



PROYECTO
PLANTA FOTOVOLTAICA EL GUIJARRAL

DOCUMENTO nº 1:

MEMORIA DESCRIPTIVA

Promotor:

VIRIDE 2015 S.L.

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN. ANTECEDENTES.....	5
2	OBJETO.....	7
3	PROMOTOR	8
4	ALCANCE DEL PROYECTO.....	9
4.1	Planta fotovoltaica el guijarral	9
5	NORMATIVA	11
5.1	Obra civil y estructuras	11
5.2	Instalaciones eléctricas.....	11
5.3	Normativa ambiental	15
5.4	Normativa Equipos.....	16
6	EMPLAZAMIENTO	18
7	JUSTIFICACIÓN DE LA IMPLANTACIÓN DE LA P.S.F.V.....	19
7.1	Criterios de elección de emplazamiento.....	19
7.2	Descripción de la planta solar fotovoltaica	21
7.3	Descripción del recurso solar energético	22
7.4	Evaluación de la Energía eléctrica producida	25
8	ADECUACIÓN DEL PROYECTO AL PLANEAMIENTO URBANÍSTICO.....	27
8.1	Datos referidos a la Ordenación del Parque	28
9	DESCRIPCIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS EXISTENTES	30
9.1	Carreteras y caminos	30
10	OBRA CIVIL.....	31
10.1	Generalidades.....	31
10.1.1	Estructuras de hormigón.....	31

10.1.2	Estructuras de acero	31
10.1.3	Movimiento de tierra	31
10.1.4	Accesos y caminos	32
10.2	Construcciones	32
10.2.1	Centro de transformación y control.....	32
10.2.2	Almacén de la Planta Solar	33
11	DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE LA PLANTA SOLAR	34
11.1	Cumplimiento de códigos de Red	36
11.2	Características generales de PSFV	40
11.3	Rendimiento	42
12	EQUIPOS Y CARACTERISTICAS TECNICAS	45
12.1	Equipos principales	45
12.1.1	Módulos Fotovoltaicos.....	47
12.1.2	Estructura Fotovoltaica: Seguidor a un eje	49
12.1.3	Inversor.....	52
12.1.4	Monitorización y control.....	55
12.1.5	Centro de transformación.....	57
12.1.5.1	Transformadores	58
12.1.5.2	Celdas de Media Tensión.....	58
12.2	Instalaciones eléctricas.....	59
12.2.1	Cableado de baja tensión.....	60
12.2.1.1	Cableado Corriente Continua.....	61
12.2.1.2	Cableado Corriente Continua de caja de agrupación a Inversor.....	62
12.2.2	Cableado de Media Tensión.....	62

12.2.3	Cable de Comunicaciones	63
12.2.4	Zanjas, Arquetas y Bandejas	63
12.2.4.1	Relleno	64
12.2.4.2	Cama de apoyo.....	64
12.2.4.3	Arquetas	64
12.2.5	Canaletas y Tubos de Protección	64
12.2.6	Cable de Tierra	65
12.2.7	Cuadros Eléctricos.....	66
12.2.7.1	Cajas DC de Baja Tensión	67
12.2.7.2	Equipos de medida.....	67
12.2.7.3	Protecciones	67
12.2.8	Caídas de Tensión	68
12.2.9	Servicios Auxiliares	69
12.3	Sistemas de Monitorización	69
12.4	Infraestructuras de Comunicaciones	71
12.5	Seguridad.....	72
12.5.1	Vallado perimetral.....	72
13	LÍNEA DE EVACUACIÓN DE ENERGÍA.....	74
14	PLANIFICACION.....	76
15	ORGANISMOS AFECTADOS	77
16	CALCULOS ENERGETICOS Y RENDIMIENTO P.S.F.V.....	78
17	DIMENSIONADO P.S.F.V.....	79
18	ASPECTOS SOCIO-ECONÓMICOS.....	80
19	EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL	81



20	ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD.....	83
21	CONCLUSION.....	84

1 INTRODUCCIÓN. ANTECEDENTES

Actualmente los objetivos generales marcados en la Unión Europea por la Directiva 2009/28/CE fomentan el uso de las fuentes renovables en la generación de energía.

La construcción de nuevas plantas fotovoltaicas y parques eólicos en España, hace necesaria la implantación de nuevos sistemas e instalaciones de Alta Tensión que permitan la conexión de dichas plantas a la red de transporte y distribución eléctrica.

Las compañías distribuidoras son responsables de la valoración de la aceptabilidad de las pequeñas y medianas instalaciones de generación con conexión a la red de distribución de su propiedad y afección significativa en dicha red.

Como consecuencia de todo ello, VIRIDE 2015 S.L. tiene previsto la construcción un Parque Solar Fotovoltaico de potencia máxima 1,1 MW para la generación de energía eléctrica a partir de energía solar, y un paso aéreo subterráneo para el entronque con línea aérea de 15 kV propiedad de compañía de distribución Eléctrica Saavedra para la evacuación de la energía generada a través de la red de distribución.

Este proyecto servirá, además de solicitar la autorización de construcción de la nueva instalación de generación por fuente renovable fotovoltaica a la autoridad competente, y para la obtención de permisos y licencias preceptivos por parte de los organismos afectados. El punto de acceso y conexión a la red de distribución ya se ha obtenido en apoyo nº 89, existente en el interior de la parcela, al objeto de optimizar el uso de las infraestructuras eléctricas existentes y de reducir el impacto ambiental de las mismas. En el **Anexo nº10** se adjunta la concesión del punto de acceso y conexión por la compañía distribuidora y en el Plano **PG-003** se puede ver la localización de este apoyo.

Las instalaciones para la generación de energía por fuentes renovables se ubicarán en el término municipal de Castellar de Santiago, Polígono 4, en los parajes de El Guijarral y Solana de Cerro Largo, provincia de Ciudad Real y el resumen de la instalación será:

PLANTA FOTOVOLTAICA					
Instalación	P.Inst	P.nom	Términos Municipales	Provincia	Promotor
PSFV	1,32 MW	1,1 MW	CASTELLAR DE SANTIAGO	Ciudad Real	Viride 2015 S.L.

En plano **PG-002** se observa la ubicación del parque solar en las parcelas afectadas.

2 OBJETO

El presente proyecto, tiene por finalidad la descripción de una planta de generación de energía eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica, de potencia nominal 1,1 MWac, denominada “PLANTA FOTOVOLTAICA EL GUIJARRAL”, ubicada en el término municipal de Castellar de Santiago (Ciudad Real), para tramitar las autorizaciones previas necesarias.

En el presente documento se describen y definen tanto las obras necesarias de la parte de obra civil como las instalaciones eléctricas interiores en Baja y Media tensión y las infraestructuras de conexión hasta el punto de evacuación.

El punto de entrega de la energía generada por dicha instalación se proyecta en la Línea Aérea Media Tensión de 15kV, propiedad de empresa distribuidora Eléctrica Saavedra S.A.

Los resúmenes de las actuaciones a realizar en el presente proyecto son:

- 1. Campo generador fotovoltaico**
- 2. Cuadros de Nivel 1 DC (String Box)**
- 3. Líneas de producción en Baja tensión desde los módulos solares (campo generador) hasta los cuadros strings (Nivel I) y de los cuadros Nivel I hasta los inversores**
- 4. Centro de Transformación (MV) e inversores (LV)**
- 5. Tramo subterráneo y paso aéreo subterráneo de entronque con la L.A.M.T. de la compañía distribuidora para evacuación de la energía en la red**
- 6. Sistema de Vigilancia y monitorización (Scada)**
- 7. Caseta Eléctrica, de Control y Mantenimiento**
- 8. Obra Civil que incluye**
 - Acondicionamiento del terreno
 - Vallado perimetral
 - Fijación de los seguidores (estructura solar) al suelo
 - Canalizaciones de MT y BT
 - Losa de centro de transformación
 - Puesta a tierra

3 PROMOTOR

El promotor del presente Proyecto de PLANTA FOTOVOLTAICA EL GUIJARRAL, es la empresa con razón social VIRIDE 2015 S.L., con los siguientes datos:

PROMOTOR:	VIRIDE 2015 S.L.
NIF N°:	B13594593
DOMICILIO SOCIAL:	Calle Ermita, 95
C.P.:	13750
MUNICIPIO:	Castellar de Santiago
PROVINCIA:	Ciudad Real
E-mail	emorales@grupoviride.com
GESTIÓN PROYECTO	GEOATLANTER S.L.
TELÉFONO	902 88 31 12
CONTACTO	Santiago Machacón
E-mail	smachacon@geoatlanter.com

4 ALCANCE DEL PROYECTO

4.1 PLANTA FOTOVOLTAICA EL GUIJARRAL

Para la realización del presente documento se tomaron en cuenta todas las condiciones técnicas mínimas y normativas vigentes para la ejecución de plantas solares fotovoltaicas. Además, se describe la información de diseño del sistema generador, obra civil, sistema eléctrico y adecuación del terreno para la planta fotovoltaica de 1,1 MWac de potencia nominal, el cual contara con un sistema de seguimiento solar “Este – Oeste”, con un eje transversal de “Norte a Sur”.

El alcance del proyecto describirá:

- Características de la Planta Fotovoltaica y su implantación
- Reglamentos y disposiciones generales
- Obra civil - Adecuación del terreno
- Zanjas, arquetas, canaletas y tubos de protección
- Instalación del equipamiento:
 - Seguidores y estructura metálica (Trackers)
 - Paneles fotovoltaicos
 - Inversores
 - Centros de transformación y Centro de Control
 - Cableado BT, MT, de tierra y de comunicaciones.
 - Cuadros eléctricos
 - Sistemas de monitorización
 - Servicios auxiliares
 - Infraestructura de comunicaciones
 - Sistema de seguridad

En este documento se especificará la ubicación de la distribución de los módulos fotovoltaicos que componen la Planta Solar Fotovoltaica.

Se diseñarán los caminos de acceso a cada uno de los bloques constituidos por los módulos fotovoltaicos y trackers, así como las zanjas para la instalación de las redes de baja, media tensión, comunicaciones y red de tierras inferior.

Se dimensionará la red subterránea de interconexión entre módulos, protección, inversores, centro de transformación interno. Finalmente se identificarán las afecciones derivadas de la instalación de la Planta Fotovoltaica.

INFORMACION GENERAL PLANTA FOTOVOLTAICA	
Titular	VIRIDE 2015 S.L.
Dirección	Calle Ermita, 95, 13750, Castellar de Santiago (Ciudad Real) Teléfono: 902 88 31 12 CIF: B1359453
Términos Municipales	Castellar de Santiago (Ciudad Real)
Potencia nominal	1,1 MWac
Tipo de Panel fotovoltaico	JA SOLAR JAM72S30 -545/MR o similar
Dimensiones	2.279±2 mm 1.134±2 mm
Nº de paneles	2400
Tipo de Inversor	SUNGROW SG250HX de 225 kVA (40°C)
Nº de Inversores	5
Tensión MT	15 kV
Nº de circuitos MT	1 circuito
Tipo de conductor	Aislado Voltalene RHZ1-2OL 12/20kV, AL, 50 Hz

Tabla 1: Resumen Información General PFV

5 NORMATIVA

Todas las obras que en el proyecto se describen, se proyectan con arreglo a las diversas disposiciones legales, reglamentos y demás normativa general vigente, así como las normas técnicas particulares de los ayuntamientos implicados y la compañía que explota la red general de distribución eléctrica de la zona.

Por ello para la realización del presente proyecto se ha tenido en cuenta, la normativa que a continuación se relaciona:

5.1 OBRA CIVIL Y ESTRUCTURAS

- R.D. 470/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba el Código Estructural.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. (BOE del 28).
- Real Decreto 1371/2007, de 19 de octubre, por el que se aprueba el documento básico «DB-HR Protección frente al ruido» del Código Técnico de la Edificación y modifica el Real Decreto 314/2006, de 17/3/2006 (RCL 2006\655), que aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 1675/2008, de 17 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 1371/2007, de 19 de octubre, por el que se aprueba el Documento Básico «DB-HR Protección frente al ruido» del Código Técnico de la Edificación y se modifica el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- EC-3 "Eurocódigo 3. Proyecto de estructuras de acero". UNE-EN-1993-1-1.
- NCSR-02 "Norma de Construcción Sismorresistente, Parte General y Edificación". (R.D. 997/2002)
- NTE Normas Tecnológicas de la Edificación (recomendaciones).

5.2 INSTALACIONES ELÉCTRICAS

- Ley 24/2013 de 26 de diciembre del sector eléctrico, en lo que deroga a la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Y el Real Decreto 1/2012 en los artículos que deroga.
- Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del Sistema Eléctrico. En particular, el Art. 11: Instalaciones de generación que comparten generación.
- Resolución 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 3.7 Programación de la generación renovable no gestionable.

-
- Circular 3/2005, de 13 de octubre, de la Comisión Nacional de Energía, sobre petición de información de inversiones, costes, ingresos y otros parámetros de las instalaciones de producción de electricidad en régimen especial.
 - Resolución de 25 de febrero de 2003, de la Dirección General de Política Energética y Minas, estableciendo plazos de comunicación al operador del mercado, de la previsión de excedentes de determinadas instalaciones de régimen especial.
 - Decreto 976/2003, de 18 de noviembre, de la Presidencia del Gobierno por el que se aprueba el Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas.
 - Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
 - Real Decreto 413/2014, del 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos. En particular, los artículos:
 - o Art. 3: Potencia instalada.
 - o Art. 14: Acceso y conexión a la red.
 - Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones conectadas a la red, PCT-C octubre 2002.
 - Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, que modifica y deroga determinados preceptos de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector Eléctrico.
 - Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
 - Real Decreto-ley 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.
 - Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
-

- Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión, está vinculada al Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas. El Ámbito de aplicación y definiciones es el del RD.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Ley 1/2007, de 15 de febrero, de fomento de las Energías Renovables e Incentivación del Ahorro y Eficiencia Energética en Castilla-La Mancha
- Ley 7/2022, de 29 de julio, de Medidas para la Agilización Administrativa de los Proyectos de Energías Renovables en Castilla-La Mancha
- Normas y recomendaciones de la compañía distribuidora de energía eléctrica Normalización Nacional (Normas UNE).
- Recomendaciones UNESA.
- Norma UNE-EN 60694. Estipulaciones comunes para las normas de aparamenta de alta tensión.
- Normas CEI.
- Ordenanzas Municipales.

Para la conexión a Red Eléctrica de España se cumplirán con los procedimientos para el acceso y la conexión a la red de distribución de instalaciones de generación o consumo que se establecen con carácter general en la Ley del Sector Eléctrico –LSE (Ley 24/2013, de 26 de diciembre), el Real Decreto 1955/2000 para el sistema eléctrico peninsular español (SEPE), y con carácter particular, para las instalaciones de generación mediante fuentes renovables, cogeneración y residuos en el Real Decreto 413/2014. Además, se cumplirá con los aspectos técnicos y de detalle, incluyendo la etapa de puesta en servicio, que se desarrollan en los procedimientos de operación, en especial el P.O. 12.1 y P.O. 12.2. Sobre requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en

servicio. En el desarrollo del proyecto se tendrán en cuenta dichos procedimientos, así como las prescripciones técnicas de la compañía distribuidora.

5.3 NORMATIVA AMBIENTAL

- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental.
- Ley 9/2018, de 5 de diciembre, por la que se modifica la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, la Ley 21/2015, de 20 de julio, por la que se modifica la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes y la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
- Ley 2/2020, de 7 de febrero, de Evaluación Ambiental de Castilla-La Mancha
- Decreto Ley 2/2022, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes para la agilización de la gestión de los fondos europeos y el impulso de la actividad económica.
- Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos.
- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.
- Real Decreto 1193/1998, de 12 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 1997/1995, de 7 de diciembre, por el que se establecen medidas para contribuir a garantizar la biodiversidad mediante la conservación de los hábitats y de la flora o fauna silvestres.
- Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.
- Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del ruido.
- 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.

- Real Decreto 218/3002 de 22 de febrero, por el que se regulan las emisiones sonoras en el entorno debidas a determinadas máquinas de uso al aire libre.
- Resolución de 23 de abril de 2002 de la Consejería de Agricultura y Medio Ambiente
- Real Decreto 1513/2005, de 16 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, en lo referente a la evaluación y gestión del ruido ambiental.
- Real Decreto 1481/2001, de 27 de diciembre, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero.
- R.D. 9/05 (BOE 18/01/05) sobre contaminación de suelos.
- Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera.

5.4 NORMATIVA EQUIPOS

- Todos los equipos que se instalen deberán incorporar marcado CE. Los módulos fotovoltaicos incorporaran el marcado CE, según Directiva 2014/35/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de febrero de 2014, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.
- Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730 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, deberán satisfacer la norma UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- Los seguidores solares cumplirán lo previsto en la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas, y con R.D. 1644/2008: comercialización y puesta en servicio.
- La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas: 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, y según la 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.

Los inversores que se instalen deberán estar homologados por la compañía distribuidora.

6 EMPLAZAMIENTO

Los terrenos donde se ubicará la PLANTA FOTOVOLTAICA EL GUIJARRAL se localizan en el Polígono 4, en los parajes de El Guijarral y Solana de Cerro Largo, del término municipal de Castellar de Santiago (Ciudad Real), (remitirse al plano **PG-001**).

El acceso a las instalaciones se realizará directamente desde la carretera CR-611.

La superficie del emplazamiento de la planta fotovoltaica está constituida por la poligonal que comprende los siguientes puntos:

Entorno Poligonal: A-B-C-D-E-G-H-I-J-K-L-M-P-Q-R-S-T-U-V-W-X-Y-Z

AA-AB-AC-AD-AE-AF-AG

Las coordenadas UTM de la zona de ubicación de la Planta Solar Fotovoltaica se recogen en el **Anexo 1** de esta Memoria y en el plano **PG-002**.

En el siguiente cuadro se indica la superficie de las parcelas. No habiendo en este momento ninguna construcción sobre ellas.

PARCELA	SUPERFICIE REAL[m ²]
207	4.694,29
208	12.381,10
209	7.643,71
210	6.116,75
172	8.945,60
224	6.435,75
225	24.912,59

Tabla 2: Tabla con superficie de parcelas

7 JUSTIFICACIÓN DE LA IMPLANTACIÓN DE LA P.S.F.V.

La energía solar fotovoltaica es claramente una opción para conseguir un crecimiento sostenido mediante el aprovechamiento más eficiente y racional de la energía primaria y disminuir las emisiones gaseosas de origen fósil a la atmósfera. La Planta Solar Fotovoltaica, contribuirá positivamente a la protección y cuidado medio ambiental mitigando los problemas de cambio climático ocasionados por los gases de efecto invernadero.

De igual manera no presentará los problemas asociados a otros tipos de energía convencional, a saber: producción de residuos peligrosos y/o tóxicos, lluvia ácida o agotamiento de recursos.

Además, la planta solar fotovoltaica contribuirá a la mejora de la social y económica, puesto que se mejorará el nivel de servicios de la población de la región a través de la creación de puestos de trabajo, a saber: servicios de ingeniería y consultoría, constructores de obra civil, montadores electromecánicos de equipos, servicios de mantenimiento, etc.

Igualmente, la construcción de la planta fotovoltaica lleva consigo la creación de infraestructuras estables que incluyen mejoras de caminos y trazados eléctricos. La diversificación energética que lleva asociada la construcción de este tipo de instalaciones de energías renovables colabora a la independencia del mercado de combustibles fósiles y garantizar una seguridad de suministro energético a medio y largo plazo.

7.1 CRITERIOS DE ELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO

El emplazamiento de la Planta Solar Fotovoltaica se ha identificado como un punto excelente para el aprovechamiento y explotación comercial de la energía solar a través de módulos fotovoltaicos.

Los criterios en los que se basa la definición del potencial solar de un emplazamiento son:

- Orientación respecto al Sol.
- Facilidad de accesos hasta el emplazamiento.
- Tipología del terreno.
- Ausencia de valles u obstáculos similares alrededor.

Se justifica la idoneidad del emplazamiento pues se dispone de terreno rústico de cereal de secano de baja productividad, dada la baja calidad de la tierra, ocupando un 96% del suelo proyectado y el otro 4% en la actualidad con cultivo de olivos de secano de escasa producción, muy antiguos, dañados con la enfermedad del taladrillo, y por tanto, con necesidad de extracción, con una superficie aproximada de 118.228 m², aunque no toda es utilizada para la instalación solar, y con un coste razonable que no impide su viabilidad, y por el que atraviesa una línea de distribución eléctrica de Media Tensión donde se solicitará el punto de acceso y conexión.

El emplazamiento seleccionado además de disponer de líneas de distribución eléctrica en la propia parcela, se trata de una zona donde no es necesario talar ningún árbol ni ningún otro elemento de valor ecológico representativo puesto que se trata de una parcela cubierta con monte bajo formado por hierbas y escobas. No existe impacto sobre el terreno porque los soportes metálicos de aproximadamente un (1) m de altura por encima del terreno son hincados en el mismo, y serán recuperados al final de la vida útil de la instalación y llevados a reciclar como producto de chatarra de acero.

Las principales razones por las que se ha elegido la zona para la implantación de la Planta Fotovoltaica se resumen en:

- La zona dispone de una orientación óptima respecto al sol con favorables condiciones de radiación suficientemente buena para la explotación de la planta (remitirse al documento de Estudio de producción solar adjuntado como **Anexo nº 2**).
- Facilidad de acceso a la zona por carretera y caminos vecinales.
- La tipología del terreno de la zona seleccionada está constituida por terrenos con escasa vegetación o de cultivo, con una buena planimetría y bien orientados respecto a la trayectoria solar, permitiendo la óptima instalación de la Planta Solar Fotovoltaica en los mismos.
- Afecciones medioambientales no significativas y, en todo caso, compatibles con el desarrollo sostenible de la zona.

7.2 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

La instalación que se pretende ubicar es un parque de producción de energía fotovoltaica compuesta por seguidores solares de un eje sobre los que se ubicarán 2400 paneles solares fotovoltaicos de 550Wp de potencia unitaria. La instalación contará con 5 inversores de 225 kW@40°C cada uno.

La altura máxima de la instalación constituida por seguidores móviles de un eje y paneles fotovoltaicos será aproximadamente de 2,20 m en el caso de máxima inclinación.



Figura 1: Esquema simulación real de instalación solar con sistema seguimiento a 1 eje

Cada uno de estos seguidores, de estructura de acero, se monta atornillado e hincado sobre el terreno natural proporcionando dicho empotramiento la fijación necesaria frente a la carga de viento.

Una vez acabada la vida útil de la planta se desmontará y se reciclará el 100% de los componentes, puesto que son vidrio, acero y cobre. El diseño de la planta está preparada para ser desmontada fácilmente, mediante uniones atornilladas, una vez que se ha acabado la vida útil de la instalación. De este modo se restaura el aspecto inicial que existía en el entorno antes de la puesta en marcha del parque de producción de energía fotovoltaica.

Para la realización del proyecto de instalación fotovoltaica no es necesario realizar ninguna dotación de abastecimiento de agua ni saneamiento. Solo se necesita punto de conexión a la red de energía eléctrica, la cual se tomará de una línea de 15kV de distribución que se encuentra en el interior de la parcela según se indica en planos adjuntos (PG-003) y en el

capítulo 13. Por lo tanto, no es necesario realizar ninguna dotación adicional de infraestructuras.

La Planta Solar Fotovoltaica tendrá una potencia pico, nominal y principales elementos que se describen a continuación:

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA		
POTENCIA PICO (MWp)		1,32
POTENCIA NOMINAL (MWac)		1,1
Descripción	Bloque de Potencia	Total del Parque
Centro de Transformación	1	1
Inversores / Centro de Tx.	5	5
Strings / Centro de Tx.	120	120
Seguidores / Centro de Tx.	60 uds 1V x 40	60 uds 1V x 40
Cajas de strings / Centro de Tx	5	5
Módulos / Centro de Tx.	2.400	2.400
Producción Energética (MWh / año)	2.423	2.423
Producción Especifica (kWh / kWp / año)	1.836	1.836

Tabla 3: Descripción Planta Solar Fotovoltaica

Se instalará un (1) centro de transformación en la planta (C.T o Power Station). Este CT tendrá conectado 2.400 módulos que estarán distribuidos en 60 seguidores (30 bihilera), con 40 módulos instalados, conectados en series de 20 módulos, formando un string, y una caja string con bornas portafusibles por cada inversor.

7.3 DESCRIPCIÓN DEL RECURSO SOLAR ENERGÉTICO

Para la planificación de una instalación de aprovechamiento solar, se debe partir de una estimación lo más precisa posible de radiación para el emplazamiento previsto. Un buen pronóstico de ubicación y de rendimiento apoya la decisión del futuro explotador de la instalación.

Se debe tener en cuenta que para alcanzar la superficie terrestre la radiación solar emitida, debe atravesar la atmósfera donde experimenta diversos fenómenos de reflexión, absorción y difusión que disminuyen la energía final recibida.

La radiación global incidente sobre una superficie inclinada en la superficie terrestre se puede calcular como la suma de tres componentes: la componente directa, la componente difusa y la componente de albedo (o reflejada).

Para determinar las condiciones de recurso en el emplazamiento, se ha utilizado PVSyst como software principal ya que tiene acceso a las bases de datos meteorológicas de METEONORM y NASA, que aportan una información esencial para la posición en estudio. Adicionalmente, se han considerado otras bases de datos meteorológicas tales como PVGIS y AEMET.

Una vez finalizado el análisis del recurso es muy importante analizar la topografía y la influencia de las sombras que causan diferentes elementos y/o los mismos paneles sobre otros.

Además, es importante analizar el tipo de modulo e inversor, ya que esto nos permitirá predecir otro conjunto de perdidas adicionales en el sistema eléctrico como ser perdidas por temperatura, suciedad, cableado, miss mach (acoplamiento), etc.

El análisis integral de todos los elementos anteriores nos permitirá calcular las producciones mensuales, anuales, horas específicas de trabajo del sistema diseñado mediante los programas PVSyst y METEONORM con otros factores importantes como el Performance Ratio (Factor de Rendimiento).

El estudio de producción se ha realizado a partir de los datos proporcionados por PVSyst y METEONORM y se ha realizado una tabla comparativa para el emplazamiento:

MES	GHI kWh/m ²	DHI kWh/m ²	T ^a
ENE	61,7	26,57	5,52
FEB	85,3	36,51	7,09
MAR	132,4	56,92	10,54

MES	GHI kWh/m ²	DHI kWh/m ²	T ^a
ABR	167,4	64,19	13,29
MAY	198,6	70,41	18,18
JUN	223,3	68,21	23,95
JUL	231,5	69,82	27,89
AGO	202,9	64,74	27,14
SEP	150,9	52,55	21,49
OCT	107,9	42,41	16,15
NOV	64,7	31,60	9,16
DIC	55,8	28,25	6,05
ANUAL	1682,5	612,17	15,59

Tabla 4: Datos de Irradiación y Temperatura - PVSyst

GHI: Irradiación en plano horizontal (kWh/m²/mes)

DHI: Irradiación difusa (kWh/m²/mes)

T^a: Temperatura promedio (°C)

El municipio de Castellar de Santiago presenta unas condiciones de irradiación solar favorable, encontrándose en la zona centro-sur del país donde se pueden observar valores suficientemente altos de radiación solar, esto puede observarse mejor en la Figura 2 donde se muestra la radiación global media para la región peninsular de España.



Figura 2: Radiación Global media (1994-2018) (kwh/m²-día) Solar GIS

Idoneidad del terreno escogido:

- El terreno son tierras arables. No existe ningún tipo de protección sobre el mismo ni presenta valores medioambientales de interés.
- No es necesario crear nuevos accesos por accederse con facilidad por las carreteras y pistas existentes.

7.4 EVALUACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA PRODUCIDA

Los módulos elegidos son JA SOLAR modelo JAM72S30 -550/MR de 550Wp y 49,9 Voc, cuyas características generales se incluyen en los anexos.

Por otra parte, los inversores son del fabricante SUNGROW SG250HX de 225 kVA (40°C); con una limitación por software de 1.100kVA totales.

Se escoge una estructura de seguidor a un eje, orientada hacia el sur (0° de azimuth), con los módulos colocados en configuración 1V.

Como resultado, la producción de esperada de la planta solar anual es:

MES	Energía Generada a la Red (MWh)	PR (%)
ENE	94	79,7
FEB	127	83,5
MAR	193	80,6
ABR	246	80,4
MAY	283	78,6
JUN	315	76,7
JUL	326	76,0
AGO	287	76,0
SEP	217	76,6
OCT	159	78,5
NOV	95	80,2
DIC	81	82,4
ANUAL	2423	78,3

Tabla 5: Datos de producción - PVSyst

Según los datos observados la producción anual vertida a la red en el primer año de explotación esperada es de 2.423 MWh. La producción de esta energía, supondrá el suministro de energía eléctrica a unos 773 hogares.

8 ADECUACIÓN DEL PROYECTO AL PLANEAMIENTO URBANÍSTICO

La instalación se ubica en **suelo rústico común** sin ningún tipo de protección especial como se muestra en la siguiente figura.

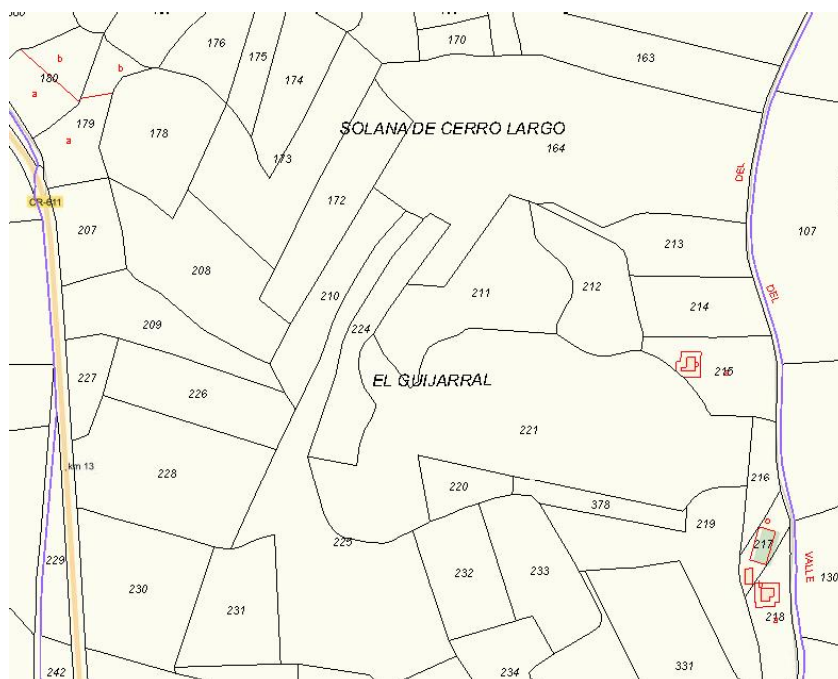


Figura 3: Plano de la disposición del terreno de la PSFV

Se respetarán las distancias al vial de servicio correspondiente al tramo de la carretera CR-611 y el cierre de la parcela respetará dicha alineación (ver plano **PG-002**).

Cabe decir que la naturaleza de este proyecto de instalación de energía con fuente renovable, la utilidad pública le viene reconocida por lo dispuesto en el artículo 54 de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y en el Decreto-Ley 23/2020, de 23 de Junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, donde se favorecen nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable que se construyan, lo que es imprescindible para impulsar el desarrollo de nuevos proyectos renovables con la urgencia, que resulta necesaria para alcanzar los compromisos comunitarios e internacionales asumidos por España en esta materia: *“Se declaran de utilidad pública las instalaciones eléctricas de generación,*

transporte, distribución de energía eléctrica y las infraestructuras eléctricas de las estaciones de recarga de vehículos eléctricos de potencia superior a 250 kW, a los efectos de expropiación forzosa de los bienes y derechos necesarios para su establecimiento y de la imposición y ejercicio de la servidumbre de paso”

8.1 DATOS REFERIDOS A LA ORDENACIÓN DEL PARQUE

Como no hay ninguna limitación expresa en la normativa urbanística referente a instalaciones vinculadas a actividades de interés público como la que se proyecta en suelo rústico se han seguido los siguientes parámetros en el diseño de la instalación:

	<u>NORMATIVA URBANISTICA</u>	<u>PARAMETRO DE PROYECTO</u>	<u>CUMPLIMIENTO NORMATIVA</u>
SUPERFICIE MINIMA DE PARCELA	-	71.131 m ²	SI
SEPARACIÓN A LINDEROS	-	5 m	SI
RETRANQUEO A CALZADA	-	> 50 m	SI
COEFICIENTE DE OCUPACIÓN	-	8,75%	SI
ALTURA MÁXIMA	-	2,2 m	SI

Tabla 6: Tabla de cumplimiento de normativa

La superficie real ocupada por los módulos solares, se corresponde con la cantidad de módulos a instalar que en este caso es de 2.400 módulos, con unas dimensiones de 2279 x 1134 x 35 mm, por lo que la superficie total ocupada por los módulos solares será de 0,62 ha (6.203 m²). A esta superficie hay que sumarle los módulos prefabricados del Centro de Transformación compacto y contenedor para equipos de control (25,2 m²).

La base del seguidor que soportará los módulos fotovoltaicos consistirá en hincas de acero clavadas directamente en el suelo, con una profundidad de 2 m (salvo que futuros estudios geológicos recomienden otra cimentación).

Con objeto de facilitar las labores de construcción, operación y mantenimiento, así como reducir las sombras que causan unos módulos sobre otros, se establece una separación entre ejes de los seguidores (pitch) de 6 m, quedando pasillos mínimos de 4,34 m entre filas en dirección N-S.

Al vial perimetral desde el cual se accederá al Centro de Transformación y módulo de control, se le dotará de las dimensiones y condiciones de trazado necesarias para la circulación de los vehículos de montaje y mantenimiento.

Los caminos perimetrales tienen una anchura mínima de 5 m y un radio mínimo de 7 m, y se añade una capa de 20 cm de zahorra para mejorar la capacidad portante del terreno.

Para facilitar el drenaje se construirán cunetas de 1 m de anchura y 0,5 m de profundidad.

Las zanjas de cables discurrirán por las orillas de los caminos y/o entre los seguidores fotovoltaicas sin la necesidad de un trazado aparte.

9 DESCRIPCIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS EXISTENTES

Las infraestructuras que existen en el área de estudio son las siguientes:

9.1 CARRETERAS Y CAMINOS

El acceso a las instalaciones se realizará desde la carretera CR-611.

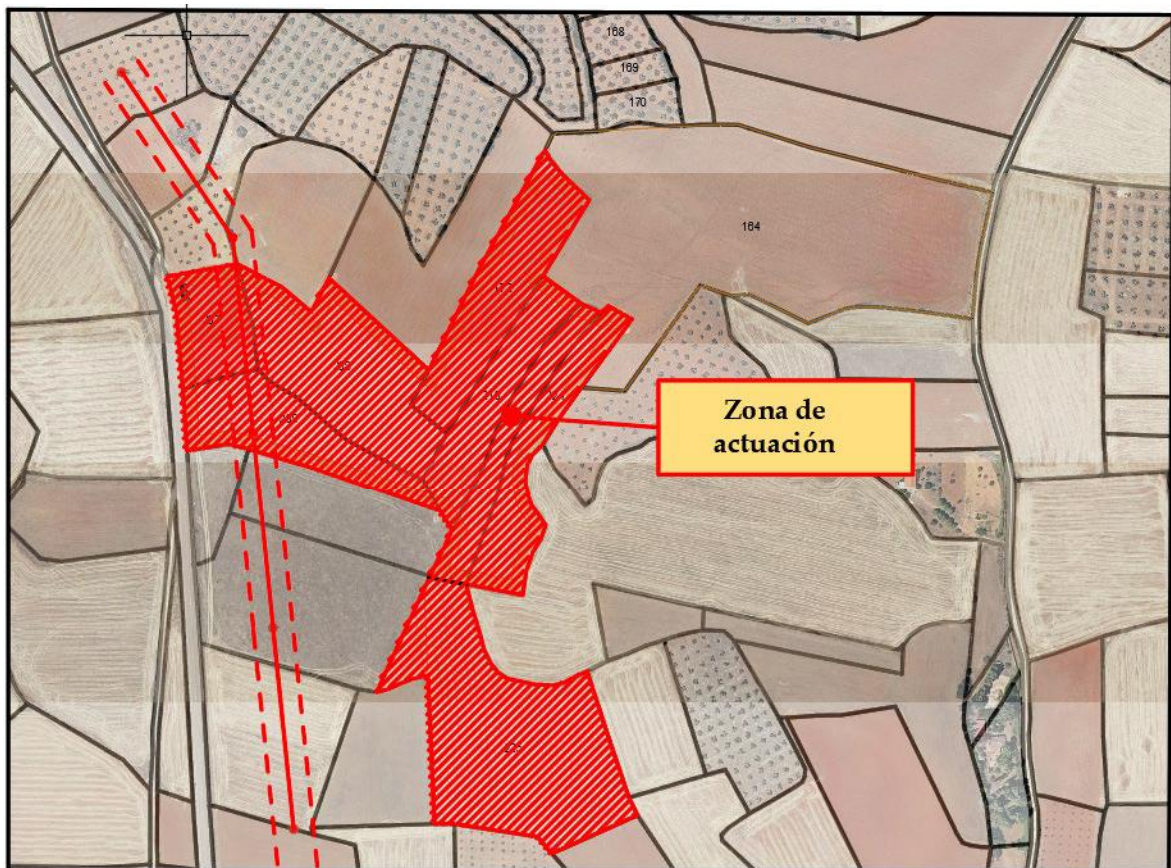


Figura 4: Plano de afecciones y accesos

10 OBRA CIVIL

10.1 GENERALIDADES

Los materiales y elementos que deben integrar la obra o que intervienen directamente en la ejecución de los trabajos a utilizar se registrarán por normativas nacionales y estándares y métodos internacionales recogidos a continuación:

10.1.1 Estructuras de hormigón

- Grados de hormigón: HM-20, HA-25 y HA-30
- Aceros: B500S

10.1.2 Estructuras de acero

- Aceros: S355JR- S275JR Galvanizado en caliente en todas las partes estructurales.

10.1.3 Movimiento de tierra

En función del tipo de terreno se realizarán diferentes labores para conseguir la capacidad portante necesaria. Generalmente estas labores consisten en:

- Se realizará una aportación de una capa de zahorra o material de aporte externo de 20 cm en los viales interiores, perimetrales, en las zonas de ubicación de casetas, centros, etc. y lugares que lo requieran para garantizar, de este modo, la calidad mínima del terreno en toda la superficie.
- En los casos con afloramientos se realizará el descabezado de estos.
- Deberá existir un sistema de drenaje que debe estar diseñado para controlar, conducir y filtrar el agua del terreno. Debe ser calculado y diseñado consultando los datos meteorológicos y geológicos de la zona de la instalación aportando el pertinente estudio de drenaje o hidrogeológico.

Se requerirá para los componentes del sistema de drenaje, las especificaciones técnicas, certificaciones y garantías disponibles considerando un periodo de retorno para la evaluación de precipitaciones de 50 años.

Teniendo en cuenta siempre que se pueda se deberá respetar al máximo la orografía natural del terreno.

10.1.4 Accesos y caminos

El camino principal en la Planta Solar Fotovoltaica unirá con el centro de transformación y tendrá una anchura mínima de 5 m y un perfilado de cuneta triangular para la escorrentía de aguas lluvias, apto para equipos pesados que puedan circular durante construcción y mantenimiento.

El firme será suficientemente resistente y se hará el acondicionamiento adecuado para el tránsito de los vehículos pesados y maquinaria que se deban utilizar durante la ejecución y posterior mantenimiento de la instalación.

La composición de viales y caminos debe estar definida de acuerdo a las características de los vehículos y a las condiciones geológicas del terreno.

Los caminos de la planta contendrán una base de grava y una capa de estabilizado. Se evitará la formación de charcos y balsas en los laterales del camino. En caso de ser necesario se realizarán cunetas para drenaje del agua. Se realizará un camino perimetral con un espesor mínimo de 20 cm.

10.2 CONSTRUCCIONES

10.2.1 Centro de transformación y control

El Centro de Transformación y el centro de control serán módulos prefabricados. Cumplirán todas las especificaciones de la normativa vigente.

En el centro de control prefabricado se albergarán los equipos eléctricos, de instrumentación y control de la instalación. Los módulos serán instalados de forma que no generarán sombras en ningún campo fotovoltaico debido a su ubicación a una distancia adecuada de los módulos de la central.

El módulo de control contará con los espacios y equipos necesarios para albergar dos puestos de trabajo y que contribuyan al correcto funcionamiento de la central, además se dispondrá de los servicios sanitarios adecuados adjuntos a este centro para el personal encargado de la operación y mantenimiento.

Se dotará de sistema de climatización que garantice el correcto funcionamiento de los equipos que acoja.

El módulo de control contará con:

- Al menos oficina con 2 puestos de trabajo
- Canalizaciones eléctricas para alimentar el alumbrado y servicios varios
- Sistemas de ventilación y climatización
- Sistema contra incendios de acuerdo a normativa vigente
- Línea telefónica
- Racks de comunicaciones y seguridad patrimonial
- Un circuito específico para alimentación de equipos informáticos el cual será conectado a un sistema de UPS (*Uninterrupted Power System*)

10.2.2 Almacén de la Planta Solar

Durante el periodo de ejecución se acondicionarán zonas de acopio de material, donde se albergarán los materiales y una vez terminada la central el stock de piezas de repuesto se albergará en un pequeño almacén anexo a las salas eléctricas y de control destinado a albergar el material de stock.

Estará acondicionado para cumplir las exigencias mínimas de higiene y salubridad, así como la reglamentación específica urbanística y de instalaciones. La instalación eléctrica contará con un circuito específico directo desde el Cuadro de distribución General de SS.AA.

Deberá disponer del espacio suficiente para el siguiente material como mínimo:

- Hasta 25 módulos fotovoltaicos.
- Material de repuesto del suministrador de la estructura. Los elementos y las cantidades, serán las propuestas y recomendadas por éste.
- Material de repuesto recomendado por el suministrador del inversor, prestando especial atención en la electrónica y equipos de refrigeración.

11 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE LA PLANTA SOLAR

Los principales elementos que se conforman la central son:

- Generador fotovoltaico: formado por los paneles fotovoltaicos, y los elementos para sujeción y soporte.
- Conexiones: formado por el cableado, cajas de regulación y conexión, interruptores fusibles.
- Adaptador de energía: compuesto por el sistema inversor, contador y cuadro general de baja tensión, transformador MT/BT.
- Transmisión de datos: compuesto por sensores y un sistema de adquisición de datos

El generador fotovoltaico está formado por una serie de módulos del mismo modelo conectados eléctricamente entre sí, que se encargan de transformar la energía del Sol en energía eléctrica, generando una corriente continua proporcional a la Irradiancia solar que incide sobre ellos.

La corriente se conduce al inversor que, utilizando tecnología de potencia, la convierte en corriente alterna a la misma frecuencia y tensión que la red eléctrica y de este modo queda disponible para cualquier usuario. La energía generada, medida por su correspondiente contador, se verterá a la red de transporte tal y como se define en las normativas oportunas.

Las conexiones de los string fotovoltaicos de módulos se realizarán en cajas de agrupación de strings de corriente continua, estas contendrán también parte de los elementos de protección de la parte de continua de la instalación.

La salida de las cajas de agrupación de strings de corriente continua se conectarán con los inversores, y estos a su vez con el transformador BT/MT. Este, a su vez se conecta con las celdas de protección de MT antes de evacuar la energía a la red de distribución a través de un tramo de línea privada. En el lado de Media Tensión del transformador se colocará un contador de energía de salida, para que mida la energía vertida a la red. El contador será bidireccional, con objeto de descontar de la energía generada la que el sistema fotovoltaico consuma de la red convencional.

La instalación fotovoltaica dispondrá de una potencia fotovoltaica de 1,320 MWp (potencia pico de la instalación determinada por el número de módulos a instalar), comprendido por 2.400 paneles fotovoltaicos JAM72S30-550/MR o similar de 550 Wp de potencia pico unitaria.

Los paneles fotovoltaicos se instalarán en estructuras de seguimiento de un eje en configuración 1V y orientados perfectamente al sur (azimut 0°), la separación entre ejes de alineaciones prevista es de 6 m. El parque tendrá un total de 120 strings repartidos entre los 5 inversores SUNGROW SG250HX o similar que se proyecta instalar. Para el sistema de supervisión, control y para la regulación de la potencia se instalará un DATA MANAGER del propio fabricante o compatible.

Los módulos fotovoltaicos se agruparán en series de 20 paneles formando así un string. Estos grupos de paneles se conectarán mediante conductores de cobre a cajas de string, al pie de los inversores del parque que estarán distribuidos. En este caso se realizarán cajas de agrupación de strings a la entrada de cada inversor con bornes portafusibles extraíbles aptas para poder aislar cualquiera de los strings sin afectar al resto.

Los inversores transforman la corriente continua generada por los módulos en corriente alterna, estarán distribuidos de forma uniforme por el PSFV y vendrán con los equipamientos necesarios para su correcto funcionamiento a la intemperie y evitar la degradación, como puede ser protecciones generales, filtros, limitador de sobretensiones, ventilación, pintura especial, etc.

Desde las cajas de agrupación de strings, se tenderán líneas de cobre o aluminio hasta los inversores. Desde los inversores, se llegará al transformador con los conductores de cobre o aluminio de sección adecuada, si bien cumplirá en todo momento con los requisitos eléctricos y normativa de aplicación.

El transformador será de líquido sintético no inflamable. Mediante el transformador se aumenta la tensión del sistema desde el voltaje de salida de inversores 800 V hasta 15 kV de la red de media tensión para su posterior transporte. Se instalará un pequeño tramo de línea subterránea de media tensión hasta entronque con línea aérea existente próxima, ver **plano PG-004**.

La tensión máxima de trabajo en la parte de corriente continua de la planta será de 1.000 V. Se prevé que exista un sistema de monitorización para registro de datos de funcionamiento de la instalación con el objetivo de facilitar la explotación de la central.

11.1 CUMPLIMIENTO DE CÓDIGOS DE RED

La Comisión de la Unión Europea aprobó el Reglamento 2016/631 de requisitos de conexión de generadores a la red, el cual fue publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el pasado 27 de abril de 2016, y fue objeto de una posterior corrección de errores publicada en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el pasado 16 de diciembre de 2016. Este Reglamento es de aplicación en la actualidad tras un período transitorio de tres años.

Hasta la entrada en vigor del Reglamento 2016/631, el marco normativo aplicable en España estaba definido en los Procedimientos de Operación (P.O.) del Gestor de la Red de Transporte, Red Eléctrica de España (REE), concretamente en su P.O. 12.2 que, junto con Reales Decretos (RD), especialmente el RD 413/2014, y otros P.O. complementarios, recogían, en sus diferentes apartados, la normativa, criterios y limitaciones que debían cumplir, las instalaciones de generación de electricidad en lo relativo a su conexión a la red.

Si bien el Reglamento 2016/631 es de directa aplicación a los estados miembros de la UE, requiere de cierto desarrollo nacional para definir el detalle de algunos de los requisitos técnicos. Dichos desarrollos se regulan en el Real Decreto 647/2020, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.

Así mismo la Orden TED/749/2020 aprueba los requisitos técnicos para la conexión a la red de transporte o de distribución de electricidad que deberán cumplir las instalaciones de generación y las de demanda eléctrica.

Adicionalmente se ha desarrollado un grupo de trabajo liderado por Red Eléctrica de España para definir la Norma Técnica de Supervisión (NTS). Esta norma será un documento que desarrollará aquellos aspectos del Título IV “Conformidad” del Reglamento 2016/631, que

son necesarios para verificar que los módulos de generación de electricidad (MGE) a los que es de aplicación dicho Reglamento, cumplen con los requisitos técnicos.

El cumplimiento de dichos requisitos técnicos quedará reflejado tanto en un certificado final de MGE, que emitirá un certificador autorizado, como en los escritos de conformidad que emitirá el Gestor de la Red Pertinente (GRP) para los requisitos evaluados por el mismo.

Dentro de la norma, se han considerado de aplicación los criterios de la NTS por ser los más restrictivos para la planta.

De acuerdo a todas las normas y órdenes comentadas, se establecerán una serie de valores o rangos de funcionamiento para las centrales, como pueden ser el control de voltaje, control de potencia reactiva, control de frecuencia u otros. Algunos de estos parámetros contemplados en la norma son:

- **Requerimientos de Carga/Velocidad y/o Frecuencia/Potencia:**

Se requerirá que toda planta de generación sea capaz de operar de manera estable conectado a la red y entregando potencia activa bajo la acción de su Controlador de Carga/Velocidad o Frecuencia/Potencia para variaciones de frecuencia dentro de los límites de operación en sobrefrecuencia y subfrecuencia, al menos durante los tiempos que se establezcan.

- **Requerimientos de estabilidad de tensión:**

El diseño de la planta de generación tendrá que adaptarse a los requerimientos de estabilidad que establece.

- **Requerimientos de inyección de potencia:**

Se asegurará que la planta puede operar de forma permanente entregando o absorbiendo potencia reactiva en el Punto de Conexión a la red (PCR), siempre y cuando esté disponible su recurso primario, para tensiones en el rango de Estado Normal, en los casos particulares que se indique.

Este último requisito es el que condiciona en gran medida el diseño de máquinas a instalar en el proyecto. Según se prevé, de acuerdo con la NTS, al RD 647/2020, la Orden TED/749/2020 y lo establecido en el Reglamento 2016/631, la planta debe ser capaz de

entregar una potencia reactiva de al menos un 30% de su potencia activa máxima, según Tipo de conexión (Tipo A o B), ya sea en forma capacitiva o inductiva.

La citada potencia activa máxima se define por parte de Red Eléctrica de España como: “De acuerdo al Reglamento 2016/631, la capacidad máxima o P_{MAX} es la potencia activa máxima que puede producir un MGE, menos la demanda asociada exclusivamente a la facilitación del funcionamiento de dicho MGE y no suministrada a la red con arreglo a lo especificado en el acuerdo de conexión o según lo acordado entre el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad. Esta capacidad máxima así definida coincidirá con la capacidad de acceso otorgada en el permiso de acceso.”

Según significatividad de los MGE la Norma Técnica (NTS) establece los siguientes tipos en función de su capacidad máxima y la tensión en su PCR:

<u>TIPO MGE</u>	<u>TENSIÓN EN PCR</u>	<u>CAPACIDAD MÁXIMA</u>	<u>CUMPLIMIENTO NORMATIVA</u>
TIPO A	< 110 kV	$0,8 \leq P_n \leq 100 \text{ kW}$	SI
TIPO B	< 110 kV	$100\text{kW} < P_n \leq 5 \text{ MW}$	SI
TIPO C	< 110 kV	$5 \text{ MW} < P_n \leq 50 \text{ MW}$	SI
TIPO D	$\geq 110 \text{ kV}$	$P_n > 50 \text{ MW}$	SI

Tabla 7: Tabla de tipo de MGE según NTS

En el caso del proyecto PSFV, la potencia nominal en inversores será de 1,1 MW y la tensión en el Punto de Conexión 15 kV por lo que se encuadra dentro del **TIPO B**, no constituyendo esta instalación un incremento significativo de los flujos de energía de la red de distribución a la red de transporte, pues la potencia nominal será inferior al 5% de la potencia de cortocircuito del nodo de conexión de la red de distribución a la red de transporte, cuya potencia de cortocircuito en 220kV normalmente será de más de 10 kA tanto en el caso trifásico como monofásico, resultando que 1,1 MW solamente aportaría 0,0027 kA (un 0,03%). De todas formas, este dato deberá ser corroborado con la compañía distribuidora.

El cálculo de detalle respecto a los parámetros de potencia activa y reactiva de los equipos proyectados se recogerá en el capítulo de cálculos eléctricos del correspondiente proyecto de ejecución.

De igual forma y en cumplimiento del Real Decreto 647/2020, la planta de generación se ha diseñado con los equipos y elementos de seguridad de forma que no afecte a la calidad del servicio de la red de distribución a la que se solicita punto de conexión y, deberá cumplir con lo dispuesto a la conformidad con los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de acuerdo al Reglamento (UE) 2016/631 en caso que resulte éste de aplicación o al procedimiento de verificación establecido al efecto en el procedimiento de operación 12.3 en caso que no resulte de aplicación al Reglamento (UE) 2016/631.

El procedimiento de evaluación de conformidad por certificado de equipo, para una planta fotovoltaica TIPO B sin disponer de CAMGE (Componentes adicionales del MGE como variadores, *Power Plant Controller* [PPC], etc.) el tratamiento es igual que un Tipo A de acuerdo al esquema de abajo; y según el apartado 4.2.2 de la NTS **no será necesario realizar simulaciones complementarias para evaluación de la conformidad de los equipos e instalaciones.**

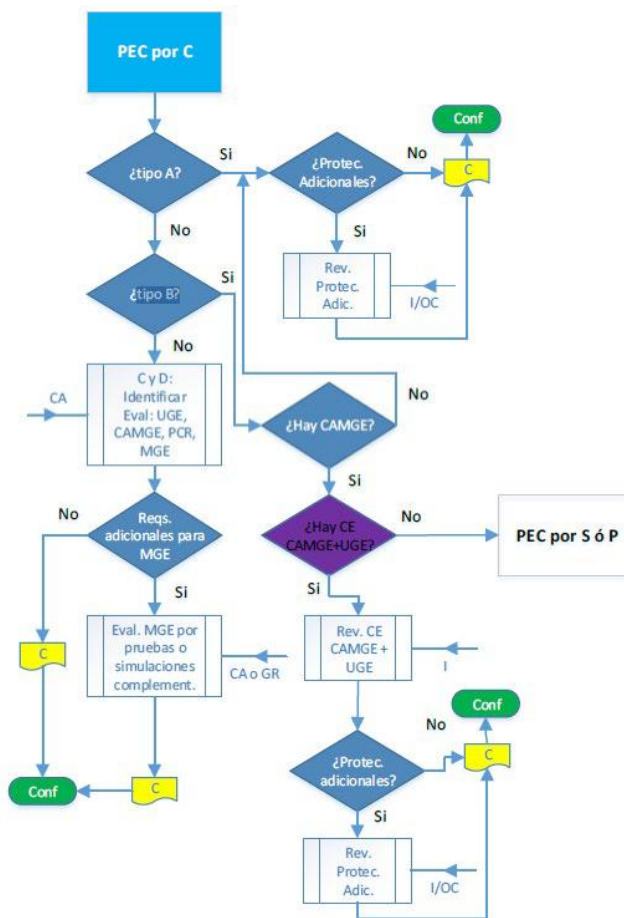


Figura 5: Procedimiento de evaluación de la conformidad por certificado de equipo (PEC por C) según apartado 4.2 de NTS

11.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE PSFV

La planta constará de una potencia pico total de 1,32 MWp que corresponde a 2.400 módulos fotovoltaicos instalados sobre estructura con seguidor a un eje y con orientación sur. La energía media generada neta de la Planta será de 2.423 MWh por año.

Las características de la PSFV son las siguientes:

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA		
POTENCIA PICO. (MWp)	1,32	
POTENCIA NOMINAL. (MWac)	1,1	
	Limitados por sistema de control de potencia de inversores	
Nombre de la Central	Planta Fotovoltaica El Guijarral	
Ubicación	Población: Castellar de Santiago Coordenadas UTM-ETRS89 (zona 30 N) tomadas en el punto de acceso de entrada al parque X: 475.632 Y: 4.267.256	
Tipo de tecnología	Célula silicio monocristalino, partida	
Módulos	550 Wp	2.400 módulos
Inversor	225 kVA @ 40°C	5 Ud.
Estructura	Seguidor solar a un eje	
Seguidores	Bihileras x 40 paneles (total 80)	120 Ud.
Centros de transformación	1600 kVA	1 Ud.
Circuitos de MT	1	1 circuito
Producción año (MWh)	2.423	

Tabla 8: Características de PSFV

Para la presente configuración se ha calculado un total de 5 inversores modelo SUNGROW SG250HX de 225 kVA (40°C). Como se describe en el apartado 12.1.3 de esta memoria, se estima que la potencia aparente de inversor necesaria o número de inversores, para dar cumplimiento a los requerimientos de tensión y reactiva que establecen los Códigos de Red, queda cubierta con la capacidad de inversión.

De cualquier forma, la planta fotovoltaica estará limitada a nivel de inversores de forma que en el Punto de Conexión no se supere la Potencia Nominal Activa justificada en el proyecto.

Seguidamente se presenta la configuración de la central con 5 inversores en total.

- 1 Centro de Transformación de 1.600 KVA
- 5 Inversores de 225 kVA @ 40°C limitados para entregar la potencia nominal de la planta.
- 2.400 módulos de 550 Wp.
- 120 Strings de 20 módulos en serie.
- Cajas de strings con 24 circuitos en paralelo cada uno.

11.3 RENDIMIENTO

Para calcular el rendimiento energético de la instalación o "performance ratio", PR, se tiene en cuenta lo siguiente:

1. La dependencia de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos con la temperatura.

La temperatura es uno de los factores más influyentes en el funcionamiento de una instalación fotovoltaica. La potencia pico de los módulos se mide en laboratorio con una radiación solar de 1000 W/m², una temperatura en la célula solar de 25°C y un espectro solar tipo AM 1,5 que es el normal en Europa.

Sin embargo, estas condiciones de laboratorio son difícilmente reproducibles en el funcionamiento cotidiano del módulo solar. En especial en lo que se refiere a la temperatura de la célula solar, que normalmente está 20°C por encima de la temperatura ambiente. Este sobrecalentamiento del módulo solar hace que su rendimiento y, por lo tanto, la potencia útil que es capaz de generar, disminuya.

La temperatura media de la célula durante las horas de sol se calcula de la siguiente manera:

$$T_{célula} = T_{amb} + (T_{onc} - 20) * I/800$$

T_{amb}: es la temperatura del ambiente en las horas de sol.

T_{onc}: es la temperatura de operación nominal del módulo que corresponde a una irradiación solar de 800W/m², con viento de velocidad de 1 m/s y 20°C de temperatura ambiente.

I: es la irradiancia solar media del mes considerado.

$$\% \text{ Pérdidas por temperatura} = T_{\text{célula}} * \text{Coef}_{\text{pérdidas}}.$$

Las zonas que tengan viento permitirán a los módulos evacuar mejor el calor, con el que el rendimiento se verá mejorado. Como se indica en el software de simulación PVSyst, las pérdidas debidas a temperatura son del 7,84%.

2. Las pérdidas en el cableado debido a caídas de tensión.

Las pérdidas en el cableado proceden de la parte de corriente continua y la parte de corriente alterna.

Los conductores de la parte de CC deberán tener una caída de tensión inferior del 1,5%, del mismo modo que los cables de CA deberán tener una caída de tensión inferior al 2%, cumpliendo con el Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones conectadas a red (PCTC).

Con el objetivo de minimizar estas pérdidas el nivel de tensión en BT hasta el Centro de Transformación será de 800 V.

En el Anexo de Cálculos se muestran los cálculos de caída de tensión (CDT) para la parte de Corriente Continua en Baja Tensión para todos los strings conectados a cada Inversor siguiendo una estructura de distribución similar para toda la planta.

También se incluyen los cálculos de caída de tensión para los tramos de corriente alterna en baja tensión desde cada uno de los inversores hasta los centros de transformación a los que están conectados.

En total se puede ver que las pérdidas tanto en la parte de alterna como continua son generalmente inferiores al 1%, salvo algunos de los Strings que alcanza un 1,5 %.

3. Pérdidas por suciedad.

Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0% tras un día de lluvia y llegar al 4% cuando los módulos se "ven muy sucios". Sin embargo, esto no sólo depende de la cantidad de lluvia, sino también de la inclinación de los paneles, la proximidad a zonas industriales, carreteras, etc. Por ello se recomienda limpiar los módulos si hay bastantes días seguidos sin llover. Para este proyecto, se consideran unas pérdidas en torno al 2%.

4. Eficiencia energética del inversor.

El inversor, que es el componente que mediante transformaciones electrónicas convierte la energía en corriente continua procedente de los módulos en corriente alterna, tiene unos rendimientos específicos.

La eficiencia tiene en cuenta los diferentes rendimientos del inversor a distinta carga del sistema. Además, el inversor hace el seguimiento del punto de máxima potencia por sucesivas aproximaciones, por lo que en esas sucesivas aproximaciones se produce una ligera pérdida de eficiencia. Por otra parte, los inversores tienen una eficiencia máxima del 99%.

5. Pérdidas por sombras.

Las estructuras solares deben tener la separación entre ellas suficiente para evitar pérdidas por sombreados, sin embargo, siguen existiendo pérdidas en la componente difusa de la radiación que llega a los módulos fotovoltaicos debido al efecto de unos seguidores con otros.

Estas pérdidas se minimizan al escoger una distancia de separación suficiente entre ejes de estructuras, para esta instalación se escogió una separación de 6 m entre ejes, lo que permite tener una ocupación de terreno mínima y unas pérdidas por sombreado muy bajas.

6. Las pérdidas por acoplamiento

Estas pérdidas de dispersión de los parámetros de los paneles fotovoltaicos son debidas a que no todos los paneles tienen la misma potencia pico, sino que hay una tolerancia de la misma y, por lo tanto, un coeficiente de pérdidas. Será la menor intensidad de todos los paneles conectados en serie la que limite la corriente de la cadena de módulos.

7. Las pérdidas del transformador

Se consideran unas pérdidas totales (en vacío y en carga) del transformador BT/MT según IEC limitadas a 1,1% para los transformadores de los centros de transformación.

12 EQUIPOS Y CARACTERISTICAS TECNICAS

12.1 EQUIPOS PRINCIPALES

Los elementos que constituyen principalmente la instalación fotovoltaica son los módulos fotovoltaicos y los inversores.

El generador fotovoltaico está compuesto por módulos JAM72S30-550/MR o similar, que utilizan la tecnología de medias celdas PERC con 9 busbar lo que proporciona a los módulos una alta eficiencia, potencia y calidad.

La potencia del inversor debe ajustarse a la potencia del módulo. No obstante, los datos de potencia de los módulos (Wp) se refieren a las Condiciones Estándar de Medida (STC: 1000 W/m², 25°C, AM=1,5), que son condiciones ideales de laboratorio y rara vez se dan en la práctica.

Características eléctricas del inversor SUNGROW SG250HX	
Potencia de salida nominal (AC)	225 kVA, @40°C
Tensión, a frecuencia nominal	3/PE, 800 V
Máximo rendimiento del inversor	99,0 %
Min. Tensión MPPT	600 Vdc
Tensión entrada nominal DC	1.160 Vdc
Máxima tensión del sistema en DC	1.500 Vdc
Máxima intensidad en DC	30 A * 12
Número de entradas MPPT	12 * 2

Tabla 9: Características eléctricas del inversor

Los inversores tienen una potencia nominal de 225 kVA @40°C, esta capacidad de ajuste nos permite alcanzar la potencia máxima permitida en el punto de conexión.

Las tensiones resultantes de cada serie de módulos tienen que cumplir los valores máximos y mínimos de tensión de los inversores, dichos valores de tensión deberán calcularse en las

condiciones más desfavorables de temperatura de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos.

La tensión máxima en los módulos fotovoltaicos es la tensión en circuito abierto que se producirá cuando las células alcancen la mínima temperatura, para el cálculo de dicha temperatura se ha considerado los efectos de la temperatura ambiente mínima y de distintos valores de irradiancia en el emplazamiento. Se ha considerado que la temperatura ambiente mínima será -15 °C. En la siguiente tabla se muestra que los valores de tensión de circuito abierto en el módulo fotovoltaico para diferentes niveles de irradiancia y la suma total de tensión en las series de 20 módulos, no supera los 1500 V de tensión máxima admitida por la placa seleccionada.

Irradiancia [W/m ²]	Temp. Célula [°C] Tamb = -15°C	Voc [V] Corrección por temperatura e irradiancia	Voc [V] Series de 20 módulos
100	-11,96	46,34	926,8
200	-8,91	48,53	970,6
300	-5,87	49,64	992,8
400	-2,82	50,31	1006,2
500	0,22	50,74	1014,8
600	3,26	51,03	1020,6
700	6,31	51,22	1024,4
800	9,35	51,33	1026,6
900	12,39	51,39	1027,8
1000	15,44	51,41	1028,2
1100	18,48	51,39	1027,8
1200	21,53	51,34	1026,8

Tabla 10: Cálculo Voc máximo

Del mismo modo la tensión mínima de las series de módulos debe ser superior a la tensión mínima requerida por el inversor para funcionar correctamente. La tensión mínima en los módulos fotovoltaicos es la tensión MPPT que se producirá cuando las células alcancen la máxima temperatura, para el cálculo de dicha tensión se ha considerado que la temperatura máxima de la célula será 60°C, con lo que la tensión V_{mppt} de los módulos fotovoltaicos será 38,00 V (60°C y 1000W/m²) y por consiguiente la tensión de cada serie de 20 módulos será:

$$V_{mpp}(60^{\circ}C) = 20 * 38,00 = 760 V > V_{min} (600 V)$$

Asimismo, las sumas de las intensidades resultantes de cada rama de módulos tienen que cumplir los valores técnicos del inversor. Para cada inversor, se tiene hasta 12x2 strings, la corriente total de dichos strings debe ser menor que la corriente máxima de entrada admitida por el inversor:

$$I_{mpp} = 2 * 13.11 = 26.22 A < I_{maxMPP} (30A)$$

$$I_{mppt} = 2 * 13.11 * 12 = 314,64 A < I_{maxMPP} (12 * 30 = 360 A)$$

$$I_{cc} = 2 * 14 = 28 A < I_{maxCC} (50A)$$

$$I_{cct} = 2 * 12 * 14 = 336 A < I_{maxCct} (12 * 50 = 600 A)$$

12.1.1 Módulos Fotovoltaicos

Los módulos solares seleccionados para este proyecto tendrán una potencia pico 550 Wp. La elección de esta potencia va ligada a las demandas y ofertas del mercado respecto a las potencias y capacidades de fabricación de los proveedores, por lo que dicha potencia podrá verse modificada durante la fase de construcción en función de la disposición del mercado.

Estos paneles, se caracterizan por su elaboración y componentes de calidad. Contarán con células monocristalinas bifaciales de silicio que permiten un excelente rendimiento, incluso con poca irradiación solar. Las células solares estarán encapsuladas en EVA (Acetato de Etileno- Vinilo) 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.

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. Además, se tendrá en cuenta la capacidad de suministro de acuerdo a las exigencias del cliente.

Uno de los parámetros fundamentales de estos equipos es su tolerancia, valor por el cual se define la calidad de este. Por ello, los paneles a instalar tendrán una tolerancia positiva.

Los módulos solares están certificados según las exigencias internacionales vigentes IEC 61215, IEC 61730, entre otras. Los paneles fotovoltaicos garantizarán tanto su producto como la producción, dependiendo la duración y parámetros de cada uno de ellos del proveedor seleccionado.

Cada panel llevará una caja de conexión en la parte posterior con cable solar de 4mm² y conectores tipo multicontactos compatible con los conectores MC4 para realizar las asociaciones entre módulos fotovoltaicos. Los paneles se conectarán en grupos de 20 paneles en serie. Cada grupo de paneles en serie se conectará bien directamente a una entrada MPP de inversor o a una entrada de la caja de agrupación de corriente continua mediante cable Cu tipo solar de 2 x (1 x 6) 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 central 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 Flash Report, 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 JASolar modelo AM72S30-550/MR de 550 Wp y sus características se presentan a continuación, éstas podrán variar según la disponibilidad del mercado:

Características eléctricas del módulo fotovoltaico	
Potencia	550 Wp
Eficiencia	21,3 %
Tensión de circuito abierto (Voc)	49,9 V
Tensión a máxima potencia (Vmpp)	41,96 V
Corriente a máxima potencia (Impp)	13,11 A
Corriente máxima de cortocircuito (Isc)	14,00 A
Longitud	2279 mm
Anchura	1134 mm
Coef. Temp. Tensión de circuito abierto $T_k (V_{oc}) \text{ } ^\circ\text{C}$	-0,275 %/ $^\circ\text{C}$
Coef. Temp. Corriente de cortocircuito $T_k (I_{sc}) \text{ } ^\circ\text{C}$	+0,045 %/ $^\circ\text{C}$
Coef. Temperatura de potencia $T_k (P_n) \text{ } ^\circ\text{C}$	-0,350 %/ $^\circ\text{C}$

Tabla 11: Características eléctricas del módulo fotovoltaico

12.1.2 Estructura Fotovoltaica: Seguidor a un eje

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 (tracker) que contarán con un sistema de seguimiento solar Este-Oeste mediante un eje Norte-Sur horizontal para seguir el movimiento diario del sol.

Esta estructura será capaz, de forma motorizada y automática, de reorientar el plano de módulos fotovoltaicos para seguir el movimiento diario del sol, desde las primeras horas de la mañana hasta la última hora de la tarde.

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 central 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 terreno de rechazo al hincado, se emplearan alternativas como el pretaladrado. La estructura soporte será diseñados de acuerdo a los coeficientes de seguridad y de combinación de hipótesis indicada en las normativas local (CTE vigente) e internacional (Eurocódigos, etc.) y deberán cumplir las especificaciones técnicas que a continuación se exponen:

Condiciones generales:

- Los módulos se instalarán en estructuras que soportarán 1 fila de paneles en posición vertical, que serán en 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 distancia entre estructuras (pitch) será de 6 m de eje a eje de estructura.
- 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 central fotovoltaica.
- 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.
- 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 la normativa vigente, la estructura soporte 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.

- 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.
- 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.
- Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los propios módulos.
- El tracker incluirá sistema de motorización con auto alimentación y equipos de acumulación de energía necesarios para la maniobra del tracker a posición de seguridad.
- El tracker deberá tener incorporado algoritmos astronómicos y contar con sistema de back tracking, TCU, NCU, nivómetro y PC industrial central para el control de los trackers.
- Al ser seguidores solares estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas.

Condiciones técnicas:

- Tipo acero S275JR / S355JR galvanizado en caliente en todas las partes estructurales.
- Recubrimiento según UNE EN 14713
- Seguidor considerado 1V bihilera
- Pendientes máximas del terreno absorbibles por la estructura: 6%-S; 5%E-W

En general el terreno en que se ubicará el proyecto fotovoltaico no tiene una pendiente elevada, aun así, para que los seguidores queden con una posición horizontal en el eje, se

jugará con la altura de hincado de cada poste. Lo anterior permitirá que los seguidores se puedan ajustar mejor al terreno absorbiendo así la diferencia entre las distintas pendientes.

En aquellas zonas puntuales en que se supere la pendiente máxima aceptada por el seguidor no es necesario realizar una nivelación de toda la superficie que ocupa el mismo, sino tan solo excavar en las zonas donde se supera la pendiente máxima aprovechando como relleno en otras zonas, con esto se equilibra el movimiento de tierras minimizando el traslado a vertedero.

La distribución de los seguidores se proyecta de forma que la distancia entre las filas de seguidores nos permita maximizar la radiación solar, evitando sombras y permitiendo la realización de viales de paso.

12.1.3 Inversor

Se instalarán 5 inversores SUNGROW SG250HX de 225 kVA (40°C) o similar, pudiendo variar la marca, modelo y potencia de los inversores en función de la disponibilidad del mercado, los inversores se instalarán distribuidos en la planta fotovoltaica.

El inversor funciona como una fuente de corriente, es auto conmutado, realiza seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador y no funciona en modo aislado.

Además, cumple con las directivas de Seguridad eléctrica y Compatibilidad Electromagnética certificadas por el fabricante incorporando protecciones frente a cortocircuitos en alterna, tensión de red fuera de rango, frecuencia de red fuera de rango, sobretensiones, perturbaciones presentes en la red.

Estos equipos serán utilizados y programados para que cumplan en todo momento con el vigente “Código de Red” de España y deberán estar homologados por la compañía distribuidora propietaria de la línea donde se solicita el punto de conexión.

Los inversores, estarán preparados para trabajar en ambientes como el del emplazamiento seleccionado.

Las características técnicas más relevantes del inversor se exponen en la tabla siguiente, las cuales podrán variar en función de los equipos disponibilidad del mercado:

Type designation	SG250HX
Entrada (DC)	
Tensión máxima de entrada FV	1500 V
Tensión mínima de entrada FV / Tensión de arranque	600 V / 600 V
Tensión de entrada nominal FV	1160 V
Rango de tensión MPP	600 V – 1500 V
Número de entradas MPP independientes	12
Número máximo de conectores de entrada por MPPT	2
Corriente máxima de entrada FV	30 A * 12
Corriente máxima de cortocircuito de DC	50 A * 12
Salida(AC)	
Potencia de salida de AC	250 KVA @ 30°C/ 225 KVA @ 40°C/ 200 KVA @ 50°C
Corriente máxima de salida de AC	180, 5 A
Tensión nominal de AC	3 / PE, 800 V
Rango de tensión de AC	680 – 880V
Frecuencia nominal de la red / Rango frecuencia de red	De 50 Hz / 45 a 55 Hz, de 60 Hz / 55 a 65 Hz
THD	< 3 % (a potencia nominal)
FP a potencia nominal / FP ajustable	> 0,99 / 0,8 capacitivo – 0,8 inductivo
Fases de inyección / Fases de conexión	3 / 3
Eficiencia	
Eficiencia máxima	99.0 %
Eficiencia europea	98.8 %
Protección y función	
Protección de conexión inversa	Sí
Protección de cortocircuito de AC	Sí
Protección contra corriente de fuga	Sí
Monitorización de red	Sí
Monitorización de fallo a tierra	Sí
Interruptor de DC	Sí
Interruptor de AC	No
Monitorización de corrientes de string FV	Sí
Función Q en la noche	Sí
Función de recuperación PID y Anti PID	Sí
Protección contra sobretensión	Tipo II DC & AC
Datos Generales	
Dimensiones (Largo x Ancho x Alto)	1051 * 660 * 363 mm
Peso	99 kg
Método de aislamiento	Sin transformador
Grado de protección de entrada	IP66
Consumo nocturno	< 2 W
Rango de temperatura ambiente de funcionamiento	-30 to 60 °C
Rango de humedad relativa aceptable	0 – 100 %
Método de refrigeración	Ventilación forzada inteligente
Altitud máxima de funcionamiento	5000 m (reducción de potencia a partir de 4000 m)
Pantalla	LED, Bluetooth+APP
Comunicación	RS485 / PLC
Tipo de conexión de DC	MC4-Evo2 (máx. 6 mm ² , opcional 10 mm ²)
Tipo de conexión de AC	Terminal OT / DT (máx. 300 mm ²)
Certificación	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, EN 50549, UNE206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Soporte a la red	Función Q en la noche, LVRT, HVRT, control de potencia activa y reactiva y control de rampa de potencia

Tabla 12: Características eléctricas del Inversor

La operación de los inversores se realiza de manera automática. El inversor vigila continuamente tanto la tensión y corriente del generador fotovoltaico como el estado de la red de corriente alterna. Cuando los módulos fotovoltaicos generan suficiente potencia el inversor se sincroniza con la red y comienza a inyectar potencia.

Los inversores fotovoltaicos tienen una potencia de entrada variable que les permite extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico es capaz de generar.

Este mecanismo de extracción de la máxima potencia del campo fotovoltaico está implementado en el llamado sistema de búsqueda del punto de máxima potencia (MPPT). La calidad del algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia es determinante a la hora de evaluar la calidad de un inversor fotovoltaico. Cuando la radiación solar que incide sobre los paneles no es suficiente para suministrar corriente a la red, el inversor deja de funcionar.

Además del caso en que los paneles no produzcan energía suficiente el inversor se desconectará 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.
- **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.
- **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, 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.

12.1.4 Monitorización y control

La planta fotovoltaica dispondrá de un sistema de monitorización de la instalación. El Data Manager se encargará de la supervisión, control y la regulación de la potencia apta para la red. Las características y posibilidades que ofrece el equipo son:

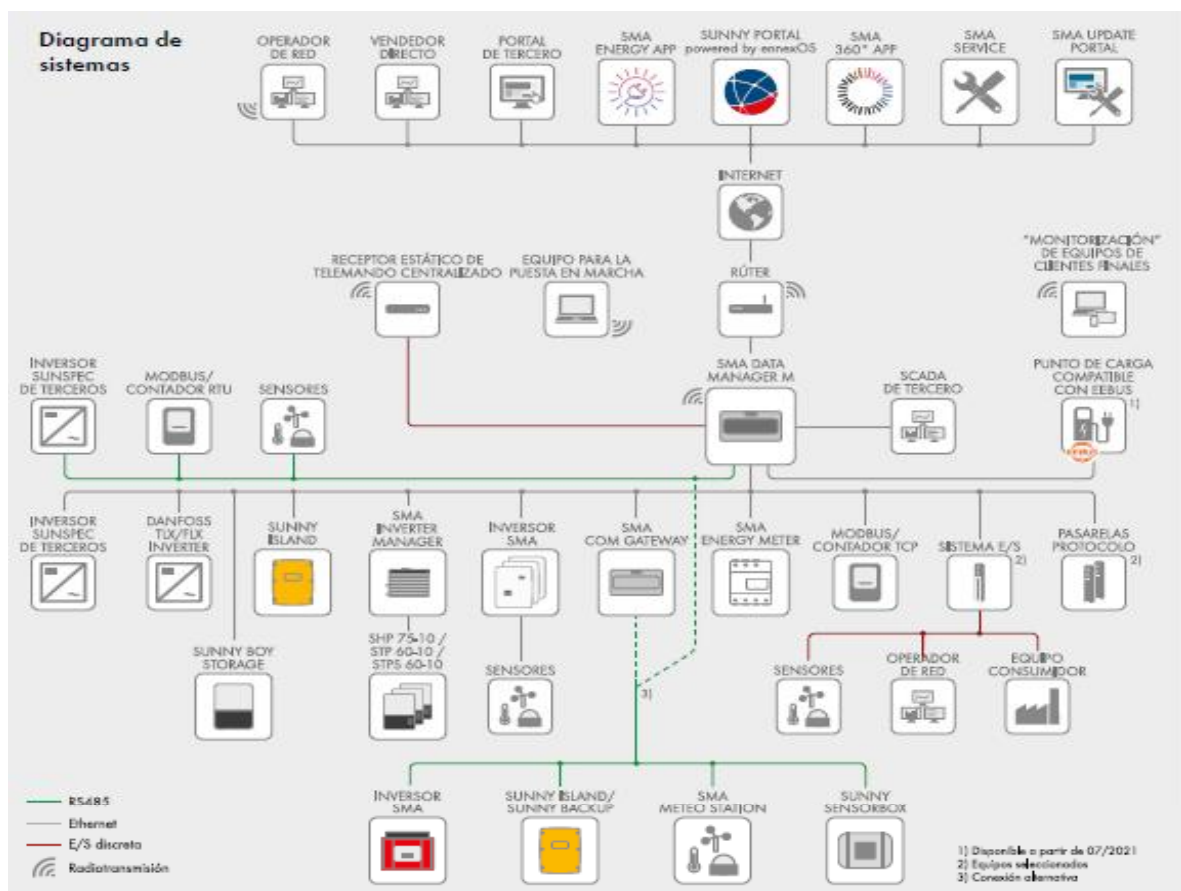
- Gestión centralizada para plantas fotovoltaicas de gran tamaño descentralizadas gracias a datos obtenidos por satélite; posibilidad de solución clúster con varios Data Manager (aplicación maestro-esclavo).
- Los interfaces RS-485 y Ethernet, así como sistemas de entrada y salida analógicos y digitales, ofrecen muy diversas posibilidades de conexión.
- Parametrización a distancia ahorra tiempo y dinero.
- Posibilidades flexibles de integración para sistemas de almacenamiento.
- Monitorización automática de los componentes fotovoltaicos.

Datos técnicos Data Manager	
Suministro de tensión	Conexión de 2 polos, MINI COMBICON
RS485	Conexión de 6 polos, MINI COMBICON
Red (LAN)	2 x RJ45, conmutados, 10BASE-T/100BASE-T
USB (para actualizaciones de producto)	1xUSB 2.0, tipo A
Punto de acceso WLAN	Para puesta en marcha y el acceso a interfaz de usuario
Tensión de entrada	De 10 V a 30 V DC
Consumo de potencia	Tipo 4 W
Entorno	Clase 3K7 limitada según IEC60721-3-3
Temperatura ambiente	De -20°C a 60°C
Rango humedad relativa del aire	Del 5 % al 95 %
Altitud de funcionamiento	De 0 m a 1500 m

Datos técnicos Data Manager	
Tipo de protección según IEC-60259	IP20 (NEMA 1)
Lugar de instalación	Interior
Tipo de montaje	Carril DIN
Indicación de estado	LED para estado del sistema y de la comunicación
Fuente de alimentación	F.A. externa para carril DIN, entrada 100 – 240V CA / 45 a 65 Hz, salida: 24 V DC
Sistema de E/S	8DI + 8DO + 4AI +4 AO + 2 PT-100

Tabla 13: Datos técnicos del Data Manager

En el siguiente esquema se puede ver ejemplo de la topología de interconectividad de los distintos sistemas y equipos a Data Manager para la gestión remota del parque:


Figura 6: Sistema de monitorización y control. Cortesía de SMA Data Manager M

12.1.5 Centro de transformación

Se instalará un Centro de Transformación de media tensión en el interior de un recinto construido in-situ, que tendrán la misión de elevar la tensión de salida de los inversores para minimizar las pérdidas, antes de enviar la energía generada por la instalación fotovoltaica a la red de distribución.

En el recinto que se construirá se encontrarán:

- Cajas de nivel II
- Cuadro de protecciones de corriente alterna con equipo de medida
- Cuadro de servicios auxiliares
- Armario para el sistema de control
- Convertidores de Cable comunicaciones a fibra óptica.
- Transformador de Potencia de líquido sintético no inflamable
- Celdas de media tensión (tipo SF6)
- Equipos de ventilación que permite el correcto funcionamiento de la aparamenta.
- UPS de 10 kVA.
- Transformador de SSAA de 25 kVA.
- Red de tierras de protección y servicio. Como medida de protección complementaria de las personas frente a choques eléctricos, existe una toma de tierra para conectar las masas metálicas de todos los equipos. De esta forma, se evita que aparezcan tensiones peligrosas entre éstas y tierra, que puedan ser dañinas para las personas.
- Protección frente a sobretensiones: para la protección de los equipos electrónicos contra las sobretensiones inducidas ocasionadas por descargas atmosféricas en las proximidades o por fluctuaciones de la red eléctrica. Estos descargadores de sobretensión estarán integrados en el propio inversor (parte de CC), en las cajas CA y en el cuadro de protecciones de CA.

El acceso se realizará a través de los viales interiores del PSFV, garantizado el libre e inmediato acceso en todo momento para el personal de mantenimiento. Las envolventes de los cuadros y/o tratamientos serán los adecuados para interior.

Estarán adecuadamente sellados y tendrán el aislamiento térmico necesario para garantizar la operación de la aparamenta integrada. Todas las partes metálicas (aparellaje, armaduras, etc.) se encuentran conectadas equipotencialmente al colector general de tierra de herraje o protección, mediante cable de cobre.

Alrededor de la losa de cimentación se dispondrá de electrodos de tierra constituidos, para conseguir una resistencia de tierra conforme a normativa, las líneas de tierra hasta los electrodos estarán constituidas por cable Cu desnudo de sección indicada en planos.

12.1.5.1 Transformadores

Los transformadores deberán cumplir con las IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1, EN50588-1 y la directiva EMC (*Electromagnetic Compatibility*).

Deben ser de bajas pérdidas (0,1% en vacío y del 1% en carga) y sus características principales serán las indicadas en la memoria de Cálculos Eléctricos del proyecto ejecutivo.

12.1.5.2 Celdas de Media Tensión

Las celdas de media tensión serán del tipo metálica prefabricada, modular, de aislamiento y corte en SF6, con las funciones 2L+P.

Cumplirán con toda la normativa vigente, así como con los Reglamentos Electrotécnicos para Alta y Baja Tensión y sus respectivas ITC complementarias.

Entre otras:

- Tendrán la suficiente rigidez para soportar los esfuerzos producidos por el transporte, instalación y operación, incluyendo sismos y cortocircuitos.
- Asimismo, mantendrá su alineación y sus puertas permanecerán cerradas frente a condiciones de fallo.
- Serán de aislamiento integral en gas SF6.

- El equipo se diseñará de modo de evitar el acceso a partes energizadas durante la operación normal y durante su mantenimiento.
- Las celdas serán a prueba de arco interno.
- Las Celdas serán construidas en plancha de acero galvanizado.
- La entrada y salida de cables podrá ser por la parte inferior de las celdas de Media Tensión.
- En el frontal se incluirá un esquema unifilar según montaje.
- La conexión de cables será mediante bornas enchufables.
- Dispondrán de capacidad de operación ante el uso de señales digitales de entrada.

Datos técnicos celdas MV	
Tipo de aislamiento	SF6
Tensión nominal (Vn)	24 kV
Corriente nominal (In)	630 A
Corriente de cortocircuito (Icc)	25 kA
Interruptor automático	Corte en vacío cat. E3 s/IEC 62271-100 motorizado
Seccionador	Tres posiciones cat. E3 s/IEC 62271-102, con mando manual e indicador de presencia de tensión
Relé de Protección y control	50 / 51; 50 / 51N; 67 / 67N; 27 / 59 ; 81M / m; 50BF; 79, Comprobación de potencia y sincronismo
Transformadores de intensidad	3 TI x 300/5

Tabla 14: Características eléctricas de Celdas de MT

12.2 INSTALACIONES ELÉCTRICAS

Según el pliego de condiciones técnicas del IDAE, el cableado cumplirá los puntos siguientes:

- Los conductores tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de CC tendrán la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte de CA para que la caída de tensión sea inferior del 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.
- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.
- Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

12.2.1 Cableado de baja tensión

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% total.

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 estar a radiación directa solar, 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 y equipos 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, aparato con doble aislamiento eléctrico es uno que ha sido diseñado de tal forma que no requiere una toma a tierra de seguridad eléctrica.

12.2.1.1 Cableado Corriente Continua

Deben cumplir las normas y leyes Nacionales y deben resistir esfuerzos mecánicos, la radiación UV y otras inclemencias medioambientales.

El cable solar está especialmente diseñado para aplicaciones fotovoltaicas, es cable no propagador de la llama, libre de halógenos y de reducida opacidad de los humos emitidos.

Los módulos vendrán unidos por sus propios cables, salvo el primer y último módulo de la rama, cuyo positivo y negativo llegan hasta el inversor, para dicha conexión se utilizará cable solar unipolar de Cobre electrolítico estañado. Por tanto, se utilizará cable de tipo solar ZZF/H1Z2Z2-K. Los cables de string podrán ir fijados a la estructura o a un cable fiador.

El cable solar tendrá las siguientes características:

- No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.
- Tensión 1,0/1,0 (1,8/1,8 kV DC) según norma EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502
- Clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228
- Libre de halógenos según UNE-EN 60754 e IEC 60754
- Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 e IEC 61034. Transmitancia luminosa > 60%.
- Baja emisión de gases corrosivos UNE-EN 60754-2 e IEC 60754-2.
- Reacción al fuego CPR, Eca según la norma EN 50575
- Vida útil 30 años: Según UNE-EN 60216-2
- Resistencia a los rayos ultravioleta: EN 50618 y TÜV 2Pfg 1169-08.

12.2.1.2 Cableado Corriente Continua de caja de agrupación a Inversor

La red de distribución de CC, una vez conectados los paneles de cada string, discurrirá bajo tubo o en bandeja hasta el cuadro de inversores. Los conductores serán bipolares de aislamiento de Polietileno Reticulado (XLPE) según UNE 21123 y UNE-HD 603-1 y cubierta de Poliolefina termoplástica tipo DMZ-E y ST8 según IEC 60502-1, que son materiales poliméricos termoestables adecuados para soportar la acción de la intemperie. Colores rojo y negro según UNE 21089 y HD 308 S2.

Los conductores usados serán aislados, siendo su tensión asignada 0,6/1 kV. En el caso de interior de la salas eléctricas y control, se usarán cables no propagadores de incendio, con emisiones de humos y opacidad reducida. Los cables con características equivalentes las de la norma UNE 21123 parte 4 ó 5, cumplen con estas prescripciones.

Las características de estos cables serán:

- Aislamiento 1,5 kV como mínimo en corriente continua
- Aislamiento XLPE
- Cubierta PVC 120°C
- Resistencia a la abrasión
- Libre de halógenos
- Rango de trabajo: -40°C a +120°C
- Temperatura de cortocircuito 200 ° C

El tendido de los conductores se hará con sumo cuidado, evitando la formación de cocas y torceduras, así como los roces perjudiciales y las tracciones exageradas, no dándose a los conductores curvaturas superiores a las admisibles para cada tipo. El trazado será lo más rectilíneo posible. Asimismo, deberán tenerse en cuenta los radios de curvatura mínimos, fijados por los fabricantes (o en su defecto los indicados en las normas UNE).

12.2.2 Cableado de Media Tensión

El cable subterráneo desde la celda de línea hasta el apoyo donde se efectuará el paso aéreo subterráneo será cable de 95 mm² en aluminio, cable VOLTALENE XLPE, de 12/20 kV.

Por la misma canalización se prevé un cable de enlace de tierra o de acompañamiento de 1x50mm² en cobre desnudo.

Paralelamente por la misma zanja de MT, se instalará un conducto para comunicaciones que utilizaría la compañía eléctrica para el telecontrol de la celda de protección del Parque Fotovoltaico.

El resumen de las características del cable de MT:

- Será cable de aluminio de 12/20 kV, tipo VOLTALENE XLPE
- Cumplirán con los requisitos correspondientes a las normas UNE, todos los requisitos del Reglamento de líneas Alta Tensión, así como los impuestos por la compañía eléctrica.
- Donde sea requerido por compañía eléctrica o normativa autonómica los cables aislados cumplirán con grado de seguridad normal (S) o grado de alta seguridad (AS)
- Montaje subterráneo, con arena de río y placa de señalización
- No se colocarán empalmes entre tramos

12.2.3 Cable de Comunicaciones

Los cables de transmisión de datos deberán resistir esfuerzos mecánicos, radiación UV si no están protegidos con tubo y cualquier otra inclemencia medioambiental.

- En el caso de comunicaciones por fibra óptica se utilizará fibra óptica monomodo 9/125.
- Todos los cables de comunicación irán protegidos bajo tubo de PVC
- La FO monomodo podrá ir sin entubar siempre y cuando la cubierta del cable esté preparada para ello.

12.2.4 Zanjas, Arquetas y Bandejas

Las zanjas, tendrán, unas dimensiones de 0,8, 0,90, 1, 1,20 m de ancho y 1,1, 1,2 o 1,40 m de profundidad según las secciones tipo indicadas en planos, en las cuales se instalarán las líneas de BT, MT, red de tierra y comunicaciones según el tramo. Se colocará una banda de

señalización a mínimo 0,25 m y otra de protección a mínimo 0,50 m del nivel definitivo del suelo.

Siempre que sea posible y cuando el conductor de CC sea de sección baja se preferirá llevar por bandeja o fijado a la estructura.

Se contemplan los siguientes rellenos:

12.2.4.1 Relleno

Esta capa de relleno deberá ser compactada mecánicamente en capas de 20 cm. y deberá ser seleccionado de modo de no contener gravas de tamaño mayor a 3", restos de escombros, sales solubles y materia orgánica.

12.2.4.2 Cama de apoyo

Los tubos irán sobre cama de arena de río de 0,05 m y estarán cubiertos con una capa de arena de al menos 0,10 m por encima del tubo superior y envolviéndolos completamente.

Este relleno consiste en una capa de 10 cm de espesor de arena compactada en forma manual que forme la base de apoyo del tubo.

12.2.4.3 Arquetas

Se deberán colocar arquetas en los cambios de dirección. Serán de hormigón o polipropileno reforzado, estas últimas protegidas con una capa alrededor de hormigón de 10 cm en los casos que deban soportar esfuerzos mecánicos.

Las tapas serán de polipropileno reforzado y de fundición o de obra en los casos que deban soportar esfuerzos mecánicos.

En el interior de las arquetas deberán quedar sellados todos los tubos para evitar el acceso al interior de estos de agua o roedores en el interior de las arquetas.

12.2.5 Canaletas y Tubos de Protección

Los tubos de protección/canaletas deben ser de material resistente al agua y a la radiación UV.

Los extremos de los recubrimientos de los cables no deben ser puntiagudos. Los cables deben ser protegidos del esfuerzo mecánico. Los tubos de protección deben ser sellados con un material resistente a la penetración del agua y resistente a la radiación UV y que no permita el paso de roedores.

12.2.6 Cable de Tierra

La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas 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 y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, con base en el desarrollo tecnológico.

Para la red de tierras de protección se realizarán unos anillos de tierra en cada CT a base de cable de Cu de 95 mm² desnudo. De cada anillo la tierra se distribuirá mediante cable desnudo de 50 mm² por las canalizaciones para ir conectando a él todas las estructuras metálicas (estructuras soporte, carcasas de cuadros, bandejas porta cables, etc.). Las cajas de protección de continua se conectarán también con el cable de Cu de 50 mm² desnudo.

Para justificar que R_t es lo suficientemente baja ($R_t < 10\Omega$) se cumplirá lo especificado en los reglamentos. Cuando finalice la obra, se medirán las tensiones de paso y contacto y se asegurará que su valor sea inferior a los valores indicados en el proyecto ejecutivo.

- El cable de tierra que conforme el anillo de tierras deberá tener una sección mínima de 95 mm² de cobre.
- Se realizarán las mediciones de la resistencia de PAT que deberá ser inferior a la máxima admisible previo a la puesta en marcha de las instalaciones.
- Se instalará una red de tierras común para toda la instalación mediante cable de cobre de sección adecuada directamente enterrado en la zanja de cables y/o sobre bandeja porta cables. Con este cable se realizará un circuito que garantice un valor de puesta a tierra inferior a 10 ohmios. El circuito de tierra de herrajes será único.

12.2.7 Cuadros Eléctricos

Los cuadros serán verificados, probados y ensayados según la normativa vigente. Se entregarán con su correspondiente protocolo de ensayos, verificación y pruebas y su correspondiente juego de planos desarrollados.

Se entregará declaración de conformidad certificado IP, de tensión de aislamiento y rigidez dieléctrica.

Deberán marcarse los componentes del cuadro, así como sus cables según lo especificado en los planos desarrollados. Respecto a éstos se respetarán los colores prescritos en la normativa.

Características de los armarios de cuadros de BT:

- Para instalaciones exteriores en material poliéster y en interiores en chapa.
- Serán auto-extinguibles.
- Las cajas de intemperie cumplirán con IP65, mientras que las de interior tendrán un mínimo de IP20.
- Grado de protección contra impactos mecánicos externos IK10.
- Resistentes a la temperatura: -40° C y 100 horas a + 150 ° C.
- Entrada y salida de cables por la parte inferior por medio de prensaestopas. Estos serán de distintos diámetros ubicados en la parte inferior de las cajas con un IP68.
- El embarrado general de los cuadros se realizará mediante pletina de cobre de características y dimensiones adecuadas a su diseño.
- Apertura por medio de puerta abatible con llave.
- Se realizarán los ensayos relativos a los riesgos del fuego.
- En caso de cierre con tornillos estos deberán ser imperdibles.
- No presentarán agujeros o prensaestopas sin sellar, para impedir la entrada de agua y así no perder la estanqueidad.
- Todos los armarios dispondrán de una clema o barra de conexión a tierra.

- Las bornas que se empleen en la parte CC serán capaces de soportar una tensión de al menos $1.500V_{cc}$.

Se dispondrán las protecciones necesarias para proteger toda la instalación y sus componentes (cables, estructuras, módulos, inversores, motores, etc.) de contactos directos, indirectos, sobre tensiones, sobre intensidades, fallo de aislamiento.

Todas las partes accesibles serán protegidas contra el contacto directo mediante planchas de material aislante tipo metacrilato y deberán ir señalizadas con la pegatina de riesgo eléctrico.

12.2.7.1 Cajas DC de Baja Tensión

Cumplirán todas las especificaciones de la norma UNE-EN relativa a los Cuadros eléctricos de baja tensión.

12.2.7.2 Equipos de medida

En Media Tensión se instalará un Equipo de Medida Totalizadora bidireccional y estará dotado de Módem de comunicaciones para telemedida.

12.2.7.3 Protecciones

La instalación fotovoltaica se conectará asegurando niveles de protección adecuados frente a contacto directo e indirecto, siempre que la resistencia de aislamiento de la parte de continua se mantenga por encima de unos niveles de seguridad y no ocurra un primer defecto a masa o a tierra. En este último caso, se genera una situación de riesgo, que se soluciona mediante las protecciones que incorporan los inversores, el aislamiento clase II de los paneles fotovoltaicos y cables y las protecciones que se instalarán en el Cuadro General.

Las Protecciones que incorporan los inversores de la instalación son las siguientes:

- Dispositivo de desconexión en el lado de entrada.
- Monitorización de toma a tierra y de red.
- Protección contra polarización inversa CC.
- Resistencia al cortocircuito de CA.
- Monitorización de red.

- Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal.
- Clase de protección I (según IEC 62109-1)
- Clase de protección categoría sobretensión AC: III; DC: II (según IEC 62109-1)
- Protección contra sobre tensiones en el lado DC

En el esquema unifilar puede distinguirse la parte de corriente continua y la de corriente alterna. A continuación, se describen las protecciones en cada uno de los circuitos. El sistema de protecciones cumplirá las exigencias previstas en la reglamentación vigente, según Real Decreto 1699/2011 y 1955/2000, así como con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, incluyendo lo siguiente:

- Interruptor general de apertura manual en el punto de conexión, que será un interruptor magnetotérmico.
- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte de continua de la instalación.
- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. Este interruptor dispondrá de los relés de protección siguientes:
 - o Protección de mínima tensión, uno por fase, ajustados a $0,85 \times U_m$ en instantáneo. Puede estar incorporado en el inversor
 - o Protección de máxima tensión, ajustado a $1,1 \times U_m$. Puede estar incorporado en el inversor.
- Un relé de máxima y mínima frecuencia, ajustado a 51 y 49 Hz. Puede estar incorporado en el inversor.

12.2.8 Caídas de Tensión

El cable de MT, deberá limitar las pérdidas de tensión a un valor menor del 2%. El cable de BT en corriente continua no deberá superar el 1,5% y en corriente alterna el 2%.

No se permitirá la realización de empalmes ni en BT ni en MT.

Todos los cables previamente a la puesta en marcha deben ser megados y pasarán los ensayos de rigidez dieléctrica de cubierta y aislamiento.

12.2.9 Servicios Auxiliares

Cada Centro de Transformación dispondrá de un sistema de SS.AA. para alimentar los equipos del parque: centros de transformación, equipos de control, seguridad, comunicaciones, etc. Estará dimensionado para cubrir todas las necesidades. Para ello se definirá un sistema de SS.AA. de potencia adecuada a las necesidades.

- Transformador aproximado 25 kVA; $800\pm 2 \times 2,5\%$ /400-230 V y 50 Hz.

12.3 SISTEMAS DE MONITORIZACIÓN

El sistema de control de la instalación fotovoltaica permitirá controlar desde una estación de control por ordenador todas las diferentes variables de la instalación fotovoltaica: parámetros de funcionamiento del inversor e histórico de datos. Esta comunicación es posible mediante tarjetas integradas en los inversores y TCU's que permiten la comunicación entre la instalación fotovoltaica y la estación.

En esta instalación fotovoltaica se ha optado por la comunicación Wireless Zigbee y fibra óptica, por lo que los elementos que se instalarán serán:

- Cable de comunicaciones de fibra óptica entre CT y la sala de control del PSFV.
- Cable de comunicaciones de fibra óptica entre los Inversores y sala de control del PSFV.
- Wireless Zigbee entre TCU's y estación en sala de control del PSFV.
- Comunicaciones a establecer con la compañía entre las salas de control de PSFV y centro de control de la empresa distribuidora.

En la sala de control del promotor se instalará una estación de supervisión para visualizar las variables de la instalación y gestionarla lo más eficientemente posible. En el PC se instalará un software SCADA que permita la integración de inversores y dispositivos para el control bajo un mismo software. Este software posibilita:

- Configuración individual de cada uno de los inversores de la instalación.

- Visualización on-line de las variables internas del inversor.
- Visualización de todos los inversores de la central en una misma pantalla.
- Visualización on-line y configuración de las variables de la TCU de cada uno de los Trackers.
- Visualización de posicionamiento de todos los Trackers.
- Posibilidad de captura y archivo en disco del histórico de datos.
- Representación del histórico de datos en forma de tablas o gráficas de diversos tipos.
- Almacenamiento de datos.
- Módem configurable para el envío de alarmas por F.O. y SMS.

La relación de variables visualizables on-line y que son memorizadas por el inversor son las siguientes:

- Energía total entregada a la red.
- Tiempo total en estado operativo.
- Número total de conexiones a red.
- Número total de errores.
- Estado de las alarmas.
- Estado de funcionamiento interno.
- Tensión de los paneles solares.
- Corriente y potencia de los paneles solares.
- Corriente y potencia de salida a la red.
- Coseno de Phi.
- Signo del seno de Phi.
- Tensión de la red.
- Frecuencia de la red.

- Fecha y hora actual.

En el display informativo aparecen los parámetros más importantes de la instalación:

- Energía acumulada.
- Energía diaria.
- Potencia instantánea.
- Irradiancia.
- Temperatura del módulo.
- Temperatura ambiente.
- Velocidad del viento.
- Posicionamiento de Trackers.
- Alarmas y señales de error.

El fondo de pantalla es personalizable y la presentación de datos en pantallas en formato TFT, LCD, etc.

El sistema de control será el encargado de adquirir los datos desde los equipos de campo, visualizarlos y almacenarlos, además, estará comunicado con el SCADA del despacho de producción de manera que se pueda llevar a cabo una monitorización y gestión integral del parque.

Con la información suministrada por la red distribuida, el sistema local de supervisión y mando SCADA tendrá una visión completa del estado del parque y permitirá un mejor aprovechamiento del mismo, permitiendo detectar averías en tiempo real, tomar medidas correctoras que eviten la inutilización de un equipo y la correspondiente pérdida de producción, así como la adopción de medidas correctoras que eviten la inutilización de un inversor y la correspondiente pérdida de producción.

12.4 INFRAESTRUCTURAS DE COMUNICACIONES

Se utilizará una topología de doble anillo de fibra óptica monomodo, que recorrerá todos los CTs e inversores.

Se instalará un sistema de alimentación ininterrumpida (SAI) que permita mantener operativo el sistema de control y monitorización y sistema de seguridad ante posibles cortes de alimentación durante un mínimo de dos horas.

12.5 SEGURIDAD

El sistema de seguridad perimetral persigue evitar la intrusión de personas y/o vehículos al recinto que delimita el parque solar.

El objetivo fundamental de este sistema es proporcionar un perímetro hermético en el mayor grado posible que permita detectar cualquier intento de intrusión en el perímetro restringido.

Este sistema estará formado por los siguientes elementos clave:

- Detección de movimiento, que activará una alarma y redirigir cámaras. Esta detección de movimiento o bien será valla sensorizada o un sistema de detección de movimiento que cubre el área entre la valla y el campo solar.
- También se podrán utilizar columnas con barreras de microondas o barreras de Infrarrojos

Se dispondrán cámaras de inspección en todos los siguientes lugares:

- Perimetrales, que permitan la visualización de todo el perímetro de la central
- Junto a la entrada de la central, el centro de control y el almacén
- Incluyendo lugares clave como salas eléctricas, telecomunicaciones y de control

Todas las cámaras instaladas tendrán la posibilidad de acceso en remoto a la visualización de la instalación.

La instalación estará vigilada las 24h mediante una central de recepción de alarmas, que estará directamente comunicada con el personal de supervisión y control de la Central.

12.5.1 Vallado perimetral

Se instalará alrededor de toda la central un vallado de malla cinegética, garantizando la permeabilidad del vallado para el paso de fauna de pequeño tamaño dejando un espacio libre desde el suelo de, al menos, 15 cm y con cuadros inferiores de tamaño mínimo de 300 cm².

El vallado perimetral respetará en todo momento los caminos públicos en toda su anchura y trazado, y deberá carecer de elementos cortantes o punzantes como alambres de espino o similares que puedan dañar a la fauna del entorno.

13 LÍNEA DE EVACUACIÓN DE ENERGÍA

La energía generada por la Planta Solar Fotovoltaica se proyecta evacuarla a través de la Línea Aérea Media Tensión de 15KV, propiedad de **Eléctrica Saavedra**.

Los datos de localización del punto de evacuación solicitado en la red de distribución de son:

- **Apoyo de Entronque:** Iremos al apoyo de alineación (bóveda) que se encuentra en la parcela 209. Al lado de este apoyo cuyas modificaciones serán alcance de la compañía, deberá instalarse otro apoyo metálico con los herrajes adecuados para realizar el paso aéreo-subterráneo, la situación de este punto de entronque se indica en la siguiente figura.

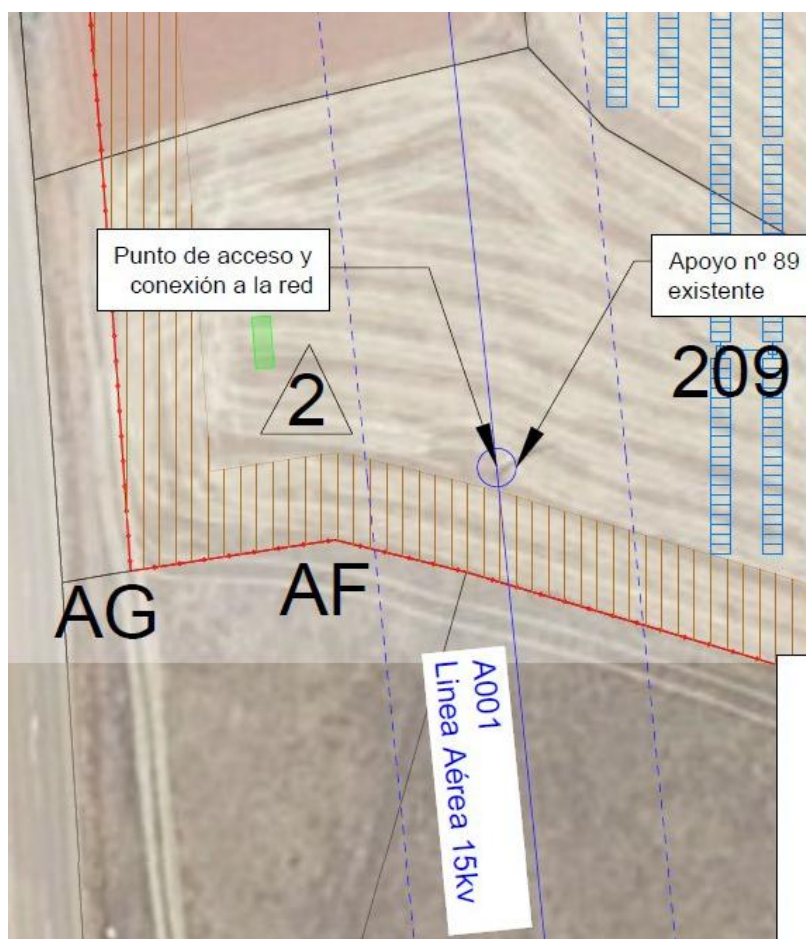


Figura 7: Apoyo de Derivación

Este **apoyo es el n° 89** localizado en el vano 88 - 89 de la línea aérea de 15 kV propiedad de la empresa distribuidora Eléctrica Saavedra que parte del Centro de Seccionamiento aguas arriba de Unión Fenosa Distribución. El apoyo donde se solicita el punto de acceso y conexión, aunque está localizado en la parcela 209, este quedará fuera del vallado que delimita la planta fotovoltaica, dado que este se ha retranqueado a la derecha de la traza de la línea aérea.

Ver para mejor definición planos **PG-002, PG-003** y el esquema unifilar **PG-005**.

14 PLANIFICACION

Los plazos de ejecución para las diferentes actividades en la Planta Solar se deberán completar en un tiempo máximo de 6 meses.

En el **Anexo 9** a esta memoria se incluye un Diagrama Gantt general de las tareas y su planificación temporal.

15 ORGANISMOS AFECTADOS

El parque solar fotovoltaico se ubica en el término municipal de Castellar de Santiago, que es el núcleo de población más próximo, a una distancia de 750 m en dirección Sur (ver plano **PG-001**).

El acceso a las instalaciones se realizará desde la carretera CR-611 directamente al parque.

Las diferentes infraestructuras proyectadas por el parque solar no tienen afecciones que considerar.

La relación de organismos afectados es la siguiente:

- Municipio Castellar de Santiago

16 CALCULOS ENERGETICOS Y RENDIMIENTO P.S.F.V.

Los cálculos energéticos de producción y estudio de rentabilidad realizados con el Software PVSYST se incluyen en el ANEXO nº 3 del Proyecto.

17 DIMENSIONADO P.S.F.V.

El dimensionado electromecánico de la planta de generación fotovoltaica se incluye en el ANEXO n° 2 del Proyecto, habiéndose realizado con el Software ETAP 21 y con hojas de cálculo adicionales.

18 ASPECTOS SOCIO-ECONÓMICOS

La generación de electricidad por medio de sistemas de conversión de energía fotovoltaica presenta grandes beneficios desde la doble perspectiva socio-medioambiental.

El efecto positivo de la energía solar fotovoltaica queda reflejado medio-ambientalmente hablando en las emisiones gaseosas evitadas respecto a las producidas por centrales de combustible fósil de similar potencia. Comparativamente con otras energías, la solar resulta ser claramente ventajosa no sólo en aspectos de emisión de sustancias contaminantes, sino también en la producción de residuos tóxicos, peligrosos o radiactivos, al calentamiento global de la atmósfera por emisión de CO₂, la lluvia ácida o el agotamiento de recursos. Aspectos todos ellos en los que la energía solar está desvinculada por no coincidir en ellos.

Asimismo, la repercusión de la energía solar en el medio socio-económico es altamente positiva. Y ello porque genera puestos de trabajo tanto directos como indirectos, derivados del volumen de suministros contratados en la región y de la realización de infraestructuras estables que incluyen accesos y líneas eléctricas.

La creación de puestos de trabajo en la región se ha potenciado al máximo, de modo que se desarrollará localmente la mayor parte posible de la ingeniería, montaje, instalación y operación comercial de la Planta Solar Fotovoltaica a través de subcontratos y acuerdos con empresas implantadas en la zona.

Por todo ello, la Planta Solar Fotovoltaica contribuirá además de la creación y diversificación de la infraestructura energética a un aumento de la riqueza local.

19 EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL

El creciente deterioro medioambiental que afecta a nuestro planeta ha dado lugar en los últimos años a iniciativas tanto a nivel mundial como a nivel de nuestro país, para buscar alternativas a este deterioro constante de nuestro entorno y en este sentido, los proyectos tendentes a la utilización de fuentes de energía respetuosas con el medio ambiente, van adquiriendo cada vez más importancia y apoyo tanto por parte del sector público como el sector privado.

La necesidad de cumplir con los acuerdos de emisión de CO₂ establecidos en el protocolo de París unido a una escalada de precio de la energía que parece estabilizarse en entornos de precio que nadie preveía hace unos años y que parece seguirá subiendo, hacen de este tipo de iniciativas un reto para la mejora del medioambiente.

Un parque de 1,1 MWp instalado en Ciudad Real evita la emisión de contaminantes a la atmósfera según los valores reflejados en la siguiente tabla.

Emisiones evitadas



Abono de carga a la red anual 1.836 MWh/a

Emisiones evitadas:

SO _x	ca. 820 kg/año
NO _x	ca. 1.008 kg/año
CO ₂	ca. 2.021 Tm/año

La instalación será desmontada y reciclada al 100% al final de su vida útil, restaurándose el aspecto inicial del suelo. Se concluye que la instalación de la nueva planta fotovoltaica tiene un impacto ambiental muy positivo tanto a nivel local, como para el cambio del modelo energético a nivel nacional y de la Unión Europea basado en las energías no contaminantes.

En lo que se refiere a la tramitación ambiental, **este proyecto no estaría sujeto a Estudio de Impacto Ambiental ordinario ni simplificado**, por no estar dentro de los supuestos que contempla el **grupo 4-Industria energética** de los Anexos I y II de la Ley 2/2020 de Evaluación Ambiental de Castilla-La Mancha.

En la siguiente tabla se realiza un resumen de cumplimiento de principales parámetros desde el punto de vista medio ambiental.

CRITERIOS DE CUMPLIMIENTO MEDIO AMBIENTALES			
	OK	No OK	
a) Los terrenos incluidos en la Red de Áreas Naturales Protegidas definida en la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad, y en Ley 9/1999, de 26 de mayo, de conservación de la naturaleza.	☒	☐	
b) Los terrenos incluidos en áreas críticas de las especies protegidas con un plan de conservación o recuperación.	☒	☐	
c) Los montes arbolados, independientemente de su titularidad.	☒	☐	
d) Los terrenos ubicados próximos a un bien de interés cultural.	☒	☐	
e) Los terrenos ubicados en núcleos urbanos, o próximos a centros educativos, centros sanitarios o de atención socio sanitaria y otras instalaciones de servicio público ubicadas en suelo rústico.	☒	☐	

Para más detalles se remite al resto de capítulos donde se describe el proyecto y en particular al capítulo 8, en lo referente a utilidad pública de las instalaciones proyectadas.

20 ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

El Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, establece la obligatoriedad de presentar un Estudio de Seguridad y Salud en los proyectos de obras en las que se den alguna de las siguientes circunstancias:

- Presupuesto de ejecución por contrata del proyecto igual o superior a 75 millones de pesetas (450.759 €).
- Duración estimada superior a 30 días laborables, empleándose en algún momento a más de 20 trabajadores.
- Volumen de mano de obra estimada, entendiéndose por tal la suma de los días de trabajo del total de trabajadores en la obra superior a 500 horas.
- Obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas.

En la Planta Solar Fotovoltaica proyectada, se darán varias de estas circunstancias y por lo tanto en cumplimiento de la legislación vigente se elaborará el correspondiente Estudio de Seguridad y Salud que se incluirá dentro del proyecto ejecutivo.

21 CONCLUSION

Con el presente anteproyecto, se considera haber descrito las instalaciones de la Planta Solar Fotovoltaica, sin perjuicio de cualquier ampliación, modificación o aclaración que las autoridades competentes o partes interesadas considerasen oportunas.

A la vista de todo lo anteriormente expuesto en los apartados precedentes, se solicita a los Organismos Competentes de las distintas administraciones públicas la concesión de los beneficios que por Ley pudiesen corresponder y los permisos previos necesarios para la realización del proyecto técnico para posterior ejecución de las obras.

En Ponferrada, octubre de 2023

El ingeniero Industrial

Fdo. Rafael González Librán

Colegiado N° 2102

Índice de tablas

Tabla 1: Resumen Información General PFV	10
Tabla 2: Tabla con superficie de parcelas	18
Tabla 3: Descripción Planta Solar Fotovoltaica	22
Tabla 4: Datos de Irradiación y Temperatura - PVSyst	24
Tabla 5: Datos de producción - PVSyst	26
Tabla 6: Tabla de cumplimiento de normativa.....	28
Tabla 7: Tabla de tipo de MGE según NTS	38
Tabla 8: Características de PSFV	41
Tabla 9: Características eléctricas del inversor	45
Tabla 10: Cálculo Voc máximo.....	46
Tabla 11: Características eléctricas del módulo fotovoltaico.....	49
Tabla 12: Características eléctricas del Inversor	53
Tabla 13: Datos técnicos del Data Manager.....	56
Tabla 14: Características eléctricas de Celdas de MT	59

Índice de figuras

Figura 1: Esquema simulación real de instalación solar con sistema seguimiento a 1 eje	21
Figura 2: Radiación Global media (1994-2018) (kwh/m ² -día) Solar GIS	25
Figura 3: Plano de la disposición del terreno de la PSFV	27
Figura 4: Plano de afecciones y accesos	30
Figura 5: Procedimiento de evaluación de la conformidad por certificado de equipo (PEC por C) según apartado 4.2 de NTS	40
Figura 6: Sistema de monitorización y control. Cortesía de SMA Data Manager M	56

	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA EL GUIJARRAL CASTELLAR DE SANTIAGO	Página 1 de 2
	DOCUMENTO 2: ANEXOS	

DOCUMENTO 2: ANEXOS

	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA EL GUIJARRAL CASTELLAR DE SANTIAGO	Página 2 de 2
	DOCUMENTO 2: ANEXOS	

ÍNDICE ANEXOS

ANEXO 01	GEO-211130-NOV-LG-001	P	A4	COORDENADAS
ANEXO 02	GEO-211130-NOV-IE-001	P1	A4	CÁLCULOS ELÉCTRICOS
ANEXO 03	GEO-211130-NOV-IE-002	P1	A4	ESTUDIO DE PRODUCCIÓN y RENTABILIDAD
ANEXO 04	Fabricante	P	A4	FICHA TÉCNICA MÓDULO FOTOVOLTAICO
ANEXO 05	Fabricante	P	A4	FICHA TÉCNICA INVERSOR
ANEXO 06	Fabricante	P	A4	FICHA TÉCNICA SEGUIDOR SOLAR
ANEXO 07	GEO-211130-NOV-LG-002	P1	A4	RELACIÓN DE BIENES Y DERECHOS AFECTADOS
ANEXO 08	GEO-211130-NOV-IG-001	P	A4	ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS
ANEXO 09	GEO-211130-NOV-ZR-001	P	A3	PLANIFICACIÓN
ANEXO 10	PUNTO DE ACCESO Y CONEXIÓN	P	A4	CONCESIÓN DEL PUNTO DE ACCESO Y CONEXIÓN

	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA EL GUIJARRAL CASTELLAR DE SANTIAGO	Página 1 de 3
	ANEXO 1: COORDENADAS	GEO-211130-1-NOV-LG-001
		Rev. P2

PROYECTO **PLANTA FOTOVOLTAICA EL GUIJARRAL**

ANEXO 1: **COORDENADAS**

Octubre, 2023

P2	13/11/2023	Modificación poligonal	DDCP	RG	RG
P	04/10/2023	Modificación poligonal	DDCP	RG	RG
Rev.	Fecha	Descripción	Editado	Revisado	Aprobado

Este documento es propiedad de AGAZOS. La reproducción y el uso de este documento sin autorización están prohibidos

	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA EL GUIJARRAL CASTELLAR DE SANTIAGO	Página 2 de 3
	ANEXO 1: COORDENADAS	GEO-211130-1-NOV-LG-001
		Rev. P2

1 OBJETO

El objeto del presente documento es el de mostrar y dar a conocer las coordenadas de la Planta Solar Fotovoltaica. A continuación, se muestra una tabla con los vértices de la misma.

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA		
VÉRTICE	HUSO 30 (ETRS89)	
	X(UTM)	Y(UTM)
A	475.624	4.267.254
B	475.677	4.267.264
C	475.711	4.267.246
D	475.733	4.267.227
E	475.747	4.267.253
F	475.823	4.267.183
G	475.911	4.267.350
H	476.945	4.267.312
I	475.909	4.267.254
J	476.938	4.267.233
K	475.953	4.267.226
L	475.959	4.267.231
M	475.977	4.267.221
P	475.939	4.267.170
Q	475.909	4.267.127
R	475.912	4.267.064
S	475.894	4.267.011
T	475.851	4.267.019
U	475.943	4.266.953
V	475.981	4.266.844
W	475.916	4.266.815
X	475.905	4.266.828
Y	475.827	4.266.837
Z	475.822	4.266.950
AA	475.783	4.266.937
AB	475.820	4.267.016
AC	475.841	4.267.060
AD	475.831	4.267.075
AE	475.670	4.267.127

	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA EL GUIJARRAL CASTELLAR DE SANTIAGO	Página 3 de 3
	ANEXO 1: COORDENADAS	GEO-211130-1-NOV-LG-001
		Rev. P2

<i>PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA</i>		
AF	475.639	4.267.122
AG	475.631	4.267.226

En Ponferrada, octubre de 2023

El ingeniero Industrial

Fdo. Rafael González Librán

Colegiado N° 2102

	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA EL GUIJARRAL CASTELLAR DE SANTIAGO	Página 1 de 76
	ANEXO 2: CÁLCULOS ELÉCTRICOS	GEO-211130-1-NOV-IE-001
		Rev. P1

PROYECTO PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA EL GUIJARRAL

ANEXO 2: CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Octubre, 2023

P1	03/11/2023	Incluye dimensionado de UPS	DDCP	RG	RG
P	04/10/2023	Válido para Proyecto	DDCP	RG	RG
Rev.	Fecha	Descripción	Editado	Revisado	Aprobado

Este documento es propiedad de NOVATEC INGENIEROS ASESORES. La reproducción y el uso de este documento sin autorización están prohibidos

	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA EL GUIJARRAL CASTELLAR DE SANTIAGO	Página 2 de 76
	ANEXO 2: CÁLCULOS ELÉCTRICOS	GEO-211130-1-NOV-IE-001
		Rev. P1

INDICE

1	GENERALIDADES.....	5
1.1	TITULAR.....	5
1.1.1	Localización	5
1.1.2	Accesos	5
2	NORMATIVA Y REGLAMENTACIÓN.....	5
3	DESCRIPCION DE LA INSTALACIÓN.....	8
3.1	GENERAL	8
3.2	LÍNEA SUBTERRÁNEA 15 KV	8
3.2.1	Descripción general.....	8
3.2.1.1	Centros de Transformación.....	8
3.2.1.2	Cabinas de Media Tensión.....	9
3.2.1.3	Aparellaje de Media Tensión	10
3.2.2	Descripción de la Instalación.....	11
3.2.3	Características del cable.....	11
3.2.3.1	Empalmes.....	14
3.2.3.2	Características de los terminales	15
3.2.3.3	Características de las abrazaderas	15
3.2.4	Zanjas para cables	16
3.2.5	Sistema de puesta a tierra de las pantallas.....	16
3.2.5.1	Características de las Cajas de Puesta a Tierra.....	18
3.2.6	Cruzamientos, proximidades y paralelismos	18
3.2.6.1	Pistas y Carreteras.....	18
3.2.6.2	Cruzamientos con ríos.....	19
3.2.6.3	Cruzamientos con canalizaciones de gas	20
3.2.7	Términos municipales afectados	21
3.3	RED DE TIERRAS	21
3.4	PRUEBAS REGLAMENTARIAS.....	22
3.4.1	Comprobación de puesta a tierra	22
3.4.2	Resistencia de aislamiento.....	23
3.4.3	Certificados y documentación	23

	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA EL GUIJARRAL CASTELLAR DE SANTIAGO	Página 3 de 76
	ANEXO 2: CÁLCULOS ELÉCTRICOS	GEO-211130-1-NOV-IE-001
		Rev. P1

3.4.4	Libro de órdenes.....	23
3.5	ANEXOS DE CÁLCULO A LA MEMORIA.....	23
3.6	CONCLUSIÓN.....	24
4	<i>ANEXO I: ESTUDIO DE FLUJOS DE CARGAS y CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.....</i>	25
4.1	DOCUMENTACIÓN DE REFERENCIA.....	25
4.2	CONDICIONES AMBIENTALES.....	25
4.3	DATOS DE PARTIDA	26
4.3.1	Red de 15kv.....	26
4.3.2	Módulos solares e Inversores	26
4.3.3	Transformadores.....	29
4.3.4	Cables 12/20KV	29
4.3.5	Cables de BT	29
4.4	ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGAS.....	30
4.4.1	Metodología aplicada	30
4.4.1.1	Intensidad máxima admisible.....	30
4.4.1.2	Intensidad de cortocircuito admisible en el conductor.....	31
4.4.1.3	Intensidad de cortocircuito admisible en la pantalla	32
4.4.1.4	Tensión inducida en la pantalla en régimen de cortocircuito	32
4.4.2	Cables de potencia.....	32
4.4.2.1	Cables de Alta Tensión	32
4.4.2.2	Cables de Baja Tensión.....	34
4.4.3	Dimensionado de transformadores.....	36
4.4.3.1	Transformador para centro de transformación en PSFV	36
4.4.4	Características eléctricas de las barras.....	39
4.4.5	Listado cables de potencia.....	39
4.4.5.1	Corriente Alterna.....	39
4.4.5.2	Corriente Continua	39
4.4.6	Anexo I.1 y I.2.....	43
4.5	CÁLCULOS DE CORTOCIRCUITO	46
4.5.1	Intensidades de cortocircuito.....	46
4.5.1.1	Intensidad máxima de cortocircuito	46
4.5.1.2	Intensidad de cortocircuito en la pantalla.....	46

	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA EL GUIJARRAL CASTELLAR DE SANTIAGO	Página 4 de 76
	ANEXO 2: CÁLCULOS ELÉCTRICOS	GEO-211130-1-NOV-IE-001
		Rev. P1

4.5.2	Conclusiones	47
4.5.3	Anexos I.3 y I.4	47
4.6	SISTEMA DE ALIMENTACIÓN ININTERRUMPIDA.....	50
4.7	PROTECCIONES.....	57
5	<i>ANEXO II – CÁLCULO PUESTA A TIERRA EN PSFV</i>	<i>60</i>
5.1	METODO DE CALCULO Y JUSTIFICACION.....	62
5.1.1	Hipotesis de calculo.....	62
5.1.2	Datos	63
5.2	CALCULO TENSIONES DE PASO Y CONTACTO.....	65
5.3	CALCULO DE LA RESISTENCIA DE TIERRA.....	66
5.4	Tensiones de paso y contacto calculadas	68
5.5	SECCION DE LOS CONDUCTORES DE TIERRA	71
5.6	RESULTADO Y CONCLUSION	72

	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA EL GUIJARRAL CASTELLAR DE SANTIAGO	Página 5 de 76
	ANEXO 2: CÁLCULOS ELÉCTRICOS	GEO-211130-1-NOV-IE-001
		Rev. P1

1 GENERALIDADES

La instalación que se dimensiona mediante cálculos justificativos en el presente documento, completa la descrita en la memoria del proyecto PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA EL GUIJARRAL en lo que se refiere a las instalaciones eléctricas de Alta y Baja Tensión.

En esta memoria se realizan los cálculos en condiciones máximas de operación partiendo de las características de los paneles solares e inversores, con un número total de inversores de 5, módulos fotovoltaicos de 2.400 y una potencia total instalada de 1,32 MW.

1.1 TITULAR

Los datos relativos a la sociedad peticionaria y promotor de las obras son los siguientes:

- Promotor: VIRIDE 2015 S.L.
- Domicilio social: Calle Ermita, 95
- Municipio: Castellar de Santiago, Ciudad Real
- Teléfono: 902 88 31 12

1.1.1 LOCALIZACIÓN

Los terrenos donde se ubicará la PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA EL GUIJARRAL se localizan en el Polígono 4, en los parajes de El Guijarral y Solana de Cerro Largo, del término municipal de Castellar de Santiago (Ciudad Real), (remitirse al plano PG-001).

1.1.2 ACCESOS

El acceso a las instalaciones se realizará directamente desde la carretera CR-611.

2 NORMATIVA Y REGLAMENTACIÓN

Todos los equipos eléctricos estarán de acuerdo con las últimas revisiones vigentes de las normas UNE Y CEI, así como con las prescripciones de la Reglamentación Española, y en particular con las últimas ediciones de:

	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA EL GUIJARRAL CASTELLAR DE SANTIAGO	Página 6 de 76
	ANEXO 2: CÁLCULOS ELÉCTRICOS	GEO-211130-1-NOV-IE-001
		Rev. P1

- Reglamento Condiciones Técnicas y garantías en instalaciones eléctricas de alta tensión, y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23 (R.D. 337/2014, de 9 de mayo).
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas suplementarias ITC-LAT 01 a 09 (Real Decreto 223/2008, 15 de febrero).
- Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Reglamento electrotécnico de baja tensión REBT, R.D. 842/02 (BOE 18/09/02) e Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-BT 01 a 51.
- Real Decreto 413/2014, del 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos.
- UNE-EN 60439-1/A11:1997 Conjuntos de aparamenta de baja tensión. Parte 1: Requisitos para los conjuntos de serie y los conjuntos derivados de serie.
- Normas EN, CENELEC (Comité Europeo para estandarización electrotécnica).
- Normas IEC (Comisión Electrotécnica Internacional), particularmente CEI 60439-1, 60947-2, 60947-5, 60044-1, 60269, 60439, 60947.
- Norma ANSI/IEEE (American National Standard Institute/Institute of Electrical and Electronik Engineers).
- Normas ICEA P-54-440 e IEEE-399, para dimensionamiento de cables que transcurren en bandejas y enterrados, respectivamente.
- Normas IEC 60909 e IEC 61363 para cálculo de cortocircuitos en sistemas de potencia.
- Recomendaciones AMYS.
- Instrucción y ejecución de obras de hormigón en masa o armado EHE-08
- Norma básica de la edificación.
- Ley Evaluación del Impacto Ambiental R.D. Legislativo 1302/86 (BOE 30/6/86), modificado por Ley 6/2001 (BOE 9/5/01); Reglamento R.D.1131/88 (BOE 5-10-88). Normas de desarrollo de las CC.A.A.
- Ley 10/98 de Residuos (BOE 22/4/98) y su Reglamentación (R.D. 833/88, BOE 30/7/88, modificado por R.D. 952/97 en lo que no se opongan a la Ley).

	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA EL GUIJARRAL CASTELLAR DE SANTIAGO	Página 7 de 76
	ANEXO 2: CÁLCULOS ELÉCTRICOS	GEO-211130-1-NOV-IE-001
		Rev. P1

- R.D. 9/05 (BOE 18/01/05) sobre contaminación de suelos.
- Ley 31/95 de Prevención de Riesgos Laborales (BOE 10/11/95).
- Reglamento de Servicios de Prevención de Riesgos Laborales (RD 39/97, BOE 31/1/97 y RD 780/98).
- Disposiciones mínimas de seguridad y salud en obras temporales de construcción (RD 1627/97, BOE 25/10/97 y Resolución 8/4/99)
- Disposiciones mínimas de Señalización de Seguridad y Salud en el trabajo (RD 485/97).
- Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los Lugares de Trabajo (RD 486/97, BOE 23/4/97).
- Disposiciones mínimas de seguridad y salud de los trabajadores frente al Riesgo Eléctrico (R.D. 614/01, BOE 12/6/01).
- Disposiciones mínimas de seguridad y salud en la Manipulación Manual de Cargas (RD 487/97, BOE 23/4/97).
- Disposiciones mínimas de seguridad y salud en Equipos de Protección Individual (RD 773/97, BOE 12/6/97).
- Disposiciones mínimas de seguridad y salud en la utilización de Equipos de Trabajo (RD 1215/97, modificado por RD 2177/04).
- Protección de los trabajadores frente al Ruido (RD 1316/89, BOE 12/11/89).
- Disposiciones de seguridad en el uso de Máquinas (RD 1435/92 y RD 56/95).
- Ordenanza general de Seguridad e Higiene en el Trabajo, en lo que queda en vigor para obras provisionales. Título II. (OM 9/3/71).

Serán así mismo de obligado cumplimiento las normativas locales, regionales o autonómicas en vigor, así como las normativas internacionales para los casos en que no exista una normativa específica nacional.

	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA EL GUIJARRAL CASTELLAR DE SANTIAGO	Página 8 de 76
	ANEXO 2: CÁLCULOS ELÉCTRICOS	GEO-211130-1-NOV-IE-001
		Rev. P1

3 DESCRIPCION DE LA INSTALACIÓN

3.1 GENERAL

El presente proyecto se elabora con los siguientes objetos:

- Descripción y dimensionamiento de las instalaciones para la construcción del PSFV, tanto en el nivel de tensión DC como en AC.
- Descripción de las obras e instalaciones necesarias para el entronque con LAAT existente.

3.2 LÍNEA SUBTERRÁNEA 15 KV

3.2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL.

La tensión de generación en las salidas de inversores es de 800 V a 50 Hz en sistema trifásico. Para elevar la tensión de generación a 15 kV, se instalará un centro de transformación 0,8/15 kV al que se conectarán cinco 5 inversores. A partir de la salida en 15 kV del CT, se diseña la línea de distribución en M.T.

El transformador de 0,8/15 kV es de 1.600 KVA de potencia aparente, de líquido sintético no inflamable y grupo Dyn11 (conectado a tierra a través de reactancia que limite la corriente de defecto). En cada inversor, se dispondrá de una salida en 800V con una intensidad nominal máxima de aproximadamente 170 A.

Se proyecta el parque con 1 circuito en 15kV, que discurre desde el centro de transformación hasta el apoyo de conexión a la línea aérea de alta tensión propiedad de compañía distribuidora.

3.2.1.1 Centros de Transformación

El Centro de Transformación contará con un cuadro de acometida en B.T. (800V), el cual contiene los interruptores automáticos para la conexión y protección de las líneas trifásicas provenientes de los inversores (5). También se alojarán en este cuadro los interruptores automáticos para servicios auxiliares en 400/230V (para proteger las líneas correspondientes a los circuitos de tomas de corriente, alumbrado y servicios generales).

El centro de transformación contará con el correspondiente transformador de potencia y las cabinas de M.T. que se establezcan según la interconexión.

	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA EL GUIJARRAL CASTELLAR DE SANTIAGO	Página 9 de 76
	ANEXO 2: CÁLCULOS ELÉCTRICOS	GEO-211130-1-NOV-IE-001
		Rev. P1

El transformador se suministrará en un módulo prefabricado (C.T o Power Station) y dispondrá de placa de identificación donde se indique nombre del fabricante, tipo de transformador, número de serie características eléctricas y características mecánicas. La relación de transformación será 0,8/15,5±4x2,5% kV, grupo de conexión Dyn11, de 1.600 KVA de potencia y para una tensión de aislamiento de 15 kV.

3.2.1.2 Cabinas de Media Tensión

Las cabinas serán prefabricadas de tipo compacto e incluirán los enclavamientos mecánicos necesarios y todos los elementos de seguridad complementaria exigibles.

La tensión asignada será de 17,5 kV y la intensidad de 400 A.

- Cabina de salida de línea:
 - Interruptor-seccionador en SF6
 - Salida de cables con pasatapas a bornes de conexión
 - Indicadores capacitivos de presencia de tensión
- Cabina de entrada de línea:
 - Interruptor-seccionador en SF6
 - Salida de cables con pasatapas a bornes de conexión
 - Indicadores capacitivos de presencia de tensión
- Cabina de protección de transformador:
 - Seccionador rotativo con puesta a tierra en SF6
 - Interruptor motorizado en SF6
 - Transformadores de intensidad
 - Salida de cables con pasatapas a bornes de conexión
 - Indicadores capacitivos de presencia de tensión

X6985211L

ELIFNAZLI SEVIM

MORALES DE LABRA

(R: B13594593)

Firmado digitalmente por

X6985211L ELIFNAZLI

SEVIM MORALES DE

LABRA (R: B13594593)

Fecha: 2024.01.29

15:27:39 +01'00'