490000FD	1,1743
* Superficies obtenidas del SIGPAC.						TOTAL 9,6662



SUPERFICIE DE IMPLANTACIÓN CONDICIONADA AL DESVIÓ DE LÍNEA ELÉCTRICA
Motivo: LÍNEA ELÉCTRICA AÉREA

SUPERFICIE DE IMPLANTACIÓN CONDICIONADA A LA OBTENCIÓN DE AUTORIZACIÓN PREVIA
Motivo: ZONA DE POLICÍA RIO GAS

SUPERFICIE PARA IMPLANTACIÓN DESCARTADA
Motivo: RETRANQUEOS PGOU

SUPERFICIE PARA IMPLANTACIÓN DESCARTADA
Motivo: RETRANQUEOS PGOU

SUPERFICIE DE IMPLANTACIÓN CON SERVIDUMBRE DE VUELO
Motivo: LÍNEA ELÉCTRICA AÉREA

SUPERFICIE PARA IMPLANTACIÓN DESCARTADA
Motivo: CAÑADA REAL DE BERNUES

SUPERFICIE PARA IMPLANTACIÓN DESCARTADA
Motivo: RETRANQUEOS PGOU

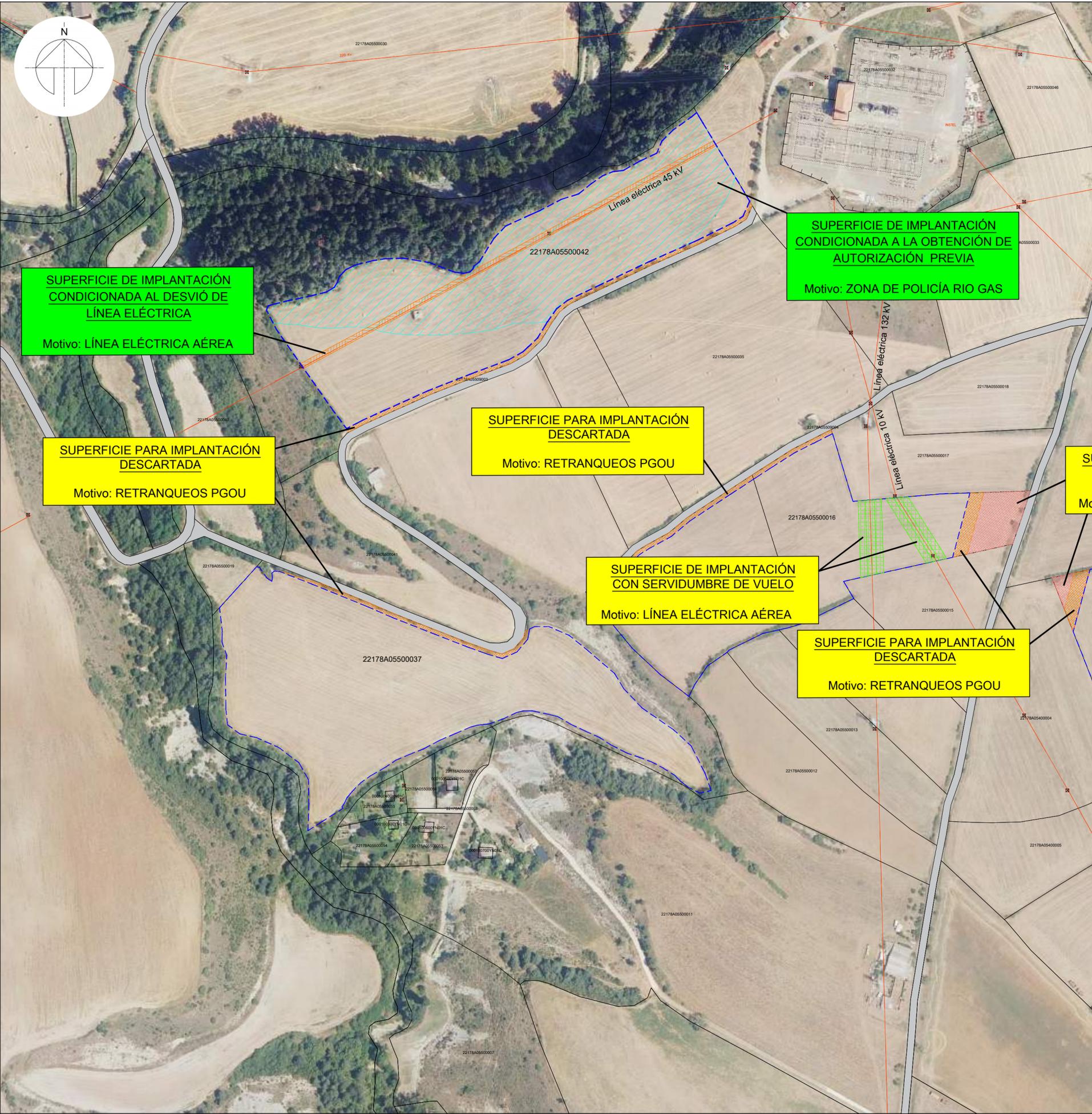
SUPERFICIE PARA IMPLANTACIÓN DESCARTADA
Motivo: RETRANQUEOS PGOU

VISADO

PROYECTO: PLANTA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA "LLANO DE AÍN"				PLANO N° 05	
TITULAR: JACA SOLAR, S.L.		ESCALA: E.1-2000	FECHA: ENE 2021	HOJA: 1 de 1	
SITUACIÓN: JACA (HUESCA)					
AFECCIONES. RESTRICCIONES A LA IMPLANTACIÓN					
VERSION: v01	VERIFICADO: 20210130	VALIDADO: DFB	REF.: 00-05-01	 	

La presente obra es responsabilidad del autor del mismo, el COIICV responderá subsidiariamente de los daños que se ocasionen de acuerdo a la normativa aplicable al trabajo. En caso de daños derivados de este trabajo profesional visado, siempre que resulte responsable el autor del mismo, el COIICV responderá subsidiariamente de los daños que se ocasionen.

PARCELA					REFERENCIA CATASTRAL	SUPERFICIE CATASTRAL (ha)
Poligono	Parcela	Recinto	Término municipal	Provincia		
54	3	-	Jaca	Huesca	22178A05400003000FF	1.8800
55	16	-	Jaca	Huesca	22178A055000160000FR	1.1802
55	37	3, 5	Jaca	Huesca	22178A055000870000FQ	2.7390
55	42	1	Jaca	Huesca	22178A055000420000FL	2.6927
55	49	-	Jaca	Huesca	22178A055000490000FD	1.1748
* Superficies obtenidas del SIGPAC.						
TOTAL						9.6662

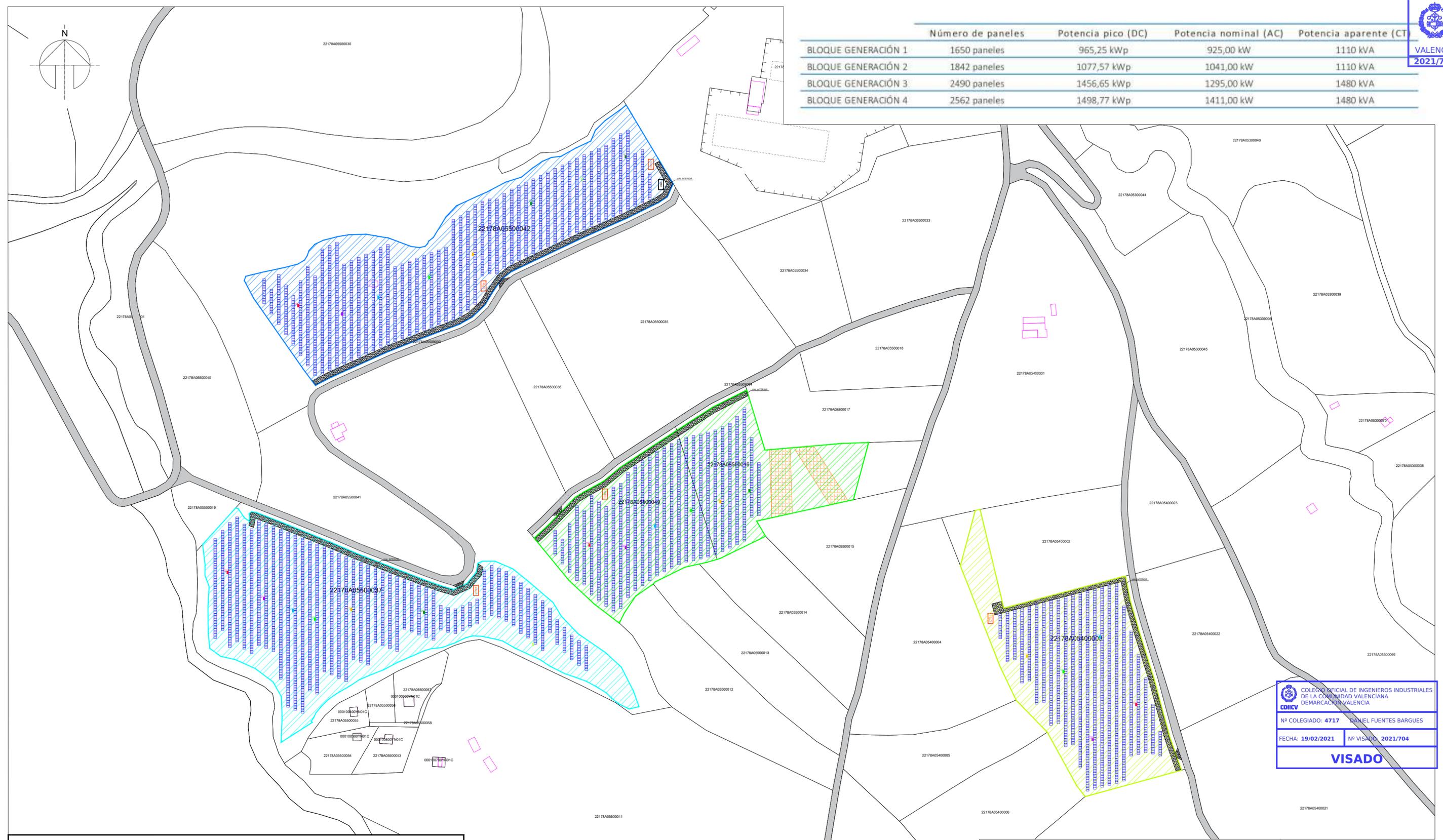


SUPERFICIE PARA IMPLANTACIÓN DESCARTADA
 Motivo: RETRANQUEOS PGOU
 VISADO

PROYECTO: PLANTA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA "LLANO DE AÍN"			PLANO N° 05		
TITULAR: JACA SOLAR, S.L.		ESCALA: E.1-2000	FECHA: ENE 2021	HOJA: 1 de 1	
SITUACIÓN: JACA (HUESCA)					
AFECCIONES. RESTRICCIONES A LA IMPLANTACIÓN					
VERSION: v01	VERIFICADO: 20210130	VALIDADO: DFB	REF.: 00-05-01		

La normativa aplicable al trabajo es la que se indica en el presente proyecto. En caso de cambios de esta normativa, el autor del mismo, el COIIV y el profesional visado, siempre que resulte responsable, responderá subsidiariamente de los daños que se ocasionen.

	Número de paneles	Potencia pico (DC)	Potencia nominal (AC)	Potencia aparente (CT)
BLOQUE GENERACIÓN 1	1650 paneles	965,25 kWp	925,00 kW	1110 kVA
BLOQUE GENERACIÓN 2	1842 paneles	1077,57 kWp	1041,00 kW	1110 kVA
BLOQUE GENERACIÓN 3	2490 paneles	1456,65 kWp	1295,00 kW	1480 kVA
BLOQUE GENERACIÓN 4	2562 paneles	1498,77 kWp	1411,00 kW	1480 kVA

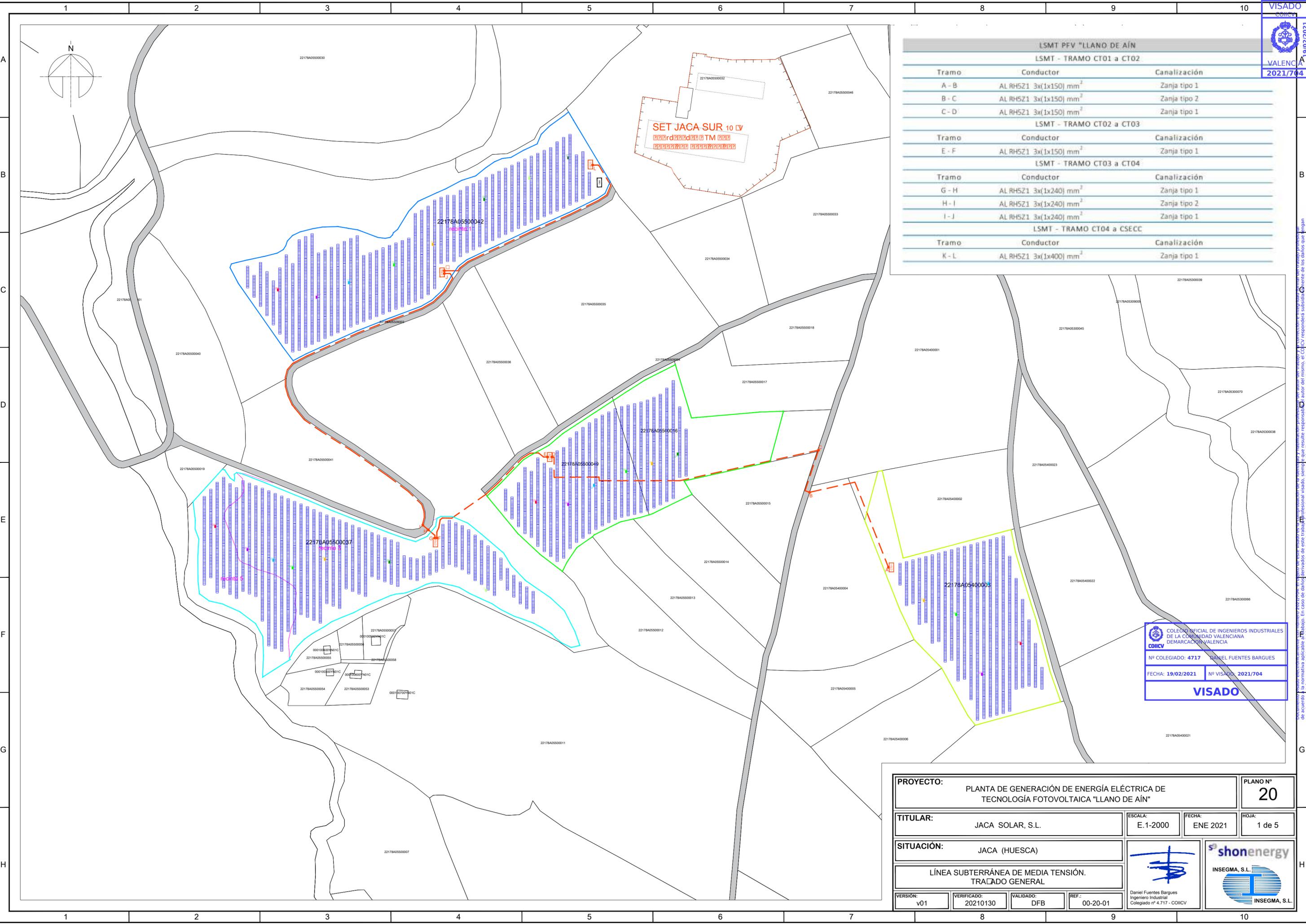


	BLOQUE DE GENERACIÓN 1; 965,25 kWp; 925,00 kW
	BLOQUE DE GENERACIÓN 2; 1077,57 kWp; 1041,00 kW
	BLOQUE DE GENERACIÓN 3; 1456,65 kWp; 1295,00 kW
	BLOQUE DE GENERACIÓN 4; 1498,77 kWp; 1411,00 kW
	ZONA DE SERVIDUMBRE DE VUELO LÍNEA AÉRA AT/MT


COIICV
 Nº COLEGIADO: 4717 DANIEL FUENTES BARGUES
 FECHA: 19/02/2021 Nº VISADO: 2021/704
VISADO

PROYECTO: PLANTA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA "LLANO DE AÍN"		PLANO Nº 11	
TITULAR: JACA SOLAR, S.L.	ESCALA: E.1-2000	FECHA: ENE 2021	HOJA: 1 de 5
SITUACIÓN: JACA (HUESCA)			
IMPLANTACIÓN. LAYOUT GENERAL			
VERSION: v01	VERIFICADO: 20210130	VALIDADO: DFB	REF.: 00-11-01
<small>Daniel Fuentes BARGUES Ingeniero Industrial Colegiado nº 4.717 - COIICV</small>		<small>INSEGMA, S.L.</small>	

La normativa aplicable al trabajo es la que se indica en el presente proyecto. En caso de dudas derivadas de este trabajo profesional visado, siempre que resulte responsable del autor del mismo, el COIICV responderá subsidiariamente de los daños que se ocasionen.



LSMT PFV "LLANO DE AÍN"		
LSMT - TRAMO CT01 a CT02		
Tramo	Conductor	Canalización
A - B	AL RH5Z1 3x(1x150) mm ²	Zanja tipo 1
B - C	AL RH5Z1 3x(1x150) mm ²	Zanja tipo 2
C - D	AL RH5Z1 3x(1x150) mm ²	Zanja tipo 1
LSMT - TRAMO CT02 a CT03		
Tramo	Conductor	Canalización
E - F	AL RH5Z1 3x(1x150) mm ²	Zanja tipo 1
LSMT - TRAMO CT03 a CT04		
Tramo	Conductor	Canalización
G - H	AL RH5Z1 3x(1x240) mm ²	Zanja tipo 1
H - I	AL RH5Z1 3x(1x240) mm ²	Zanja tipo 2
I - J	AL RH5Z1 3x(1x240) mm ²	Zanja tipo 1
LSMT - TRAMO CT04 a CSECC		
Tramo	Conductor	Canalización
K - L	AL RH5Z1 3x(1x400) mm ²	Zanja tipo 1

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE LA COMUNIDAD VALENCIANA DEMARCACION VALENCIA
 Nº COLEGIADO: 4717 DANIEL FUENTES BARGUES
 FECHA: 19/02/2021 Nº VISADO: 2021/704
VISADO

PROYECTO: PLANTA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA "LLANO DE AÍN"		PLANO Nº 20	
TITULAR: JACA SOLAR, S.L.	ESCALA: E.1-2000	FECHA: ENE 2021	HOJA: 1 de 5
SITUACIÓN: JACA (HUESCA)			
LÍNEA SUBTERRÁNEA DE MEDIA TENSIÓN. TRACADO GENERAL			
VERSION: v01	VERIFICADO: 20210130	VALIDADO: DFB	REF.: 00-20-01

Daniel Fuentes Barges
 Ingeniero Industrial
 Colegiado nº 4.717 - COIICV

La normativa aplicable al trabajo es la que se indica en el presente proyecto. En caso de dudas derivadas de este trabajo profesional visado, siempre que resulte responsable del autor del mismo, el COIICV responderá subsidiariamente de los daños que se ocasionen de acuerdo a la normativa aplicable al trabajo.