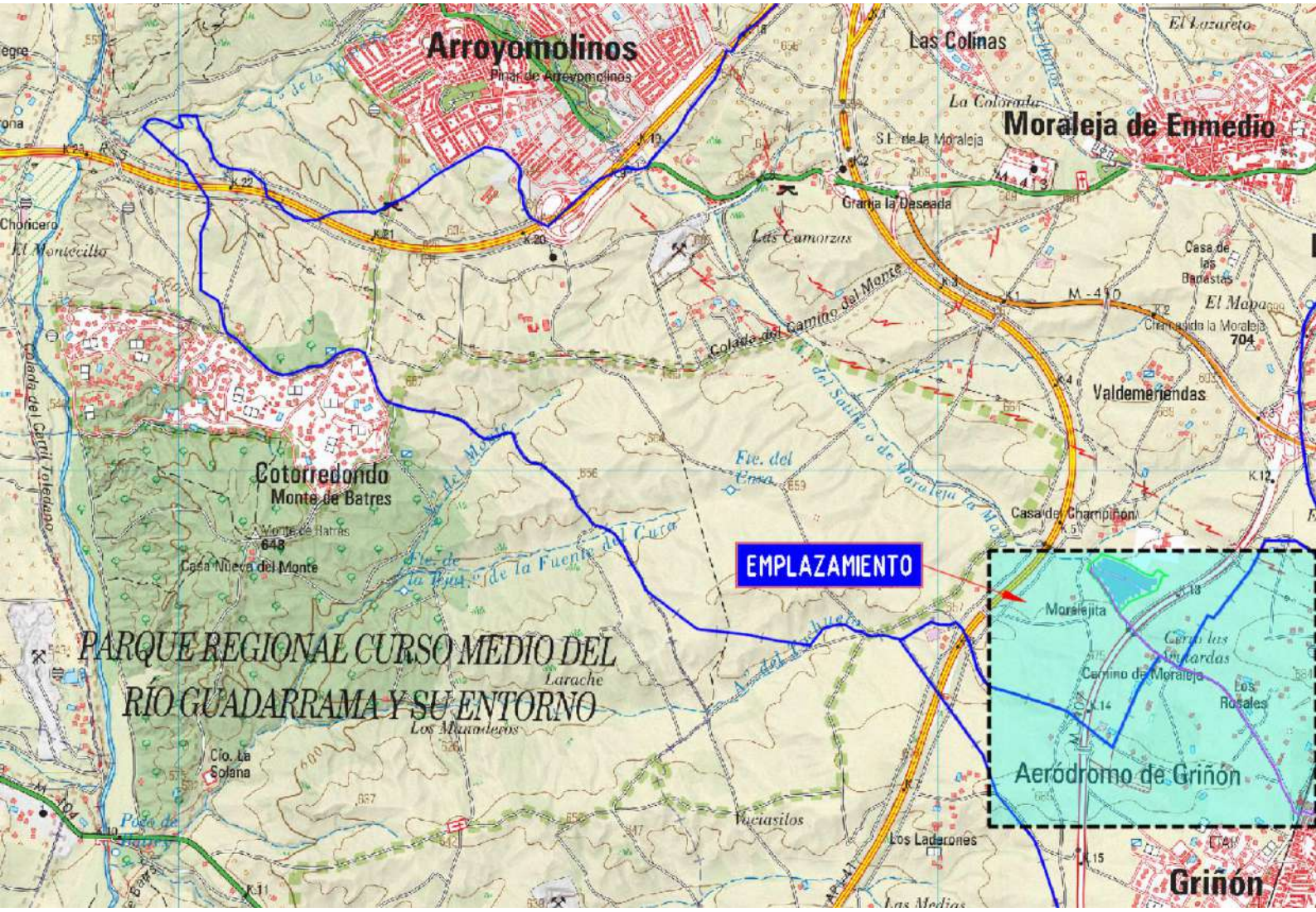


PLAN ESPECIAL DE INFRAESTRUCTURAS PARA LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA "PF LAS ARROYADAS" Y LÍNEA SUBTERRÁNEA DE EVACUACIÓN A LA RED ELÉCTRICA GENERAL, EN LOS TT. MM. DE MORALEJA DE ENMEDIO Y GRIÑÓN (MADRID)

Promotor Magale Investments, S.L.

Autor Álvaro Vázquez Moreno
Ingeniero de Caminos, C. y P. colegiado nº 20.147

Fecha febrero de 2024

Localización
Términos Municipales Moraleja de Enmedio y Griñón (Madrid)

ingenio Álvaro es

BLOQUE III – Volumen 3
ANEXOS

- **Control de cambios – revisión del Documento:**

Edición	Comentarios	Fecha
00	Edición inicial	Febrero 2024

Volumen 3 – Anexos

Anexo I – Proyecto Ejecutivo de la Planta Fotovoltaica Las Arroyadas e infaestructura de interconexión.

Anexo II – Proyecto de Interconexión. Instalaciones a ceder a la compañía eléctrica I-DE Grupo Iberdrola.

Preparado para:

MAGALE INVESTMENTS, S.L.

PROYECTO DE EJECUCIÓN ADMINISTRATIVO.
PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED “PF LAS ARROYADAS”

MORALEJA DE ENMEDIO
MADRID

SEPTIEMBRE 2023

PARCELA 4
POLIGONO 108
R.C. 28089A00400108000OZ

PROMOTOR: MAGALE INVESTMENTS S.L.
Av. de Bruselas, 31, 28108 Alcobendas, Madrid

DATOS GENERALES DEL PROYECTO

v5.0

TITULAR

NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	MAGALE INVESTMENTS, SL
DIRECCIÓN:	Av. de Bruselas, 31
LOCALIDAD:	MADRID
CÓDIGO POSTAL:	28108
CIF/DNI DEL TITULAR:	B-88445408

EMPLAZAMIENTO:

DIRECCIÓN:	POLIGONO 4, PARCELAS 108
LOCALIDAD:	MORALEJA DE EN MEDIO
CÓDIGO POSTAL:	28950
DISTRIBUIDORA:	IB — I-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES, S.A.U.
PRESUPUESTO:	3.569.628,24 Euros

REPRESENTANTE

NOMBRE/RAZÓN SOCIAL:	MANUEL DE CASTRO ZURITO
DIRECCIÓN:	AVDA DE BRUSELAS 31
CÓDIGO POSTAL:	28108
CIF/DNI DEL REPRESENTANTE:	53385768P
LOCALIDAD:	ALCOBENDAS
PROVINCIA:	MADRID

EMPRESA INSTALADORA

NOMBRE/RAZÓN SOCIAL:	NEW OPENGY SOLUTIONS SL
DNI/CIF:	B-87934451
NOMBRE DEL INSTALADOR:	NEW OPENGY SOLUTIONS SL
REGISTRO DE EMPRESA:	203801

PROYECTISTA

NOMBRE Y APELLIDOS:	ANTONIO MORENO SANCHEZ
DNI/NIF/CIF	05921420R
COLEGIO:	IO OFICIAL DE GRADUADOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRALES DE CIUDAI
Nº COLEGIADO:	1327

Nº DE LÍNEAS:	1	SOLICITA DECLARACIÓN DE UTILIDAD PÚBLICA	SI
Nº DE CENTROS:	1	INCLUYE INSTALACIONES DE TRANSPORTE SECUNDARIO	NO
SISTEMA COORDENADAS UTM:	ETRS89	PLAZO SOLICITADO PARA LA EJECUCIÓN (EXPRESADO EN MESES):	12

Contacto para Gestión: Tfno. e-Mail

	ORGANISMOS AFECTADOS:	Identificación Complementaria O.A.
1	COMUNIDAD DE MADRID	Consejería de Agricultura y Medio Ambiente
2	ADMINISTRACIÓN GENERAL DEL ESTADO	Subdirección General de Minas y Seguridad Industrial
3	AYUNTAMIENTOS	Moraleja de En medio y Griñon
4	I-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES	Conexión a su red y paralelismo de línea aérea con línea MT
5	COMUNIDAD DE MADRID	Consejería de Transportes e Infraestructuras
6	CUENCA HIDROGRÁFICA	Cuenca Hidrográfica del Tajo
7	ADIF	Cruzamiento con línea de ferrocarril
8		

Desmontajes de Líneas Aéreas

Longitud a desmontar. metros.
Nº apoyos a desmontar apoyos.

Visado voluntario del Colegio Oficial de Ingenieros
Colegio:
Fecha:
Número:

Recibo Pago de Tasas DGIEM
Ref.:
Importe: euros.

Firma del proyectista:

v5.0

CENTRO Nº.:		*	CT1
COORDENADAS UTM	X:	*	426.016
SISTEMA COORD.: ETRS89	Y:	*	4.454.347
ACTUACIÓN:		*	NUEVO
Nº TRANSFORMADORES INSTALADOS		*	1
POTENCIA (kVA)	En transformadores instalados	*	1X4000
	Máxima admisible en el Centro:	*	4.000
PROTECCIONES (AT):		*	INTERRUPTOR AUTOMATICO
TIPO DE CENTRO:		*	RIOR, DE MANIOBRA INTERIOR
SITUACIÓN/ENVOLVENTE:		*	REFABRICADO DE SUPERFICIE
SERVICIO / FUNCIÓN:		*	ACIÓN,PROTECCIÓN Y MEDIDA
Nº LINEAS ENTRADA/SALIDA AT:		*	1
ALIMENTA-CIÓN:	Tipo de acometida	*	SUBTERRÁNEA
	Tipo de conductor		HEPRZ1 12/20 kV 240 mm2 Al
	Longitud (m)		2362
TENSIÓN DE SERVICIO (kV):		*	15
RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN:		*	15kV / 800V
BAJA TENSIÓN:	Nº de líneas instaladas	*	13
	Tipo de conductor	*	RV 0,6/1 kV 240/185 mm2 Al

HOJA DE DETALLE DE LÍNEAS

IMPRIMIR DATOS LÍNEAS

UTILIZAR EL BOTÓN A
necesarias, según el núr

Obtener coordenadas UTM: http://gestiona.madrid.org/nomecalles/			Chequeo datos:
			Nº de datos omitidos:
*** Dato obligatorio**			**0**
v5.0	**LÍNEA Nº**	*	**LE**
ORIGEN DE LÍNEA	**SITUACIÓN:**	*	**Centro de Transformación,Protección, Medida y Control (CTPMC))**
COORDENADAS UTM (HUSO 30)	**X**	*	**426.016**
SISTEMA ETRS89	**Y**	*	**4.454.347**
FINAL DE LÍNEA	**SITUACIÓN:**	*	**Centro de Seccionamiento (CS)**
COORDENADAS UTM (HUSO 30)	**X**	*	**427.497**
SISTEMA ETRS89	**Y**	*	**4.452.770**
CENTROS QUE INTERCONECTA:		*	**CTPMC-CS**
ACTUACIÓN:		*	**NUEVA**
TIPO LÍNEA:		*	**SUBTERRÁNEA**
LONGITUD TOTAL (m):		*	**2362**
Longitud tramo subterráneo			**2.362**
Longitud tramo aéreo			
TENSION DE SERVICIO (kV):		*	**15**
Nº DE CIRCUITOS:		*	**1**
TIPO CONDUCTOR:	Subterráneo	*	**HEPRZ1 12/20 kV 240 mm2 Al**
	Aéreo		

Preparado para:

MAGALE INVESTMENTS, S.L.

Versión	Nombre	Fecha	Realizado	Revisado	Aprobado
00	**Emisión inicial**	**08/09/2023**	**J.C.R.**	**R.C.C.**	**A.M.S.**

LISTADO DE DOCUMENTOS

- **MEMORIA DESCRIPTIVA**

- **ANEXOS**
  - **ANEXO I. SIMULACIÓN DE PRODUCCIÓN**
  - **ANEXO II. CÁLCULOS SECCIÓN DE CONDUCTORES CC Y CA**
  - **ANEXO III. PUESTA A TIERRA**
  - **ANEXO IV. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN, PROTECCIÓN, MEDIDA Y CONTROL (CTPMC)**
  - **ANEXO V. LÍNEA DE EVACUACIÓN**
  - **ANEXO VI. CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS**
  - **ANEXO VII. SISTEMA DE VIGILANCIA**
  - **ANEXO VIII. MONITORIZACIÓN Y CONTROL**
  - **ANEXO IX. RBDA**
  - **ANEXO X. JUSTIFICACIÓN URBANÍSTICA**
  - **ANEXO XI. ESTUDIO GESTIÓN DE RESIDUOS**
  - **ANEXO XII. PLAN DE EJECUCIÓN**
- **PLANOS**

- **PLIEGO DE CONDICIONES**

- **PRESUPUESTO**

- **ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD**

Preparado para:

MAGALE INVESTMENTS, S.L.

MEMORIA DESCRIPTIVA

PROYECTO DE EJECUCIÓN
PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED
PF LAS ARROYADAS

MORALEJA DE ENMEDIO
MADRID

SEPTIEMBRE 2023

MAGALE INVESTMENTS, S.L.

Versión	Nombre	Fecha	Realizado	Revisado	Aprobado
00	**Emisión inicial**	**08/09/2023**	**J.C.R.**	**R.C.C.**	**A.M.S.**

ÍNDICE

1 PETICIONARIO Y TITULAR 9

2 ANTECEDENTES 10

3 OBJETO Y ALCANCE 11

4 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO 12

5 EMPRESA REDACTORA DEL PROYECTO. 14

6 NORMATIVA LEGAL. 15

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS 15
SISTEMA ELÉCTRICO 16
CABLE ELÉCTRICO 16
DISPOSITIVOS ELÉCTRICOS BAJA TENSIÓN 17
DISPOSITIVOS ELÉCTRICOS ALTA TENSIÓN 17
MEDIDA DE ENERGÍA 17
TRANSFORMADORES 17
CONECTORES 18
INVERSORES 18
SISTEMA DE CONTROL, COMUNICACIONES Y MONITORIZACIÓN 18
ESTRUCTURA 19
MONITORIZACIÓN DEL RENDIMIENTO DE LA CENTRAL 19
PROTECCIONES 19
SISTEMAS DE CALIDAD Y MEDIOAMBIENTAL 19
CÓDIGOS ELÉCTRICOS 21
CONSTRUCCIÓN Y OBRAS CIVILES 21
SEGURIDAD Y SALUD 22
NORMAS PARTICULARES DE LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA. 22
OTRAS NORMATIVAS 23

7 RESUMEN EJECUTIVO 24

8 EMPLAZAMIENTO. 25

8.1 UBICACIÓN 25
8.2 COORDENADAS 27
8.3 ACCESOS 30

9 RELACIÓN DE BIENES Y DERECHOS AFECTADOS (RBDA) 31

10 SERVIDUMBRES 32

11 JUSTIFICACIÓN URBANÍSTICA 34

12 VIDA ÚTIL. 35

13 ORGANISMOS AFECTADOS. 36

14 EVALUACIÓN DEL RECURSO SOLAR Y ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA 37

15 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN. 39

15.1 CONFIGURACIÓN Y POTENCIA 42

16 INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS 43

17 SOMBRAS Y DISTANCIA ENTRE MÓDULOS 44

18 CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS A INSTALAR 45

18.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS 45
18.2 INVERSOR 50
18.2.1 GENERALIDADES. 50
18.2.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS. 54
18.3 ESTRUCTURA DE SOPORTE. 55
18.3.1 ESTRUCTURA. 55
18.3.2 MONTAJE ESTRUCTURA 57

19 INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN 58

19.1 CABLEADO 58
19.1.1 CABLEADO DC. 59
19.1.2 CABLEADO AC 60
19.2 PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN BAJA TENSIÓN 60
19.2.1 CUADRO DE ALTERNA. 62
19.2.2 AISLAMIENTO GALVÁNICO 63
19.2.3 ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA 63
19.2.4 VARIACIONES DE TENSIÓN Y FRECUENCIA EN LA RED 63
19.2.5 MÍNIMA Y MÁXIMA TENSIÓN 63
19.2.6 MÍNIMA Y MÁXIMA FRECUENCIA 63
19.2.7 CONTRA FUNCIONAMIENTO EN ISLA 63
19.3 SISTEMA DC/AC. 64
19.4 SERVICIOS AUXILIARES 66
19.5 RED DE PUESTA A TIERRA 67
19.6 CANALIZACIONES 68

20 INSTALACIÓN ELÉCTRICA MEDIA TENSIÓN. 70

20.1 LÍNEAS INTERNAS DE MEDIA TENSIÓN 70
20.2 CABLEADO. 71
20.3 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN, PROTECCIÓN, MEDIDA Y CONTROL(CT) 73
20.3.1 EQUIPAMIENTO. 73
20.3.2 DESCRIPCIÓN DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN, PROTECCIÓN, MEDIDA Y CONTROL. 75
20.3.3 TRANSFORMADOR. 77
20.3.4 PROTECCIONES 77
20.4 MEDIDA. 78
20.5 LÍNEA DE EVACUACIÓN E INTERCONEXIÓN 81

21 PUNTO DE CONEXIÓN A RED. 84

22 OBRA CIVIL 97

22.1 ACONDICIONAMIENTO DEL TERRENO 97
22.2 MOVIMIENTO DE TIERRAS 98
22.3 ACCESOS Y VIALES INTERNOS 99
22.4 ZANJAS PARA CABLES 100
22.4.1 PERFORACIÓN HORIZONTAL DIRIGIDA (PHD) 101
22.5 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN, PROTECCION, MEDIDA Y CONTROL (CIMENTACIÓN) 103
22.6 VALLADO PERIMETRAL 103

23 AFECCIONES. CRUZAMIENTOS Y PARALELISMOS 105

24 SISTEMA DE MONITORIZACIÓN. 109

24.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA. 109
24.1.2 INFRAESTRUCTURAS DE COMUNICACIONES. 110
24.1.3 SISTEMA SCADA. 111

25 SISTEMA DE SEGURIDAD. 112

26 ESTACIÓN METEOROLÓGICA. 113

27 OPERACIÓN DE LA PLANTA 114

28 MANTENIMIENTO 115

28.1 MANTENIMIENTO PREVENTIVO 115
28.2 MANTENIMIENTO CORRECTIVO 118

29 PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS 120

30 ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS DURANTE LA CONSTRUCCIÓN 122

31 EVALUACIÓN AMBIENTAL DEL PROYECTO 123

32 ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD 124

33 PRESUPUESTO DE LAS INSTALACIONES PROYECTADAS 125

34 PLAZO DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO 126

35 CONCLUSIONES. 127

1 PETICIONARIO Y TITULAR

El presente proyecto se redacta a petición del titular de las instalaciones proyectadas:

Nombre de la Sociedad: **MAGALE INVESTMENTS, S.L.**
CIF: **B88445408**
Domicilio social: **Av. de Bruselas, 31, 28108 Alcobendas, Madrid**
Contacto: Ana Collado Martínez-Azua Telf.: 617079300 email: tramitacion@nexer.es

2 ANTECEDENTES

La compañía MAGALE INVESTMENTS, S.L. está interesada en la promoción de un parque solar fotovoltaico en las inmediaciones del municipio de MORALEJA DE ENMEDIO (MADRID) y de su consecuente infraestructura eléctrica de interconexión a la red de distribución en el municipio de GRIÑÓN (MADRID) donde se encuentra el punto de concesión. MAGALE INVESTMENTS, S.L. ha obtenido la concesión de un punto de conexión a la red de distribución de i-DE REDES ELECTRICAS INTELIGENTES S.A.U. para una Planta Solar fotovoltaica de 4,007 MWn.

i-DE REDES ELECTRICAS INTELIGENTES S.A.U. concede según referencia EXP-28-9042322050 con fecha 26/04/2023, el acceso y conexión de la planta fotovoltaica con una potencia concedida de 4007 kW a través de la línea 14 – CASCOBAL de 15 kV de la STR GRIÑON (15 kV), en el tramo de línea subterránea comprendido entre el CT PAZ-GRIÑON (31106010) y GRAN ABOLENGO-GRI CS (31188380), siendo necesario la instalación de un centro de seccionamiento telemandado en dicha línea mediante una entrada/salida, con código de identificador único 7860891.

Existirán dos proyectos diferenciados, uno perteneciente a la planta solar fotovoltaica “PF LAS ARROYADAS” (el presente proyecto) y otro correspondiente a su infraestructura de interconexión (correspondiente con el Centro de Seccionamiento, línea de interconexión desde el Centro de Seccionamiento hasta el punto de concesión y su correspondiente infraestructura).

El proyecto de la planta conformará todo lo relativo a la propia planta desde los módulos generadores hasta el Centro de Seccionamiento, incluyendo la línea de evacuación entre el Centro de Transformación, Protección, Medida y Control y el Centro de Seccionamiento.

El proyecto de interconexión de la planta solar fotovoltaica englobará lo perteneciente a la infraestructura de interconexión, desde el Centro de Seccionamiento al cual se conectará la planta hasta el punto de conexión concedido por I-DE REDES ELECTRICAS INTELIGENTES S.A.U.

En las mencionadas condiciones técnicas de conexión se indica la infraestructura eléctrica de interconexión necesaria, así como qué parte de esa infraestructura será de futura cesión a la compañía eléctrica y qué parte quedará en propiedad de la empresa promotora.

3 OBJETO Y ALCANCE

El presente documento se redacta con la finalidad de obtener la necesaria Autorización Administrativa Previa y de Construcción y Aprobación de Proyecto, así como la posterior Licencia de Obras y Licencia de Actividad. Para ello se tendrá en cuenta la normativa Estatal, Autonómica y Municipal vigente en la fecha de redacción de este documento. Y se podrá emplear para solicitar cualesquiera otros permisos, licencias y autorizaciones requeridas para su legalización.

El alcance de este documento comprende la descripción técnica del proyecto de la instalación fotovoltaica necesaria para su tramitación y obtención de los permisos necesarios. Se describe la instalación y equipos del campo fotovoltaica, de la interconexión con el punto de consumos y se indica la previsión para una futura instalación de almacenamiento por baterías.

4 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Este proyecto tiene como objeto la generación o producción de energía eléctrica para, a partir de su conexión a la red de distribución, posibilitar su comercialización en el mercado mayorista.

La inyección de la electricidad generada con una instalación solar fotovoltaica a la red eléctrica, entraña un beneficio económico para el propietario de la planta y a la vez, un beneficio medioambiental para la población, al colaborar en la generación eléctrica con energías renovables no contaminantes.

La energía solar fotovoltaica es una de las fuentes de energía renovable más extendidas actualmente, con una tecnología que, si bien ya ha sido consolidada con miles de GW de potencia instalada en todo el mundo, sigue siendo objeto de innovación y mejoras continuas.

Como fuente de energía renovable, las instalaciones de producción de energía fotovoltaica contribuyen de manera activa a alcanzar diversos objetivos a distintos niveles.

En el ámbito global, favorecen la consecución varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) marcados por las Naciones Unidas. Los ODS están conformados por 17 objetivos y 169 metas propuestos para mejorar en diferentes aspectos globales como son el cambio climático, la desigualdad económica, la innovación, el consumo sostenible, la paz y la justicia, entre otras prioridades. En concreto, las energías renovables, como la solar fotovoltaica, quedarían enmarcadas dentro de los siguientes ODS:

- Nº7 Asegurar el acceso a energías asequibles, fiables, sostenibles y modernas para todos.
- Nº9 Desarrollar infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sostenible, y fomentar la innovación.
- Nº12 Garantizar las pautas de consumo y de producción sostenibles.
- Nº13 Tomar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.

En sintonía con estos ODS, la Unión Europea tiene sus propios objetivos y metas políticas para toda la UE en materia de clima y energía para la presente década. Los objetivos clave para 2030 son:

- Al menos un 40% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990.
- Al menos un 32% de cuota de energías renovables.
- Al menos un 32,5% de mejora de la eficiencia energética.

Este marco fue adoptado por el Consejo Europeo en octubre de 2014 y revisado al alza en 2018, y está contemplado revisar al alza el objetivo del 32% de cuota de energías renovables a más tardar en 2023.

Los Estados miembros tienen la obligación de adoptar planes nacionales integrados de energía y clima para el período 2021-2030. En el caso español, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, define los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, de penetración de energías renovables y de eficiencia energética. Determina las líneas de actuación y la senda que, según los modelos utilizados, es la más adecuada y eficiente, maximizando las oportunidades y beneficios para la economía, el empleo, la salud y el medio ambiente; minimizando los costes y respetando las necesidades de adecuación a los sectores más intensivos en CO2.

Los objetivos marcados por el PNIEC son los siguientes:

- 21% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el consumo total de energía final, para toda la UE.
- 39,6% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% renovable en la generación eléctrica.

Para el año 2050 el objetivo es alcanzar la neutralidad climática con la reducción de al menos un 90% de nuestras emisiones de GEI y en coherencia con la Estrategia Europea. Además de alcanzar un sistema eléctrico 100% renovable en 2050.

Siguiendo con las políticas marcadas por la Unión Europea de diversificación energética y reducción de emisiones, las diferentes administraciones autonómicas han apostado con seguridad por la instalación de energía solar en su territorio, de acuerdo con unos criterios de sostenibilidad ambiental, desarrollo económico y marco legislativo adecuado.

Se adjunta como Anexo al proyecto, la documentación en la que la compañía distribuidora concede el punto de conexión para la potencia de la planta fotovoltaica que en este proyecto se describe.

5 EMPRESA REDACTORA DEL PROYECTO.

La empresa responsable de la redacción del presente proyecto es:

RENERIX SOLAR, SL
B13635107
Malagón, 10
13005 Ciudad Real

El autor del proyecto es D. Antonio Moreno Sanchez, colegiado nº 1.327, del Colegio Oficial de Graduados e Ingenieros Técnicos Industriales de Ciudad Real.

6 NORMATIVA LEGAL.

Salvo donde se indique de otra forma en este documento, el diseño, la construcción, ensayos, instalación y puesta en servicio de equipos estarán de acuerdo con los requerimientos exigidos en la última edición de los Códigos, Normas y Reglamentos vigentes de aplicación.

Módulos fotovoltaicos

- IEC 61215 Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- IEC 60891 Dispositivos fotovoltaicos. Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos.
- IEC 60904 Dispositivos fotovoltaicos:
    - Parte 1: Medida de la característica corriente-tensión de dispositivos fotovoltaicos;
    - Parte 2: Requisitos de dispositivos solares de referencia;
    - Parte 3: Fundamentos de medida de dispositivos solares fotovoltaicos (FV) de uso terrestre con datos de irradiación espectral de referencia;
    - Parte 4: Dispositivos solares de referencia. Procedimientos para establecer la trazabilidad de calibración;
    - Parte 5: Determinación de la temperatura equivalente de la célula (TCE) de dispositivos fotovoltaicos (FV) por el método de la tensión de circuito abierto.
    - Parte 6: Requisitos para los módulos solares de referencia.
    - Parte 7: Cálculo de la corrección por desacople espectral para medidas de dispositivos fotovoltaicos.
    - Parte 8: Medida de la respuesta espectral de un dispositivo fotovoltaico (FV).
    - Parte 9: Requisitos de funcionamiento para simuladores solares.
    - Parte 10: Métodos de medida de la linealidad.
- IEC 61829 Campos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino. Medida en el sitio de características I-V.
- IEC 61277, Sistemas fotovoltaicos (FV) terrestres generadores de potencia. Generalidades y guía.
- IEC 61345, Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos (FV)
- IEC 61730, Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV):
- Parte 1: Requisitos de construcción.
- Parte 2: Requisitos para ensayos.
- IEC 61701, Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos (FV).
- IEC 62716, Módulos fotovoltaicos (FV). Ensayo de corrosión por amoníaco.
- IEC 61727: Sistemas fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.
- IEC 62548: Paneles fotovoltaicos (FV) – Requisitos de diseño
- EN50521: Conectores para sistemas fotovoltaicos
- IEC 60068 Ensayos ambientales. Parte 2: Ensayos. Ensayo L: Polvo y arena.
- IEC 60364-4-41 Instalaciones eléctricas de baja tensión. Protección para garantizar la

seguridad. Protección contra los choques eléctricos.
- IEC 62804: 2014 - Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 1: Requisitos de construcción.

Sistema eléctrico

- IEEE 1547 Estándar para la Interconexión de Recursos Distribuidos con Sistemas de Energía Eléctrica.
- IEEE C 37.2 Números de función, acrónimos y designaciones de contactos del dispositivo del sistema de energía eléctrica
- IEC 60364 Instalaciones eléctricas de baja tensión.
- IEC 61936-1:2012 Instalaciones eléctricas de tensión nominal superior a 1 kV en corriente alterna
- IEC 62446, Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- IEC 62305-2 y IEC 62350-3 Estándar para la protección contra descargas atmosféricas.
- UNE-EN 60865-1: Corrientes de cortocircuito.

Cable eléctrico

- IEC 60228 Conductores de cables aislados
- IEC 60331- Pruebas para cables eléctricos en caso de incendio
- IEC 60332 Pruebas para cables eléctricos y de fibra óptica en caso de incendio
- IEC 60502 Cables de alimentación con aislamiento extruido y sus accesorios desde 1 kV a 30 kV
- IEC 60840 Cables de alimentación con aislamiento extruido y sus accesorios de 30 kV a 150 kV
- IEC 60702 Cables con aislamiento mineral y sus terminaciones de hasta 750 V
- IEC 60754 Ensayo de los gases desprendidos durante la combustión de materiales procedentes de los cables
- IEC 50262 Prensaestopas para instalaciones eléctricas
- IEC 60068-2-78 Ensayos ambientales. Parte 2-78: Ensayos. Ensayo Cab: Calor húmedo, ensayo continuo.
- IEC 60811 Cables eléctricos y de fibra óptica. Métodos de ensayo para materiales no metálicos. Parte 201: Ensayos generales. Medición del espesor de aislamiento.
- EN 60332-1-2 Tests on electric and optical fiber cables under fire conditions - Part 1-2: Test for vertical flame propagation for a single insulated wire or cable - Procedure for 1 kW pre- mixed flame.
- IEC 60695-7-2:2011: Fire hazard testing - Part 7-2: Toxicity of fire effluent - Summary and relevance of test methods

Dispositivos eléctricos baja tensión

- IEC 60947 Aparamenta de baja tensión
- IEC 61439 Conjuntos de aparamenta de baja tensión
- UNE-EN 50102 Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK)
- IEC 60529 Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).
- IEC 60898 Accesorios eléctricos. Interruptores automáticos para instalaciones domésticas y análogas para la protección contra sobreintensidades.
- IEC 60269 Fusibles de baja tensión
- IEC 62790 Cajas de conexión para módulos fotovoltaicos. Requisitos de seguridad y ensayos.

Dispositivos eléctricos alta tensión

- IEC 62271- Dispositivos eléctricos de alta tensión
  - Parte 1: Especificaciones comunes.
  - Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna.
  - Parte 102: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.
  - Parte 200: Dispositivos eléctricos bajo envolvente metálica de corriente alterna para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.
- IEC 60694 Estipulaciones comunes para la aparamenta de alta tensión
- IEC 60420 Combinados interruptor-fusibles de corriente alterna para alta tensión.
- IEC 60282-2 Fusibles de Alta tensión
- IEC 60255 Relés de medida y equipos de protección
- IEC 60298 Aparamenta bajo envolvente metálica para corriente alterna de tensiones asignadas superiores a 1 kV inferiores o iguales a 52
- IEC 60265 Interruptores de alta tensión.
  - Parte 1: Interruptores para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores a 52 kV.
- IEC 60815: (Serie completa: partes 1, 2 y 3): Selección y dimensionamiento de los aisladores de A.T para uso en las condiciones de contaminación.

Medida de energía

- IEC 62053 Equipos de medida de la energía eléctrica (ca). Requisitos particulares.
- IEC 60051-1 Instrumentos de medida eléctricos con indicación analógica por acción directa y sus accesorios. Parte 1: Definiciones y requisitos generales comunes a todas las partes.
- IEC 61036 Contadores estáticos de energía activa para corriente alterna (clase 1 y 2).

Transformadores

- IEC 60076 Transformadores de potencia.
- IEC 60044-1 Transformadores de medida. Parte 1: Transformadores de intensidad
- IEC 60044-2 Transformadores de medida. Parte 2: Transformadores de tensión inductivos.
- IEC 61378-1 Transformadores de convertidor.

Conectores

- IEC 60309 Tomas de corriente para usos industriales. Parte 1: Requisitos generales.
- IEC 62852 Conectores para aplicaciones de corriente continua en sistemas fotovoltaicos. Requisitos de seguridad y ensayos.

Inversores

- IEC 62109: Seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaicos.
- IEC 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.
- IEC 61683 Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62093, Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales
- IEC 61000-5-2, Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 5: Guías de instalación y atenuación. Sección 2: Puesta a tierra y cableado.
- IEC/EN 62894 Photovoltaic inverters - Data sheet and name plate
- IEC/EN 60146-2 Semiconductor converters
- IEC/EN 61727 Sistemas fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.
- IEC/EN 62109 Seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaicos
- IEC/EN 61000 Compatibilidad electromagnética (CEM)
- IEC 62477- Requisitos de seguridad para sistemas y equipos de conversión de potencia de semiconductores.
- UNE-EN 50530:2011 Rendimiento global de los inversores fotovoltaicos.

Sistema de control, comunicaciones y monitorización

- IEC 61850 V2, Sistemas y redes de comunicación para automatización de sistemas de potencia.
- IEC 60870, Equipos y sistemas de telecontrol.
- IEC 60801 Compatibilidad electromagnética para los equipos de medida y de control de los procesos industriales.
- IEC 61850: 2016 Sistemas y Redes de Comunicación para automatización de Sistemas de Potencia – Todas las partes.
- IEC/EN 61724 Monitorización de sistemas fotovoltaicos - Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis

Estructura

- UNE-EN 10025 Productos laminados en caliente de aceros para estructuras
- ISO 1461:2009 Recubrimientos de galvanización en caliente sobre piezas de hierro y acero. Especificaciones y métodos de ensayo.
- ISO 14713 Directrices y recomendaciones para la protección frente a la corrosión de las estructuras de hierro y acero. Recubrimientos de cinc.

Monitorización del rendimiento de la Central

- IEC 61724, Monitoreo de sistemas fotovoltaicos - Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis
- IEC 61683, Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- ISO 9847- BS 7621, Energía solar - calibración de piranómetros de campo por comparación con un piranómetro de referencia
- ISO 9060, Energía solar - especificación y clasificación de los instrumentos para medir la radiación solar directa y solar semiesférica
- ISO/TR 9901, Piranómetros de campo-recomendación para el uso práctico
- IEC 61725, Expresión analítica para los perfiles solares diarios.
- IEC 60904 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de dispositivos solares de referencia.

Protecciones

- IEC/TR 60755, Requisitos generales de dispositivos de protección operados por corriente residual.
- IEC 60947-2, Dispositivos eléctricos de baja tensión. Parte 2: Interruptores automáticos.
- IEC 60947-3, Dispositivos eléctricos de baja tensión. Parte 3: Interruptores, seccionadores, interruptores-seccionadores y combinados fusibles.
- IEC 60998-1, Dispositivos de conexión para circuitos de baja tensión para usos domésticos y análogos. Parte 1: Requisitos generales.
- IEC 61439-1, Conjuntos de dispositivos eléctricos de baja tensión. Parte 1: Reglas generales.
- IEC 61557, Seguridad eléctrica en redes de distribución de baja tensión hasta 1 000 V c.a. y 1 500 V c.c. Equipos para ensayo, medida o vigilancia de las medidas de protección.
- IEC 61643-11, Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias de baja tensión. Parte 11: Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias conectados a sistemas eléctricos de baja tensión. Requisitos y métodos de ensayo.

Sistemas de calidad y medioambiental

- ISO 9001-Sistemas de gestión de la calidad
- ISO 14001- Sistemas de gestión ambiental.
- ISO 10005:1995-Quality management-Guidelines for quality plans

- ISO 10006:1997-Quality management-Guidelines for quality in project management
- ISO 10007:1995-Quality management-Guidelines for configuration management
- ISO 10011-1:1990-Guidelines for auditing quality systems-Part 1
- ISO 10011-2:1991-Guidelines for auditing quality systems-Part 2: Qualification criteria for quality system auditors
- ISO 10011-3-:1991-Guidelines for auditing quality systems-Part 3: Management of audit programs
- Normas y certificaciones requeridas para las instalaciones de fabricación de los módulos fotovoltaicos
    - ISO 9001:2015 - Quality management systems – Requirements.
    - ISO 14001:2015 - Environmental management systems – Requirements.
    - BS OHSAS 18001 - Occupational Health and Safety Management.
    - IEC 62759-1 - Photovoltaic (PV) modules - Transportation testing - Part 1: Transportation and shipping of module package units.
    - [IEC TS 62941:2016 - Guideline for increased confidence in PV module design qualification and type approval.]
- Normas y certificaciones requeridas para las inspecciones y pruebas de control de calidad y control de calidad de los módulos fotovoltaicos
    - IEC 60891. Procedures for temperature and irradiance correctives to measured I-V characteristics of crystalline silicon photovoltaic devices.
    - IEC 60904-1, Photovoltaic devices. Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics.
    - IEC 60904-2, Photovoltaic devices. Part 2: Requirements for reference solar cells.
    - IEC 60904-3, Photovoltaic devices. Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data.
    - IEC 60904-4, Photovoltaic devices - Part 4: Reference solar devices - Procedures for establishing calibration traceability.
    - IEC 60904-5, Photovoltaic devices - Part 5: Determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit voltage method.
    - IEC 60904-6, Photovoltaic devices - Part 6: Requirements references solar modules.
    - IEC 60904-7, Photovoltaic devices - Part 7: Computation of spectral mismatch error introduced in the testing of a photovoltaic device.
    - IEC 60904-8, Photovoltaic devices - Part 8: Measurement of spectral response of a photovoltaic (PV) device.
    - IEC 60904–9 - Solar simulator performance requirements.
    - IEC 60904-10, Photovoltaic devices - Part 10: Methods of linearity measurement.
    - ISTA (International Safe Transit Association)
    - ISO 2859-1: 1999 - Sampling procedures for inspection by attributes.
    - ISO/IEC 17025: 2005. General requirements for the competence of testing and calibration laboratories.
    - UL 1703.

Códigos eléctricos

- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (RD 842/2002) e instrucciones técnicas complementarias
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (RD 337/2014)
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias (RD 223/2008).
- Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico (RD 1110/2007).
- Procedimientos de operación de REE
- Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica, UNE 211435:2007
- IEC 60502 y UNE 21.123/1.

Construcción y obras civiles

- Código Técnico de la Edificación (CTE) de marzo 2006.
  - CTE DB-SE Código Técnico de la Edificación. Seguridad Estructural.
  - CTE DB-SE AE Código Técnico de la Edificación. Seguridad Estructural. Acciones en la Edificación.
  - CTE DB-SE C Código Técnico de la Edificación. Seguridad Estructural. Cimientos.
  - CTE DB-SE A Código Técnico de la Edificación. Seguridad Estructural. Acero.
  - CTE DB-SE F Código Técnico de la Edificación. Seguridad Estructural. Fábrica.
  - CTE DB-SI Código Técnico de la Edificación. Seguridad en caso de Incendio.
  - CTE DB-SUA Código Técnico de la Edificación. Seguridad en caso de Utilización y Accesibilidad.
  - CTE DB-HS Código Técnico de la Edificación. Salubridad.
  - CTE DB-HR Código Técnico de la Edificación. Protección frente el ruido.
  - CTE DB-HE Código Técnico de la Edificación. Ahorro de energía.
- Hormigón estructural EHE-08.(RD 1247/2008)
- NCSR-02. norma de construcción sismoresistente RD 997/2002
- Reglamento de seguridad contra incendio en los establecimientos industriales. R. D. 2267/2004
- Eurocódigo
  - EN 1990 Eurocódigo. Bases de diseño estructural.
  - EN 1991 Eurocódigo 1. Acciones en estructuras.
  - EN 1992 Eurocódigo 2. Proyecto de estructuras de hormigón.
  - EN 1993 Eurocódigo 3. Proyecto de estructuras de acero.
  - EN 1994 Eurocódigo 4. Proyecto de estructuras mixtas de hormigón y acero.
  - EN 1996 Eurocódigo 6. Proyecto de estructuras de fábrica.
  - EN 1998 Eurocódigo 8. Proyecto de estructuras sismorresistentes.

- ACI 318 Building Code Requirement for structural Concrete.
- ACI 360R Design of Slab-on-Grade.
- ACI 351.3R Foundation for Dynamic Equipment.
- 3.1-IC Instrucción de carreteras. Trazado.
- 5.2-IC Instrucción de carreteras. Drenaje superficial.
- 6.1-IC Instrucción de carreteras. Secciones de firme.
- 8.1-IC Instrucción de carreteras. Señalización vertical.
- 8.2-IC Instrucción de carreteras. Marcas viales.
- PG-3 Pliego de prescripciones generales técnicas para obras de carreteras y puentes.

Seguridad y salud

- Ley de Prevención de Riesgos Laborales (31/1995) y Reglamentos y documentos asociados.
- Reglamento de seguridad contra incendios en establecimientos industriales (RD 2267/2004).
- Disposiciones mínimas de seguridad en los lugares de trabajo (RD 486/1997).
- Disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico (RD 614/2001).
- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. (Real Decreto 3275/2972)

Normas particulares de la Compañía Distribuidora.

- MT 3.53.01. Especificaciones particulares de I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U. Requisitos Técnicos para Conexión de Instalaciones en Alta Tensión.
- MT 2.31.01 Especificaciones particulares de I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U. Proyecto Tipo Líneas Eléctricas Subterráneas hasta 20kV.
- NI 50.40.10_E04. Especificaciones particulares de I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U. Proyecto Tipo para la construcción de Centros de Seccionamiento en envolvente prefabricada y no prefabricada.
- NI 50.42.11_E05. Especificaciones particulares de I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U. Celdas de Alta Tensión bajo envolvente metálica hasta 36 kV, prefabricadas, con dieléctrico de SF6, para CT.
- MT 2.11.30 Especificaciones particulares de I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U. Proyecto Tipo para centro de seccionamiento para conexiones de instalaciones particulares.
- MT 2.11.33 Especificaciones particulares de I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U. manual técnico de instalación de diseño de puestas a tierra para centros de transformación, de tensión nominal ≤ 30 Kv.
- NI 50.20.41_E02. Especificaciones particulares de I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U. Arquetas prefabricadas de hormigón para canalizaciones subterráneas.

Otras Normativas

- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Condiciones y Ordenanzas Municipales impuestas por las entidades públicas afectadas.
- Ordenanzas, Regulaciones y Códigos Nacionales, Autonómicos y Locales, que sean de aplicación.

7 RESUMEN EJECUTIVO

El Parque Solar fotovoltaico tendrá una **Potencia Instalada de 3.900 kWn,** conforme a lo establecido en Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que modifica el art. 3 del R.D. 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, la potencia instalada aplicable en el caso de instalaciones de tecnología fotovoltaica es la menor entre la suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran la instalación y la potencia máxima del inversor, o inversores, que configuren la instalación. Y una **potencia pico de 5.070,00 kW.** La capacidad máxima (MW) estimativa como valor correspondiente a la potencia con la que se valora la capacidad de acceso y que se corresponde con el máximo valor de potencia activa producible por la instalación de acuerdo a la definición del Reglamento (UE) 631/2016 es de **3,90 MWn.**

La siguiente tabla recoge los datos principales de la Planta solar:

COORDENADAS GEOGRÁFICAS	
Provincia	Madrid
Longitud (X)	426220.39 m E
Latitud (Y)	4454269.47 m N
Huso	30
RESUMEN PLANTA FV	
Tipo de Instalación de generación de electricidad	b.1.1
Tecnología	Solar Fotovoltaica
Capacidad de Acceso Concedida	4.007 kW
Potencia Pico Total (DC) (paneles)	5.070,00 kWp
Potencia Nominal (AC) (inversores)	3.900 kW
No. total de paneles	7.800 ud
No. total de strings en paralelo	260 ud
No. Paneles en serie por string	30 ud
EQUIPOS PRINCIPALES	
Módulo Fotovoltaico	
Modelo	TRINA TSM-DEG21C.20 (Bifacial)
Potencia	650 W
Inversor	
Modelos	HUAWEI 330KTL-H1
Potencias (@40ºC)	300 kW
Estructura	
Tipo	Seguidor Monofila
Configuración	1Vx60 – 1Vx30

8 EMPLAZAMIENTO.

8.1 UBICACIÓN

La instalación se encuentra encuadrada en la parcela con R.C. 28089A00400108000OZ (polígono 4 parcela 108) perteneciente al Término Municipal de Moraleja de Enmedio, provincia de Madrid (España).

Las coordenadas ETRS89/UTM geográficas para el punto central de la planta fotovoltaica son:

X: 426220.39
Y: 4454269.47
Huso: 30

Este punto central se encuentra fuera de las parcelas correspondientes al vallado de la planta FV, concretamente en la parcela con R.C. 28089A0040005900000L.

Las instalaciones proyectadas se ubicarán en el término municipal de MORALEJA DE ENMEDIO (Madrid) (Planta fotovoltaica y línea de evacuación) y GRIÑÓN (Madrid), (Línea de evacuación, Centro de Seccionamiento y Línea de Interconexión), con las siguientes referencias catastrales:

Planta fotovoltaica (Área vallado)

PROVINCIA	MUNICIPIO	POL	PARCELA	REF.CATASTRAL	SUPERFICIE (m^2)	PLANTA (ÁREA VALLADO) (m^2)
Madrid	Moraleja de Enmedio	4	57	28089A00400057000OQ	18.739	17.789
Madrid	Moraleja de Enmedio	4	58	28089A00400058000OP	9.510	8.176
Madrid	Moraleja de Enmedio	4	59	28089A0040005900000L	13.919	13.836
Madrid	Moraleja de Enmedio	4	108	28089A00400108000OZ	53.043	52.176
Total Superficie Catastral y perímetro vallado					95.211	91.977

La superficie total catastral de las parcelas es de 9,52 Ha. El total de la **superficie ocupada por la central solar fotovoltaica (perímetro del vallado) es de 9,19 Ha**.

Línea de evacuación de media tensión (hasta el Centro de Seccionamiento):

PROVINCIA	MUNICIPIO	POL	PARCELA	REF.CATASTRAL	ID
Madrid	Moraleja de Enmedio	4	57	28089A004000570000OQ	-
Madrid	Moraleja de Enmedio	4	9005	28089A0040900500000S	CM MORALEJITA-ERMITA
Madrid	Moraleja de Enmedio	4	9007	28089A004090070000OU	AUTOPISTA M407
Madrid	Griñon	3	9001	28066A003090010000PU	CNO GRIÑON A MORALEJITA
Madrid	Griñon	3	9700	28066A003097000000PE	VEREDA
Madrid	Griñon	4	9702	28066A004097020000PD	VEREDA
Madrid	Griñon	-	-	-	Parcela Lado Oeste FC MADRID-VALENCIA (7326901VK2572N0001YS)
Madrid	Griñon	-	-	7326901VK2572N0001YS	FC MADRID-VALENCIA ALCANTARA 5 PPKK 26/963 AL 27/438
Madrid	Griñon	-	-	-	Parcela Lado Este FC MADRID-VALENCIA (7326901VK2572N0001YS)
Madrid	Griñon	-	-	7427201VK2572N0000BA	CL MOZART 15 Suelo
Madrid	Griñon	-	-	-	Calle de Mozart
Madrid	Griñon	-	-	-	Avenida Albeñiz

Para la elección del emplazamiento se han considerado los siguientes puntos:

- Debe existir en las proximidades una subestación o red eléctrica donde pueda concederse un punto de conexión para facilitar la evacuación de la energía generada.
- La parcela debe encontrarse cerca de viales o carreteras por el que puedan acceder a la instalación vehículos industriales.
- La orografía del terreno debe ser lo más regular posible a fin de evitar los movimientos de tierras y la generación de sombras sobre el campo fotovoltaico.
- La superficie de la parcela debe permitir la instalación de la potencia prevista, optimizando la distribución de los módulos fotovoltaicos y los elementos de la instalación.
- El impacto visual, se intenta que sea el menor posible.

8.2 COORDENADAS

Las coordenadas UTM de referencia y geográficas para los elementos principales del proyecto fotovoltaico están descritas en el plano *1035-GE-DRW-RNX-00-MAPA DE COORDENADAS* y son:

VALLADO PERIMETRAL:

VALLADO					
VERTICE	LADO	DIST.	ANGULO	ESTE (X)	NORTE (Y)
P1	P1 - P2	34.60	278°1'7"	426204.71	4454058.97
P2	P2 - P3	53.35	177°1'34"	426227.93	4454084.62
P3	P3 - P4	6.56	212°36'9"	426265.74	4454122.26
P4	P4 - P5	98.77	125°21'43"	426267.17	4454128.66
P5	P5 - P6	98.77	180°0'0"	426358.20	4454166.99
P6	P6 - P7	60.72	222°33'26"	426449.23	4454205.32
P7	P7 - P8	27.88	192°15'21"	426474.52	4454260.52
P8	P8 - P9	8.83	154°4'42"	426480.48	4454287.76
P9	P9 - P10	12.50	154°10'46"	426485.95	4454294.69
P10	P10 - P11	13.07	162°13'28"	426497.20	4454300.15
P11	P11 - P12	54.59	317°5'33"	426510.14	4454302.00
P12	P12 - P13	11.61	200°37'6"	426465.30	4454333.14
P13	P13 - P14	12.22	228°13'58"	426454.04	4454335.98
P14	P14 - P15	30.60	204°50'55"	426443.91	4454329.14
P15	P15 - P16	13.30	134°53'37"	426428.12	4454302.93
P16	P16 - P17	20.87	154°52'37"	426415.20	4454299.75
P17	P17 - P18	25.35	168°20'5"	426394.74	4454303.85
P18	P18 - P19	37.99	173°16'57"	426371.39	4454313.74
P19	P19 - P20	76.72	178°21'2"	426338.39	4454332.56
P20	P20 - P21	32.47	183°48'53"	426272.87	4454372.46
P21	P21 - P22	97.34	186°21'55"	426244.07	4454387.47
P22	P22 - P23	71.29	185°5'55"	426153.30	4454422.61
P23	P23 - P24	8.84	268°58'53"	426084.79	4454442.33
P24	P24 - P25	17.48	154°45'45"	426082.20	4454433.88
P25	P25 - P26	15.36	166°14'42"	426070.43	4454420.95
P26	P26 - P27	17.27	189°43'57"	426057.68	4454412.38
P27	P27 - P28	17.21	167°2'49"	426045.19	4454400.46
P28	P28 - P29	22.00	194°0'1"	426030.40	4454391.68
P29	P29 - P30	33.42	225°17'38"	426014.76	4454376.20
P30	P30 - P31	12.68	134°44'45"	426014.76	4454342.78
P31	P31 - P32	31.36	273°23'7"	426005.76	4454333.86
P32	P32 - P33	43.79	175°27'37"	426029.11	4454312.93
P33	P33 - P34	47.35	174°23'29"	426059.30	4454281.21
P34	P34 - P35	52.60	171°22'26"	426088.44	4454243.90
P35	P35 - P36	34.99	194°42'21"	426114.23	4454198.05
P36	P36 - P37	42.60	161°33'50"	426138.56	4454172.91
P37	P37 - P38	60.88	183°5'53"	426156.99	4454134.50
P38	P38 - P1	28.83	191°5'57"	426186.25	4454081.11

Area: 91977.56 m²
Area: 9.19775 ha
Perímetro: 1387.04 ml

Huso 30

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN, PROTECCIÓN, MEDIDA Y CONTROL (CTPMC):

VÉRTICE	ESTE (X)	NORTE (Y)
T1	426014.81	4454350.71
T2	426017.09	4454350.71
T3	426017.09	4454342.73
T4	426014.81	4454342.73

Huso 30

LÍNEA DE EVACUACIÓN (CTPMC-CS):

Centro de Transformación, protección, Medida y Control – Centro de Seccionamiento.

PTO	ESTE (X)	NORTE (Y)
L1	426015.95	4454342.68
L2	426015.95	4454326.57
L3	426047.14	4454297.75
L4	426090.11	4454245.01
L5	426115.78	4454199.43
L6	426140.12	4454174.19
L7	426158.82	4454135.31
L8	426193.44	4454063.50
L9	426268.96	4453982.35
L10	426369.79	4453858.90
L11	426453.22	4453787.58
L12	426545.92	4453732.28
L13	426566.56	4453709.72
L14	426640.02	4453681.91
L15	426640.28	4453683.91
L16	426761.18	4453637.58
L17	426850.61	4453587.30
L18	426913.58	4453530.04
L19	426968.27	4453455.29
L20	427025.92	4453362.98
L21	427116.99	4453223.42
L22	427176.00	4453117.84
L23	427225.11	4453041.26
L24	427260.12	4452964.43

Huso 30

PTO	ESTE (X)	NORTE (Y)
L25	427268.99	4452933.51
L26	427278.10	4452903.44
L27	427320.31	4452838.72
L28	427337.28	4452797.00
L29	427347.86	4452764.74
L30	427351.23	4452750.00
L31	427353.08	4452745.93
L32	427354.70	4452744.52
L33	427395.28	4452726.45
L34	427398.54	4452726.98
L35	427400.65	4452732.75
L36	427401.53	4452736.76
L37	427404.11	4452743.30
L38	427406.27	4452746.34
L39	427416.80	4452747.39
L40	427463.38	4452731.13
L41	427465.58	4452728.66
L42	427465.97	4452726.01
L43	427469.50	4452724.16
L44	427474.65	4452726.07
L45	427489.01	4452768.23
L46	427493.86	4452770.80
L47	427497.56	4452770.29
L48	427018.95	4453751.56

Huso 30

CENTRO DE SECCIONAMIENTO (CS):

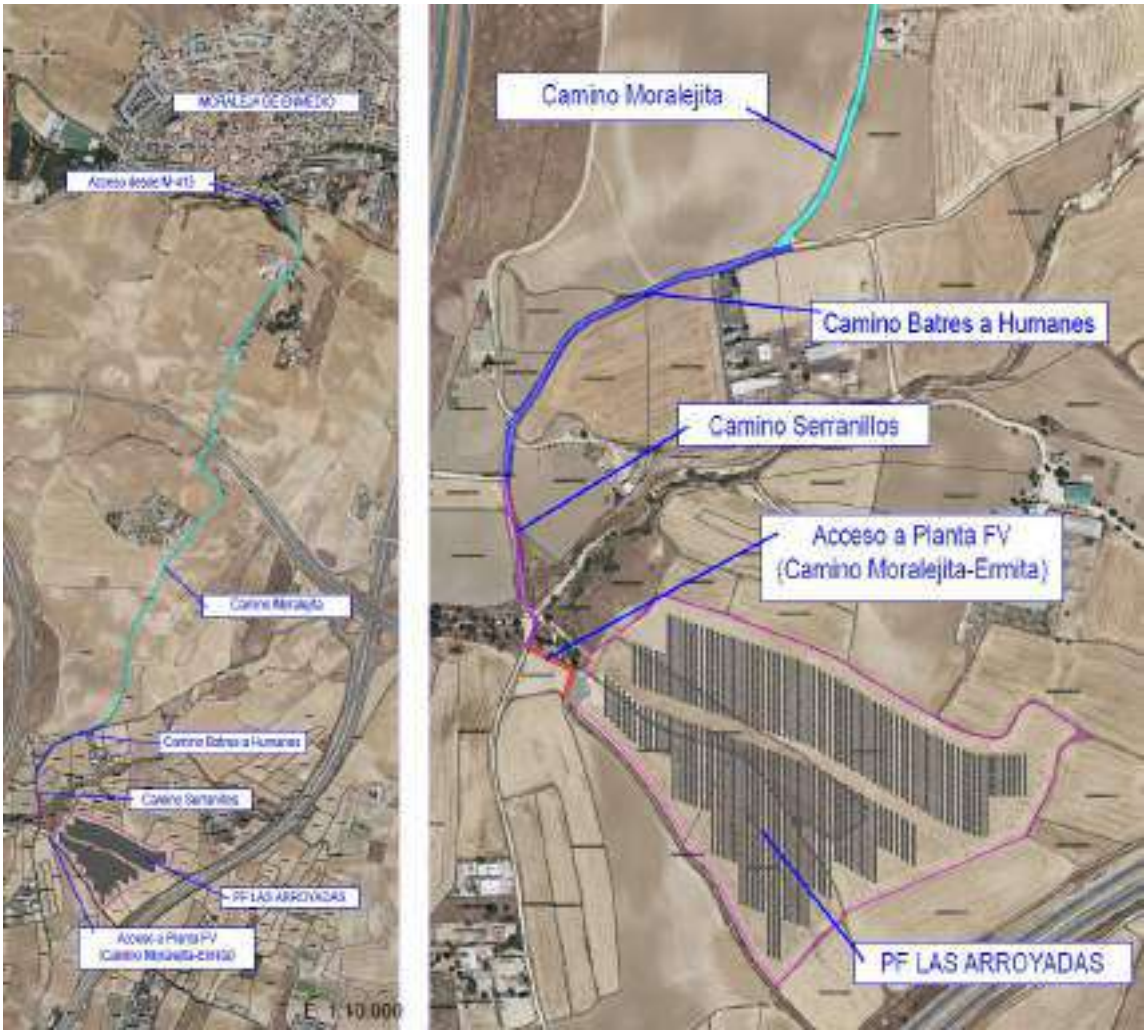
VÉRTICE	ESTE (X)	NORTE (Y)
S1	427496.87	4452771.27
S2	427498.80	4452770.07
S3	427498.12	4452768.90
S4	427496.15	4452770.10

Huso 30

8.3 ACCESOS

El acceso principal a la planta se realizará a través del camino público “Camino Moralejita-Ermita”, con referencia catastral 28089A0040900500000S.

El acceso hasta la planta fotovoltaica “PF Las Arroyadas” se accederá desde el municipio de Moraleja de En medio desde carretera M-413 a través de camino público “Camino Moralejita” con referencia catastral 28089A0070900200000U, camino público “Camino Batres a Humanes” con referencias catastrales 28089A0070900800000G y 28089A0060900900000O, camino público “Camino Serranillos” con referencia catastral 28089A0050900300000O y camino público “Camino Moralejita-Ermita” con referencia catastral 28089A0040900500000S.



Los bienes afectados por el acceso se encuentran reflejados en el apartado Relación de Bienes y Derechos Afectados.

9 RELACIÓN DE BIENES Y DERECHOS AFECTADOS (RBDA)

La Relación de Bienes y Derechos Afectados para el emplazamiento de la planta solar y el acceso según la Dirección General del Catastro se detalla en el *ANEXO. RELACIÓN DE BIENES Y DERECHOS AFECTADOS (RBDA).*

10 SERVIDUMBRES

A continuación, se indican las servidumbres necesarias para la construcción y operación de la planta fotovoltaica, detalladas gráficamente en el plano "*1040-GE-DRW-RNX-00-SERVIDUMBRES*".

Servidumbre de paso para Centro Transformación, Protección, Medida y Control.
Esta servidumbre establece el libre acceso al Centros de Transformación, Protección, Medida y Control desde el camino de acceso hasta su ubicación. La ubicación exacta del Centro de Protección, Medida y Control se encuentra en los planos anexos a este proyecto.

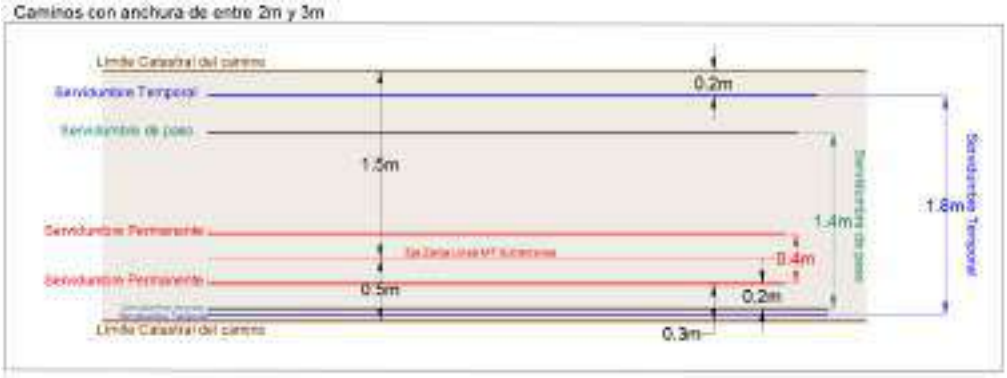
Servidumbre permanente para Líneas Subterráneas de Media Tensión.
La servidumbre permanente de las líneas subterráneas de media tensión (15kV) corresponderá con el total del ancho de la zanja o canalización de dichas líneas. Las dimensiones se indican en el plano *1125-CV-DRW-RNX-00-DETALLES ZANJAS*.

Servidumbre de paso subterráneo para Líneas Subterráneas de Media Tensión.
Según la ITC-LAT-06, apartado 5.1, los cables subterráneos enterrados directamente en el terreno deberán cumplir los requisitos señalados en el presente apartado y las condiciones que pudieran imponer otros órganos competentes de la Administración, como consecuencia de disposiciones legales, cuando sus instalaciones fueran afectadas por tendidos de cables subterráneos de A.T Conforme a lo establecido en el artículo 162 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, para las líneas subterráneas se prohíbe la plantación de árboles y construcción de edificios e instalaciones industriales en la franja definida por la zanja donde van alojados los conductores, incrementada a cada lado en una distancia mínima de seguridad igual a la mitad de la anchura de la canalización.

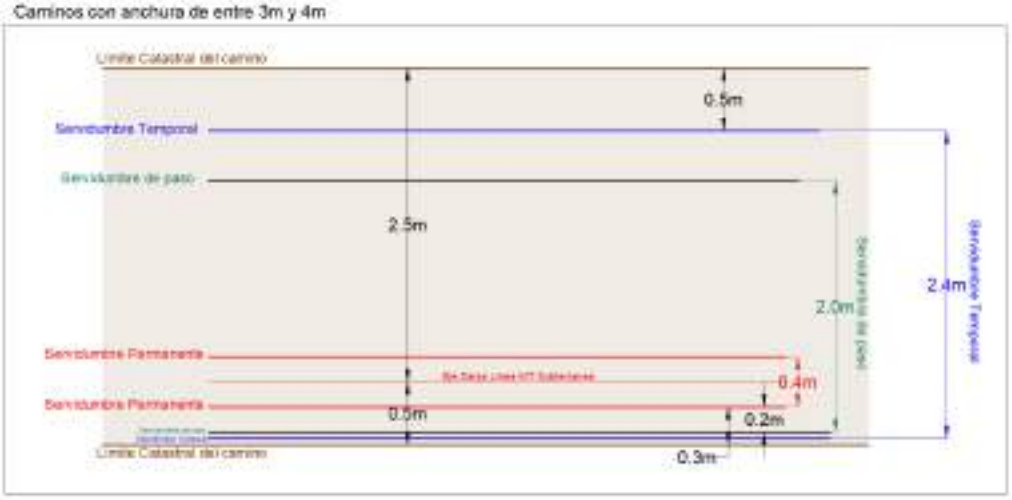
La servidumbre de paso estipulada para las líneas de media tensión (15kV) que trascurren por fuera del área vallada de la planta fotovoltaica, en los casos que el tramo sea por parcelas privadas, ocupará una franja de 3 metros de ancho a lo largo del trazado soterrado de la línea eléctrica de Media Tensión, que une la planta fotovoltaica con el punto de conexión en la red eléctrica de distribución. Esta servidumbre transcurre por las parcelas y con las longitudes descritas en la RBDA.

En el caso de que las líneas de media tensión (15kV) transcurran por caminos públicos, la servidumbre de paso se adaptará en base a las dimensiones del camino, no invadiendo en ningún caso las parcelas privadas colindantes al camino. Estas servidumbres de pasos tendrán como mínimo las dimensiones de seguridad indicadas en la ITC-LAT-6, descritas anteriormente, y como diseño previsto las indicadas en el plano *1040-GE-DRW-RNX-00-SERVIDUMBRES* y que a continuación se muestran:

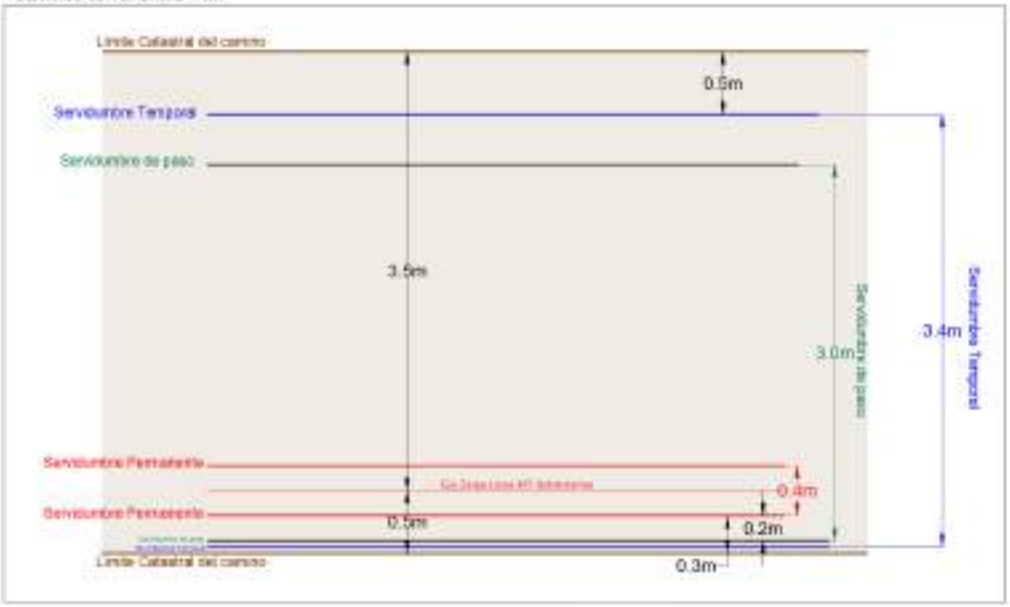
Caminos con anchura de entre 2m y 3m



Caminos con anchura de entre 3m y 4m



Caminos con anchura >4m



11 JUSTIFICACIÓN URBANÍSTICA

La justificación urbanística de este proyecto se encuentra descrita en el *ANEXO. JUSTIFICACION URBANISTICA*

12 VIDA ÚTIL.

La instalación se estima tenga una vida útil de 35 años. Realizándose al término de este periodo una evaluación para estimar si se puede mantener en operación la planta durante otros 10 ó 15 años más.

Respecto a la eficiencia de una Planta Solar Fotovoltaica, hay que destacar que se produce un aumento de las pérdidas de año en año, por lo que al final de la vida útil de la planta el rendimiento puede verse reducido en un 20-25%.

Por ello en los estudios económicos de este tipo de plantas se aplica un coeficiente de pérdida de productividad anual, el cual será más alto conforme avanza los años de operación de la planta. Esta pérdida de productividad no es lineal.

13 ORGANISMOS AFECTADOS.

La Planta proyectada afectará al menos a las siguientes administraciones o entes públicos o privados:

- **Consejería de Transportes e Infraestructuras de la Comunidad de Madrid por cruzamiento con carretera autonómica M-407.**
- **Ayuntamiento de MORALEJA DE ENMEDIO.**
- **Ayuntamiento de GRIÑON.**
- **Cuenca Hidrográfica del Tajo (CHT).**
- **ADMINISTRADOR DE INFRAESTRUCTURAS FERROVIARIAS (ADIF) por cruzamiento con línea de ferrocarril.**
- **Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Comunidad de Madrid.**
- **Consejería de Agricultura, Medio Ambiente y Desarrollo Rural de la Comunidad de Madrid**
- **i-DE REDES ELECTRICAS INTELIGENTES S.A.U. por la conexión de la Planta a la red de distribución y cruzamiento con línea aérea eléctrica cercana a la línea de evacuación subterránea.**
- **Canal de Isabel II por cruzamiento y paralelismo con tubos de abastecimiento y colectores de saneamiento.**

14 EVALUACIÓN DEL RECURSO SOLAR Y ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA

Para la evaluación del recurso solar en el emplazamiento se han utilizado los datos obtenidos de la base meteorológica SOLARGIS, completa referencia meteorológica, ampliamente utilizada en el diseño de aplicaciones energéticas y que incorpora un catálogo de datos meteorológicos y procedimientos de cálculo para aplicaciones solares basado en más de 25 años de experiencia.

A continuación, se presentan los valores de radiación/climatológicos mensuales, utilizados para el cálculo de las prestaciones de la instalación:

METEOROLOGÍA Y ENERGÍA INCIDENTE						
Mes	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	DifSInc	Alb_Inc
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²
Enero	66.0	25.00	4.10	83.3	27.48	1.017
Febrero	90.0	31.00	5.60	115.6	34.77	1.517
Marzo	142.0	48.00	8.80	183.7	54.09	2.338
Abril	173.0	60.00	11.10	226.5	67.57	2.883
Mayo	205.0	71.00	16.50	266.6	78.84	3.196
Junio	230.0	69.00	22.60	303.3	80.50	3.836
Julio	247.0	59.00	25.80	330.5	70.06	4.291
Agosto	215.0	58.00	24.90	285.4	68.17	3.678
Septiembre	159.0	52.00	19.30	206.0	58.47	2.570
Octubre	112.0	41.00	13.50	142.9	45.44	1.817
Noviembre	72.0	27.00	8.20	91.6	29.66	1.211
Diciembre	59.0	22.00	5.19	74.2	24.03	1.005
Año	**1770.0**	**562.99**	**13.85**	**2309.7**	**639.09**	**29.360**

GlobHor. Radiación Global Horizontal
DiffHor. Radiación Difusa Horizontal
T_Amb. Temperatura Ambiente
GlobInc. Radiación Global en el plano inclinado de los paneles
DifSInc. Radiación Difusa en el plano inclinado de los paneles
Alb_Inc. Albedo en el plano inclinado

A continuación, se presenta la estimación de la producción de energía anual vertida a la red eléctrica para la planta solar fotovoltaica. La simulación ha sido realizada con el programa PVSYST.

Produccion del Sistema				
Mes	EArray	EOutInv	E_Grid	PR
	MWh	MWh	MWh	
Enero	387	382	371	0.879
Febrero	533	526	511	0.872
Marzo	836	825	799	0.858
Abril	994	981	949	0.827
Mayo	1133	1118	1081	0.800
Junio	1288	1270	1227	0.798
Julio	1359	1339	1293	0.772
Agosto	1203	1185	1145	0.792
Septiembre	905	892	8638	0.827
Octubre	636	628	610	0.842
Noviembre	421	415	404	0.87
Diciembre	344	339	330	0.879
Año	**10044**	**9906**	**9589**	**0,819**

EArray. Energia Efectiva en la salida del conjunto FV
EOutInv Energia Disponible en la salide del Inversor
E_Grid. Energia Inyectada en la red
PR. Indice de rendimiento

Los principales parámetros de la instalación son:

- Radiación Global Incidente anual 1.700,0 kWh/m2
- Energía eléctrica vertida a la red eléctrica: 9589 MWh/año
- Producción Especifica anual: 1.891 kWh/kWp
- Performance ratio (media anual): 81,9%

En el anexo de la presente memoria *ANEXO. SIMULACIÓN DE PRODUCCIÓN* se encuentra la simulación completa de producción.

15 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN.

Los datos identificativos generales de la instalación se recogen en las siguientes tablas.

DATOS GENERALES DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA	
Tipo de Instalación de generación de electricidad	b.1.1
Tecnología	Solar Fotovoltaica
Potencia de Acceso	4.007 kW
Potencia Nominal (AC) (inversores)	3.900 kW
Potencia Pico Total (DC) (paneles)	5.070,00 kW
Potencia del panel solar	650 W
No. Total de paneles	7.800 ud
Inversores Totales	13 ud
Inversor. Potencia unitaria a 40º	300 kW
No. Paneles en serie por string	30 ud
No. Total de strings en paralelo	297 ud
No. Total de transformadores	13 ud
Potencia Transformador	4.000 kVA
Potencia contratada prevista para los servicios auxiliares.	10 kW

Parámetro	Valor de Diseño
Superficie afectada por la instalación	10,55 Ha.
Seguimiento	Seguidor Monofila
Orientación. Inclinación	+55°/-55°
Orientación. Acimut	0º
Número de paneles por mesa	30/60
Separación entre filas de mesas a ejes(m)	5,5 m

La instalación objeto del presente proyecto convertirá la energía proveniente del sol en energía eléctrica alterna trifásica a 800V, que a través de un Centro de Transformación, Protección, medida y control elevará el nivel de tensión a 15KV y, posteriormente se inyectará a la red de distribución de I-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES, S.A.U. (IBERDROLA).

La energía de origen renovable, en este caso mediante la captación de la radiación solar (energía solar fotovoltaica) durante las horas diurnas, se convierte en energía eléctrica en su formato de

corriente continua a través de una serie de paneles solares dispuestos en número apropiado en series. Estas series se agrupan formando paralelos que se conectan al equipo inversor, encargado de convertir la corriente continua generada en corriente alterna de la misma calidad (tensión, frecuencia, …) que la que circula por la red eléctrica comercial para posteriormente inyectar la energía a la red de distribución en baja tensión.

Otras funciones que realiza el inversor es realizar el acople automático con la red e incorporar parte de las protecciones requeridas por la legislación vigente. La energía es contabilizada y vendida a la compañía eléctrica de acuerdo con el contrato de compra-venta previamente establecido con ésta.

La instalación poseerá un conjunto de protecciones de interconexión (como puede ser un interruptor automático con protección diferencial de interconexión con la red) que permitirá en cualquier momento separar y aislar la instalación fotovoltaica de la red de transporte, evitando el funcionamiento en isla de la planta fotovoltaica. En caso de fallo de la red, la planta dejaría de funcionar. Esta medida es de protección tanto para los equipos de consumo de la planta como para las personas que puedan operar en la línea, sean usuarios o, eventualmente, operarios de mantenimiento de la misma. Esta forma de generación implica que solo hay producción durante las horas de sol, no existiendo elementos de acumulación de energía eléctrica (baterías).

Se efectuará la instalación de modo que se asegure un grado de aislamiento eléctrico mínimo de tipo básico clase I en lo que afecta a equipos tales como módulos e inversores, así como al resto de materiales, tales como conductores, cajas, armarios de conexión, etc. En cualquier caso, el cableado de corriente continua será de doble aislamiento.

La instalación incorporará todos los elementos necesarios para garantizar en todo momento la protección física de las personas, la calidad del suministro y no provocar averías en la red.

Cada instalación fotovoltaica estará constituida, básicamente, siguientes elementos:

- Estructuras de soporte.
- Generador fotovoltaico.
- Inversor.
- Sistema DC/AC.
- Protecciones.
- Medida.
- Puesta a tierra.
- Conexión a red.
- Sistemas auxiliares.
- Sistema de monitorización y acceso web.
- Sistema de seguridad perimetral.

Este proyecto, aunque no sea objeto del mismo, se diseña para albergar una futura instalación de almacenamiento, por lo que se tiene en cuenta una posible zona para ubicar los contenedores de baterías y sus equipos eléctricos, al igual que la aparamenta eléctrica necesaria para conectar dicha instalación de almacenamiento por baterías.

15.1 CONFIGURACIÓN Y POTENCIA

El Parque Solar fotovoltaico tendrá una **potencia pico de 5.070,00 kWp** y una **potencia nominal de 3.900 KWn**, estará formado por un Centro de Transformación, protección medida y control de 4.000 kVA con un total de 13 inversores de 300 kW. En este Centro de Transformación, protección medida y control se dispondrán de la aparamenta eléctrica y equipos de protección necesarios, denominando al centro como **Centro de Transformación, protección medida y control (CTPMC).**

El generador fotovoltaico completo estará constituido por un total de 7.800 módulos fotovoltaicos de la marca TRINA TSM-DEG21C.20 650W, con potencia pico total de 5.070,00 kWp. Los inversores y la configuración seleccionada, permitirá la conexión de 260 series de 30 paneles cada una, por cada uno de los 13 inversores, suministrando una potencia total eléctrica de 3.900 kWn.

El Centro de Transformación, Protección, medida y control (CTPMC)se conectará con una única línea en Media tensión al Centro de Seccionamiento (CS). La configuración final prevista es la siguiente:

CT (kVA)	ARROYADAS	Ud Inversor	Modelo	Pot Total Max Inver 40ºC	String/Inv	Panel/serie	Paneles	Pot Panel (W)	Pot Pico (W)	Ratio DC/AC
4000	INV1	1	HUAWEI1 330KTL	300	20	30	600	650	390.000	1,300
	INV2	1	HUAWEI1 330KTL	300	20	30	600	650	390.000	1,300
	INV3	1	HUAWEI1 330KTL	300	20	30	600	650	390.000	1,300
	INV4	1	HUAWEI1 330KTL	300	20	30	600	650	390.000	1,300
	INV5	1	HUAWEI1 330KTL	300	20	30	600	650	390.000	1,300
	INV6	1	HUAWEI1 330KTL	300	20	30	600	650	390.000	1,300
	INV7	1	HUAWEI1 330KTL	300	20	30	600	650	390.000	1,300
	INV8	1	HUAWEI1 330KTL	300	20	30	600	650	390.000	1,300
	INV9	1	HUAWEI1 330KTL	300	20	30	600	650	390.000	1,300
	INV10	1	HUAWEI1 330KTL	300	20	30	600	650	390.000	1,300
	INV11	1	HUAWEI1 330KTL	300	20	30	600	650	390.000	1,300
	INV12	1	HUAWEI1 330KTL	300	20	30	600	650	390.000	1,300
	INV13	1	HUAWEI1 330KTL	300	20	30	600	650	390.000	1,300
		13		3900	260		7800		5070000	1,3

CT: Centros de Transformación.
Inversores: Inversor fotovoltaico DC/AC

16 INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La inclinación del panel viene dada en función del emplazamiento, latitud del lugar, y demanda de energía prevista.

Para calcular las pérdidas que se producen debido a desviaciones de orientación y/o inclinación de los módulos fotovoltaicos, se va a tomar como guía el anexo II del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red que proporciona IDAE en donde, además, se marcan los umbrales límite de estas pérdidas como se verá más adelante.

En él, estas pérdidas se obtienen mediante un parámetro que se llama factor de irradiación.

La zona de estudio tiene las siguientes coordenadas ETRS89/UTM:

- X: 426220.3926
- Y: 4454269.4722
- Huso:30

Sin embargo, dado que la instalación cuenta con seguidores solares Este-Oeste como tipo de estructura soporte para los módulos fotovoltaicos, el ángulo de inclinación Este-Oeste de estos varía respecto a la posición del sol, procurando así que la superficie de los paneles sea siempre perpendicular a la dirección de la radiación solar y maximizando en cada momento el factor de irradiación por parte de estos. Además, la inclinación del eje Norte-Sur será de 0º respecto al terreno donde se encuentre cada seguidor.

17 SOMBRAS Y DISTANCIA ENTRE MÓDULOS

Las estructuras están dispuestas directamente sobre el terreno. No se encuentran edificios ni cualquier otro obstáculo de altura superior que pudiera generar sombras sobre la superficie de los módulos.

La planta está orientada con azimut de 0º. Se estudia el posible sombreamiento ocasionado por módulos de filas anteriores mediante procedimiento de cálculo de sombras basado en los softwares Helios3D y PVsyst. Con el primero se genera la implantación de las estructuras en 3D sobre terreno real, obtenido de un estudio topográfico. Esto nos hace obtener las alturas reales de cada mesa de las estructuras en función del terreno existente. Con el segundo software realizamos las simulaciones de sombras y producción utilizando el escenario 3D previamente realizado.

Finalmente, la distancia entre filas de estructuras se calcula iterando distintas distancias y distintas potencias instaladas hasta obtener el mejor resultado de rendimiento y producción de la planta.

Para este proyecto el pitch será de 5,5 m.

18 CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS A INSTALAR

18.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

GENERALIDADES.

Los módulos solares utilizados en esta planta se caracterizan por su elaboración y componentes de calidad. Los módulos cuentan con células de silicio que permiten un excelente rendimiento, incluso con poca irradiación solar. Las células solares están encapsuladas en EVA (Acetato de Etileno-Vinilo) resistente a la radiación ultravioleta.

El marco es de una aleación de aluminio anticorrosivo y a prueba de torsión, de forma que los módulos son estables y pueden ser montados de muchas maneras. La cubierta de los módulos está hecha de vidrio solar templado. Este vidrio garantiza, por una parte, una alta transparencia y, por otra, protege las células solares de agentes atmosféricos como granizo, nieve y hielo.

Cada panel lleva una caja de conexión en la parte posterior con cable de 4mm2 y conectores multicontact tipo compatible MC4 para conectar los módulos entre sí.

Los módulos que se utilizarán este proyecto serán **módulos bifaciales**. Los módulos bifaciales ofrecen muchas ventajas sobre los paneles solares tradicionales. Se puede producir energía desde ambos lados de un módulo bifacial, aumentando la generación de energía total. Los módulos bifaciales producen energía solar desde ambos lados del panel. Mientras que los paneles tradicionales opacos de lámina posterior son monofaciales, los módulos bifaciales exponen tanto la parte frontal como la parte posterior de las celdas solares.

Los módulos bifaciales vienen en muchos diseños. Algunos están enmarcados, mientras que otros no tienen marcos. Algunos son de doble vidrio, y otros usan hojas traseras transparentes. La mayoría utiliza células monocristalinas, pero hay diseños policristalinos. Lo único que es constante es que el poder se produce desde ambos lados. Hay módulos de doble vidrio sin marco que exponen la parte posterior de las celdas, pero no son bifaciales. Los verdaderos módulos bifaciales tienen contactos tanto en la parte frontal como en la parte posterior de sus celdas.

Los parámetros que se han tenido en cuenta para la elección del módulo fotovoltaico son:

- Potencia. Interesa ir a un módulo con la mayor potencia posible dentro de la gama comercial a la que tengamos acceso.
- Eficiencia. Se define como el cociente entre la potencia eléctrica que nos genera el panel y la potencia irradiada sobre el mismo, para unas condiciones determinadas. Siempre es un factor favorable ya que una mayor eficiencia nos permite reducir el área física de actuación

de la instalación de la planta. Si para una misma potencia instalada reducimos las dimensiones físicas ocupadas, se producirá un ahorro en costes de estructuras, cableados, canalizaciones, etc., y por consiguiente menores pérdidas por efecto Joule en los cableados.

- Precio. Evidentemente es un factor determinante el coste de adquisición del panel por watio pico de potencia.
- Disponibilidad comercial. Ligada también al punto previo, es deseable que un mismo producto puedan suministrarlo varios proveedores. Así pues, hay fabricantes que distribuyen su producto a través de almacenes de material eléctrico diversos, y en cambio otros tienen distribuidores específicos por áreas geográficas. No obstante, lo importante es garantizar que, una vez elegido el producto, su suministro tenga plazos de entrega razonables.
- Otros parámetros técnicos. En este punto cabe mencionar algunos parámetros característicos de los paneles fotovoltaicos. Por ejemplo, su pérdida de eficiencia en función de la temperatura de trabajo es un factor importante, ya que cuando más producen estas instalaciones es precisamente cuando más potencia irradiada reciben del sol, y por tanto cuando van a estar sometidos a mayor temperatura. Otro aspecto puede ser la pérdida de características con el paso de los años, ya que este tipo de instalaciones requieren fuertes inversiones iniciales, que solo podrían ser viables por la durabilidad de los elementos de la instalación durante periodos de tiempo suficientes para que la inversión sea rentable.
- Referencias del fabricante. En general, cuanta más información técnica podamos obtener de un fabricante, mayor sensación de seriedad tendremos del mismo a priori. Cualquier otra fuente de información procedente de gente del sector (proveedores, industriales, etc.) debe ser al menos escuchada y valorada a la hora de la elección del producto. Y cualquier otra fuente de información (internet, foros de especialistas, etc.) será útil para tener el máximo de elementos a la hora de tomar la decisión final.
- Cumplir con las especificaciones de la UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo cual se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente, cumpliendo con los requisitos técnicos y de seguridad necesarios para su interconexión a la red de baja tensión, así como las directivas comunitarias sobre seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética.

De todo el análisis anterior se ha elegido para este proyecto el panel TRINA TSM-DEG21C.20 de 650 Wp. El módulo cumple con todas las especificaciones de calidad requeridas y tiene una eficiencia de 20,9 %.

En la tabla adjunta puede observarse las características técnicas (eléctricas y físicas) que poseen los paneles proyectados para suministro, y que se resumen en la siguiente:

DATOS ELÉCTRICOS	
Potencia máxima nominal (Pmáx)	650W
Tipo	BiFacial
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmp)	37,7V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imp)	17,27A
Tensión de circuito abierto (Vca)	45,5V
Intensidad de cortocircuito (Icc)	18,35A
Eficiencia del módulo	20,9%
Clasificación de aplicación	Clase II
Tolerancia Potencia	0~+5W
Coeficiente Temperatura de Isc (a_Isc)	++0,04%/C
Coeficiente Temperatura de Voc(p_Voc)	--0,25%/C
Coeficiente Temperatura de Pmax (y_Pmp)	-+0,34%/C
STC	Irradiance 1000W/m2, cell temperatura 25C, AM1.5G

ESPECIFICACIONES	
Tipo de célula	Mono
Peso	38,3kg
Dimensiones	2384 ×1303× 33 mm
Cable	4mm²
Número de células	132
Caja de conexiones	IP68, 3 diodes
Conector	Costumized

CONDICIONES DE OPERACIÓN	
Maximum System Voltage	1500VDC (IEC/UL)
Operating Temperature	-40C~+85C
Maximum Series Fuse	30A
Maximum Static Load,Front*	5400Pa
Maximum Static Load,Back*	2400Pa
NOCT	45±2C
Application Class	Class II

Estas características son especificaciones en CEM (condiciones estándares de medida), consistentes en una irradiancia de 1000 W/m^2, temperatura de célula 25 °C y masa de aire de 1,5.

Todos los certificados de cada uno de los módulos estarán dentro del margen de potencia pico nominal ±5%, desviaciones las cuales se producen también, en mayor o menor medida, en los parámetros de Vmp e Imp. Por tanto, si dentro de un mismo modelo aparecen tales desviaciones, es razonable agrupar series en paralelo con modelos de características similares, que no

necesariamente serán de la misma potencia nominal, pudiéndose clasificar los módulos fotovoltaicos en agrupaciones que presenten Imp similares y que se pueden corresponder con modelos diferentes.

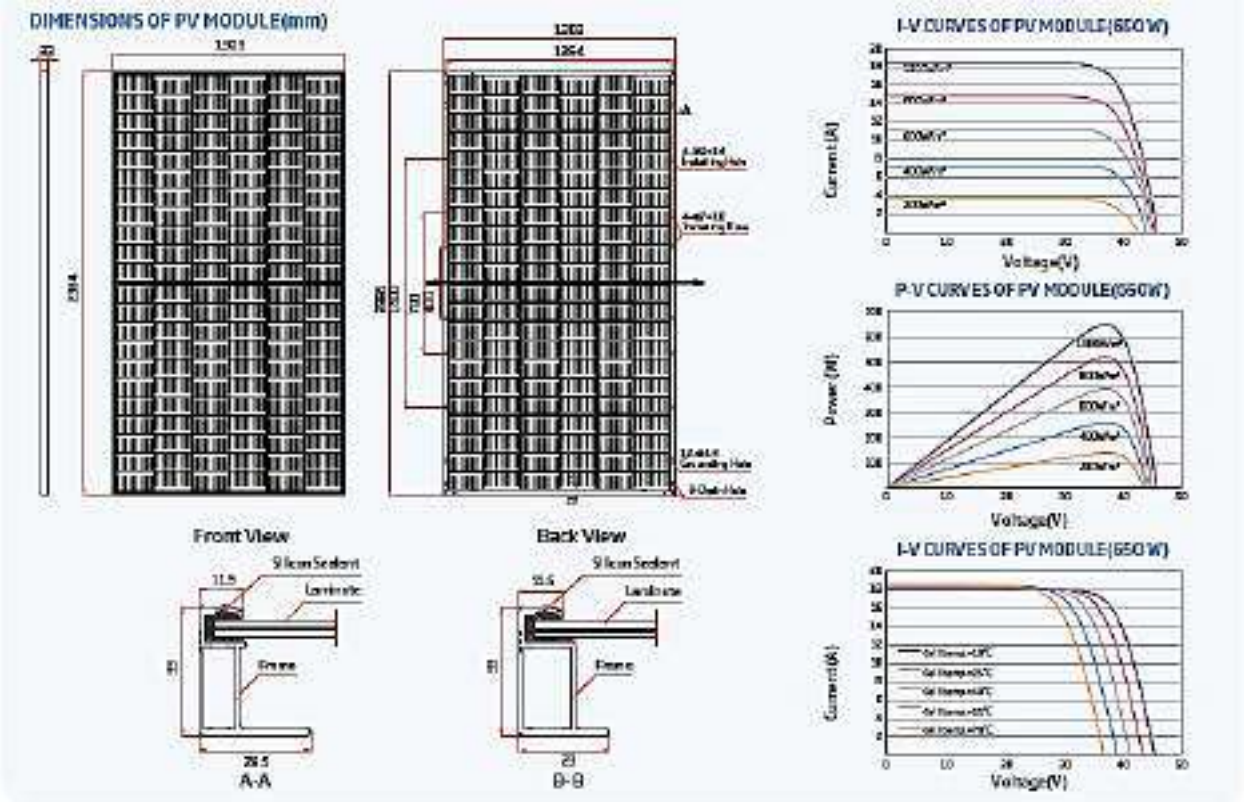
En cualquier caso, los módulos se asociarán dentro de su misma serie en función de su propia intensidad de máxima potencia (Imp), que es el criterio óptimo de asociación. Si bien, aunque hay una correlación entre la Imp y la Pmp, no siempre a mayor potencia tendremos una mayor corriente.

Cada serie dará una corriente diferente que se sumará a la del resto de las series hasta el inversor. Las tensiones de las series serán las mismas, y vendrán fijadas por el inversor DC/AC en su búsqueda del punto de máxima potencia.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulado.

Una vez definidas los agrupamientos que se van a realizar, se procederá a describir cada uno de ellos.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.



ELECTRICAL DATA (STC)

Nominal Power-Pmax (W)	645	650	655	660	665
Power Tolerance-Pmax (W)			0~+5		
Maximum Power Voltage-Vmp (V)	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current-Imp (A)	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39
Open Circuit Voltage-Voc (V)	45.5	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current-Isc (A)	18.31	18.35	18.41	18.45	18.50
Module Efficiency-η m (%)	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%

Electrical characteristics with different power bin (reference to 100% irradiance ratio)

Total equivalent power-Pmax (Wp)	645	650	655	660	665
Maximum Power Voltage-Vmp (V)	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current-Imp (A)	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60
Open Circuit Voltage-Voc (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current-Isc (A)	19.59	19.63	19.68	19.74	19.79
Irradiance ratio (rear/front)			10%		

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-Pmax (Wp)	488	492	496	500	504
Maximum Power Voltage-Vmp (V)	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6
Maximum Power Current-Imp (A)	13.98	14.01	14.09	14.13	14.16
Open Circuit Voltage-Voc (V)	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current-Isc (A)	14.73	14.79	14.83	14.89	14.91

NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of Cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.30 inches)
Weight	38.0 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0mm(0.08 inches), [illegible]
Encapsulation material	POE/EVA
Back Glass	2.0mm(0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	30mm (1.18 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²); Portrait: 350/350 mm(13.78/13.78 inches); Length can be customized
Connector	MC4 EVO2/ TS4*

*More information can be obtained from your local representative.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	42°C (±2°C)
Temperature Coefficient of Pmax	-0.26%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC(IEC)
	1500V DC(UL)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation
(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 33 pieces
Modules per 40' container: 594 pieces

18.2 INVERSOR

18.2.1 Generalidades.

El sistema de inversión es el encargado de convertir la corriente continua procedente del generador fotovoltaico proporcional a la radiación incidente en corriente alterna.

Por lo tanto, es necesario esa transformación de corriente continua en alterna de las mismas características (tensión y frecuencia) que la red, para que el sistema fotovoltaico pueda operar en paralelo con la red existente.

El funcionamiento de los inversores será automático. A partir de que los módulos solares generan suficiente potencia, la electrónica de potencia implementada en los equipos inversores se encargará de supervisar la tensión, frecuencia de red, así como la producción de energía. A partir de que ésta sea suficiente, el equipo comenzará la inyección a red.

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 en el equipo.

La forma de funcionamiento de los inversores es de tal modo que toman la máxima potencia posible de los módulos solares mediante el seguimiento del punto de máxima potencia. Cuando la radiación solar que incide sobre los paneles no es suficiente para suministrar corriente a la red, el inversor para su funcionamiento. Puesto que la energía que consume la electrónica del inversor procede de los paneles, durante las horas nocturnas el inversor sólo consumirá una pequeña porción de energía de la red de distribución, minimizándose de este modo las pérdidas.

Por lo tanto, es un elemento fundamental del sistema y por ello su elección debe ser consecuencia de un análisis comparativo entre distintos modelos que existan en el mercado. Los aspectos a tener en cuenta a la hora de la elección del inversor son los siguiente:

- Potencia. Teniendo en cuenta el tamaño de la instalación que nos ocupa, debemos buscar un inversor cuya potencia se adapte a la modularidad y escalabilidad que queramos obtener. La gama de inversores que existen en el mercado va desde watios hasta unos pocos megawatios. Si elegimos un inversor de pequeña potencia, deberemos instalar muchos bloques repetidos para alcanzar la potencia que deseamos en nuestra instalación. Ello repercutirá en mayores costes de la instalación y mayor dificultad en la explotación y mantenimiento de la misma. Por el contrario, si elegimos un único inversor del total de potencia que requerimos (suponiendo que exista un inversor de esa potencia), los costes de instalación se reducirán casi con toda probabilidad. Sin embargo, ante una avería de este elemento, dejaríamos a toda la planta fuera de servicio. Y no hay que olvidar que la tecnología utilizada en inversores es bastante sofisticada, y son elementos muchos más susceptibles de fallo que por ejemplo un transformador, o un interruptor automático. Por tanto, lo más conveniente será ir a una solución en la que exista un número razonable de inversores, de forma que la instalación no se encarezca excesivamente, y en caso de fallo de alguno el porcentaje de instalación que se quede fuera de servicio no sea excesivo. Es decir, es un compromiso entre costes de instalación, costes de mantenimiento, y costes por posibles pérdidas de producción ante fallos.
- Eficiencia. Como siempre, la eficiencia es un parámetro fundamental a tener en cuenta. Se define como la relación entre la potencia en alterna que inyecta el inversor a la red, y la potencia en continua que entra en el inversor. Evidentemente, en la instalación que nos ocupa, cualquier pérdida de potencia incide directamente en los ingresos monetarios que se generarán, ya que es energía que se perderá en forma de calor y que no se verterá a la red
- Precio. Aspecto fundamental en cualquier elemento, pero de forma importante en los inversores de la instalación ya que su coste también va a ser un porcentaje relevante del coste total del proyecto.
- Disponibilidad comercial. Al igual que en el caso de los paneles, dada la importancia y la criticidad que este elemento va a tener en nuestra instalación, va a ser fundamental que, tanto a la hora de su suministro, como a la hora de una necesidad de asistencia técnica, el proveedor garantice una respuesta rápida. Quizá es el elemento de la instalación en la que este aspecto, asistencia técnica, sea el más relevante.
- Otros parámetros técnicos. Existen diversos parámetros además de la potencia y rendimiento, fundamentales a la hora de realizar la comparación entre distintas opciones de inversor. Estos son algunos de ellos:
    - -Rango de tensión de entrada para el cual el inversor puede funcionar en el punto de máxima potencia (PMP en español, MPP en inglés). En función de este parámetro tendremos que diseñar las agrupaciones de paneles en serie formando strings.
    - -Reducción por temperatura (temperature derating). Indica cómo el inversor va reduciendo la potencia capaz de generar en función de la temperatura de trabajo. Ello es consecuencia de que tienen implementado un sistema para proteger los semiconductores de potencia contra el calentamiento.

- -Dispositivos adicionales de monitorización y protección. Normalmente los fabricantes de inversores dan opción de añadir funciones adicionales diversas, como por ejemplo protecciones magnetotérmicas en entrada y/o salida, detección de fallo de aislamiento, protección contra sobretensiones, analizador de red, etc. Ello puede ofrecer una solución integrada que facilite la ejecución de los trabajos de instalación y con ello conseguir una reducción de costes.

- Posibilidad de soluciones integradas. Este es un aspecto muy interesante, ya que hay fabricantes que ofrecen no solo el inversor, sino una solución integrada de estación de media tensión que incluye, además de los inversores, el transformador y las protecciones en el lado de baja tensión de corriente alterna y las cabinas con celdas de línea y de protección en el lado de alta tensión. Pueden además incluir soluciones para el conexionado de todas las líneas de corriente continua que llegan desde las agrupaciones de paneles fotovoltaicos. Es este un aspecto que puede incidir de forma importante en la fiabilidad de la instalación, al facilitar la ejecución por parte del instalador. Así mismo puede repercutir en el coste de instalación y reducirlo.
- Referencias del fabricante. Puesto que el inversor es un elemento altamente crítico, debido a la complejidad y sofisticación de la tecnología que emplea, además de las consecuencias gravosas que un fallo del mismo produciría, cualquier información o referencia que pueda obtenerse sobre la fiabilidad de productos de cada fabricante, es un dato a tener en cuenta a la hora de la elección.

El inversor elegido finalmente ha sido el modelo de **HUAWEI SUN2000-330KTL-H1**. En la elección se ha preferido que la potencia sea de 300 kW.

El inversor cumplirá con todos los estándares de calidad requeridos por este tipo de instalaciones. Cumplirán las exigencias requeridas por el RD 1699/2011, el RD413/2014, RD 842/2000 y el RD 223/2008, en cuanto a protecciones, puesta a tierra, compatibilidad electromagnética, etc.

El inversor adoptado permite un rango muy amplio de tensión de entrada desde el campo fotovoltaico, lo que permite una gran flexibilidad de configuración y posibilidades de ampliación en el futuro. A partir de la potencia recibida del campo fotovoltaico, el punto de operación del inversor es optimizado constantemente con relación a las condiciones de radiación, las propias características y la temperatura del panel, y las características propias del inversor.

Su rendimiento máximo es superior al 98% y presenta una distorsión armónica inferior al 3%. El seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) consigue que se maximice la potencia entregada a la red, además de la recibida del campo fotovoltaico.

El inversor entregará una corriente a la red eléctrica con una onda senoidal idéntica a la propia de la compañía eléctrica suministradora, y con un factor de potencia muy próximo a 1 en todas las condiciones de funcionamiento del equipo.

El inversor se encontrará equipado con un transformador de aislamiento trifásico de baja frecuencia, lo cual quiere decir que elimina la posibilidad de inyectar una componente de corriente continua a la red eléctrica general cumpliendo, de esta forma, con la normativa vigente en España.

Cuenta además con las protecciones siguientes:

- Protección contra polarización inversa.
- Protección contra sobretensiones transitorias en entrada y salida.
- Protección contra cortocircuitos y sobrecargas en la salida
- Protección magnetotérmica en alterna.
- Protección contra fallos de aislamiento en continua.
- Protección contra sobretemperatura en el equipo.
- Protección anti-isla (tensión y/o frecuencia de red fuera de rango).
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas en continua y alterna.
- Protecciones fusibles en continua.
- Protecciones fusibles en alterna.

Los parámetros operativos y las lecturas eléctricas pueden ser monitorizados localmente a través de una pantalla LCD en el frontal del equipo. También incluye la posibilidad de monitorizar los datos en un PC a través de una salida RS-485, o enviarlos a un receptor remoto a través de un módem de telefonía fija o GSM.

El inversor poseerá Marcado CE, y se ajustará a las exigencias del RD 1955/2002 y las Directivas EMC (EN 61000-6-2 y EN 61000-6-3) y de Baja Tensión (EN 50178).

18.2.2 Características técnicas.

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnector(SSLD)	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤108 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

18.3 ESTRUCTURA DE SOPORTE.

18.3.1 Estructura.

La estructura soporte irá situada sobre el suelo. Será calculada considerando unas cargas que aseguren buen anclaje del generador fotovoltaico ante condiciones meteorológicas adversas, cargas de nieve y viento

El sistema de suportación de los paneles fotovoltaicos estará formado por estructuras de acero galvanizado, acero inoxidable o aluminio, para evitar y prevenir la oxidación. El sistema de soporte de módulos se hincará en el terreno, se atornillarán al mismo o se fijarán con cimentaciones en función de las características físicas del suelo.

Los cálculos estructurales seguirán la norma y código de aplicación local y nacional. Los materiales cumplirán las condiciones exigidas por la norma UNE-EN 1090-2 “Requisitos técnicos para la ejecución de estructuras de acero”. En este proyecto al no tener estudios geotécnicos previos ni pruebas en el terreno se estima una estructura estándar de mercado quedando el diseño final de la estructura soporte de paneles supeditada a la validación del Director de Obra de los cálculos finales de dicha estructura, según el fabricante final a la que se adquiera.

El espesor de galvanizado se realizará según la normativa ISO 1461, en función de las condiciones atmosféricas, siguiendo la norma ISO 14713

El diseño y la construcción de la estructura y los sistemas de fijación de los módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir caras que puedan afectar a la integridad de los módulos.

La estructura de soporte será apta para la disposición física de las agrupaciones de paneles a realizar, intentando en la medida de lo posible evitar la separación de las series de paneles.

Dicho sistema de estructuras funciona de forma análoga y garantiza que no haya una transferencia de medios al terreno.

La estructura siempre debe evitar las pérdidas por sombras, por lo que tanto la separación como la inclinación debe ser adecuada para la ubicación y condiciones del terreno.

En caso de uso de hincas o tornillos, estos serán fijados al suelo mediante una máquina que incorpora un accesorio atornillador-hincador. La extracción de dichos elementos se realiza fácilmente empleando la misma herramienta.

La estructura contará con los cálculos de los anclajes para que cumpla con la normativa vigente (cargas de viento, nieve, terremotos, …).

La estructura elegida para este caso es del tipo **Seguidor Monofila a 1 eje** de 80 y 40 metros aproximadamente y estará formada perfiles laminados o conformados normalizados de acero galvanizado, lo cual le confiere las características idóneas para su situación a intemperie. La separación entre ejes de estructuras será de 5,5 metros para evitar los efectos negativos de pérdida de producción eléctrica asociado a las sombras que unas hileras puedan producir sobras las otras. La separación entre los módulos de cada hilera será de 1,5 cm.

Los módulos irán anclados a estos perfiles mediante tornillería o zapatas adhesivas. Estarán dimensionados para ubicar entre 1 y 2 strings o cadenas de 30 paneles en serie. Tendrán un total de 30 y 60 módulos. La colocación de los módulos en la estructura soporte será de 1 módulo en vertical por cada columna.

Inicialmente se plantea un anclaje de la estructura metálica al terreno, mediante una cimentación con hinca de acero clavada directamente al terreno. Estas cimentaciones serán idénticas y estarán separadas a una distancia constante entre ellas, tal y como se muestra en planos.

ESPECIFICACIONES	
Estructura	Seguidor Monofila a 1 eje 1Vx30 y 1Vx60
Inclinación	+55°/-55°
Opciones de cimentación	Hincado directo / Pre-drilling + hincado / Micropilote/ Predrilling + compactado + hincado
Adaptación al terreno	Hasta 20% inclinación N/S**
Perfiles: calidad y tratamiento	Acero de alta resistencia S275JR, S355JR y acero ZM310
Tornillería	Grado 8.8 / ZnNi + sellante
Tipos de módulos compatibles	Con marco, sin marco o glass...
Cargas de viento y nieve	A medida según requerimientos
Normativa y regulación	Cálculo, diseño y fabricación de la estructura de acuerdo a las normas Eurocódigo.

18.3.2 Montaje Estructura

El montaje de la estructura se realizará mediante las técnicas de hincado directo o el proceso alternativo de hincado con pretaladro, según las características geotécnicas del terreno en los puntos en los que se realizará la sujeción de las estructuras.

El sistema de hincado de perfiles metálicos para sustentar las estructuras de los paneles fotovoltaicos reduce los altos costes y plazos generados con las cimentaciones de hormigón. De igual modo, el impacto ambiental es mucho menor al no quedar hormigón enterrado. De esta manera la planta solar fotovoltaica podría ser desmontada en un futuro sin dejar huella.

Para llevar a cabo el hincado de los postes que sustentarán tanto el resto de la estructura como los paneles fotovoltaicos que van fijados a ella, se utiliza una máquina hincapostes, que introduce los postes en el terreno a la profundidad requerida en función del tipo de terreno, resistencias exigidas, etc... Con la mayor precisión, gracias al sistema de medición por láser que lleva incorporados.

En primer lugar, se necesitará realizar el replanteo topográfico para marcar en el terreno los puntos en los que se van a tener que hincar los perfiles metálicos. Tras esto, se colocarán los perfiles en el terreno para mayor facilidad del operario a la hora de hincarlos. Será necesario contar con dos operarios de los cuales uno será el maquinista y el otro el ayudante.

La herramienta de perforación es el propio perfil metálico que se hinca mediante el golpeteo que efectúan las máquinas hincadoras hidráulicas. Previamente se habrá anclado la máquina al suelo para evitar el movimiento de ésta cuando se esté hincando el poste. Esta máquina utiliza un molde especial con la forma del perfil del poste y golpea repetidas veces la cabeza del mismo, introduciéndolo progresivamente en el terreno hasta llegar a la profundidad necesaria, la cual se establecerá por el estudio geotécnico, es decir la consistencia del terreno, y estará entre los 1,5 m y los 2,0 m.

Una vez realizado el hincado, los perfiles metálicos ya están preparados para recibir la estructura de paneles fotovoltaicos. La estructura soporte irá conectada a tierra con motivo de reducir riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas o tensiones inducidas por fenómenos meteorológicos.

Los módulos fotovoltaicos se instalarán sobre la estructura soporte utilizando los agujeros correspondientes, mediante la tornillería específica o grapas adecuadas, siguiendo las recomendaciones del fabricante de módulos y estructura soporte. Los módulos fotovoltaicos se instalarán de manera que el aire pueda circular libremente a su alrededor. De este modo, se consigue disminuir la temperatura de trabajo.

19 INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN

El circuito de BT consiste principalmente del cableado de BT del campo solar asociado a cada Centros de Transformación. Se diferenciarán diferentes niveles del circuito.

- Cableado de módulos. La interconexión entre unos módulos de un mismo string se realizará mediante el cableado y conectores que incorporan de fábrica los propios módulos.
- Cableado de string: Será el encargado de conectar los strings en cada estructura con los cuadros de nivel 1 o cuadro de combinación de string (SCB). Este cableado circulará por bandeja a la intemperie anclada a la propia estructura solar en caso de realizar cruzamientos a estructuras cercanas este cruzamiento se realizará de forma enterrada bajo tubo. La conexión a los módulos se realizará mediante conector multicontact o similar mientras que la conexión en los cuadros de nivel se realizará mediante bornero.
- Cableado AC de inversor a CT. Será el encargado de conectar los inversores con el trasformador. Este cableado se realizará de forma subterránea bajo tubo o sin tubo, esto se definirá en una fase posterior de ingeniería de detalle.

19.1 CABLEADO

El cableado cumplirá con la normativa nacional e internacional correspondiente y se diseñará para minimizar pérdidas. Los cables no contendrán sustancias halógenas y reaccionarán al fuego de acuerdo a las siguientes normativas:

- EN 60332-1-2 Tests on electric and optical fiber cables under fire conditions - Part 1-2: Test for vertical flame propagation for a single insulated wire or cable - Procedure for 1 kW pre-mixed flame.
- IEC 60695-7-2:2011: Fire hazard testing - Part 7-2: Toxicity of fire effluent - Summary and relevance of test methods
- IEC 60502:2012 SER: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV (Um = 1,2 kV) up to 30 kV (Um = 36 kV) - ALL PARTS

Si el cableado de BT está a la intemperie deberá funcionar correctamente bajo radiación solar directa, operando de manera continua a 90ºC y su vida útil deberá estar garantizada durante toda la vida útil de la Planta.

Debe cumplir con la normativa nacional e internacional aplicable y resistir esfuerzos mecánicos, radiación UV y condiciones meteorológicas adversas.

Las líneas eléctricas tendrán conductores con un aislamiento adecuado conforme a la normativa vigente y con la protección mecánica adecuada a la ubicación de cada línea, con la sección necesaria

en cada caso para admitir las intensidades previstas (nominales o excepcionales) y no superar las caídas de tensión máximas.

19.1.1 Cableado DC.

Los cables de la instalación serán de cobre o aluminio, con una sección suficiente para asegurar las pérdidas por efecto joule inferiores a 2% de la tensión nominal tal y como pide el pliego de condiciones técnicas del IDAE y el reglamento electrotécnico para baja tensión.

Para la conexión en continua entre los módulos y los inversores el cable serán del tipo P-Sun 2.0 (RHH), adecuados para su instalación exterior y presentarán las siguientes características:

- Conductor: ..... cobre electrolítico estañado
- Sección: .....6 y 10 mm2
- Tipo .....Unipolar de varios hilos
- Temperatura de servicio: ..... 90ºC (máxima 120ºC y cortocircuito 250ºC)
- Material de aislamiento: ..... Goma tipo EI6
- Tensión de aislamiento: ..... 0.6/1 kV AC, 0.9/1.8 kV DC
- Material de cubierta: ..... Mezcla cero halógenos, tipo EM5.
- Resistencia a las condiciones climatológicas:
  - Alta resistencia al frio
  - Alta resistencia a los rayos UVA
  - Alta resistencia a la absorción de agua
- Características a presentar en la combustión:
  - No propagación de la llama
  - Libre de halógenos
  - Reducida emisión de gases tóxicos y corrosivos
  - Baja emisión de humos opacos
- Otras características:
  - Alta resistencia al impacto
  - Alta resistencia a agentes químicos
  - Alta resistencia a la abrasión y desgarro
- Vida útil ..... no inferior a 25 años
- Color: ..... Rojo/Negro

Los módulos se agrupan en ramas de 30 paneles en serie, para conseguir así la tensión de trabajo del inversor. Cada rama se cableará en Cu, 6 y 10 mm^2, nivel de aislamiento 1500V, hasta el inversor.

La conexión entre módulos se realizará con terminales multicontacto que facilitarán la instalación además asegurarán el aislamiento.

19.1.2 Cableado AC

Desde cada Inversor hasta el Cuadro de Baja Tensión (CBT) del Centro de Transformación, Protección, medida y control (CTPMC)se realizará la interconexión con cable con nivel de aislamiento 0,6/1 KV AC 1,5kV DC, clase II y secciones adecuadas en Cobre o Aluminio.

El cableado de media tensión se realizará con cable Al HEPRZ1 12/20 kV, con aislamiento dieléctrico seco.

19.2 PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN BAJA TENSIÓN

En cumplimento del REBT, cada circuito dispondrá de las protecciones eléctricas de sobre corrientes; protecciones contra contactos directos, puesta a tierra de la instalación; protección contra contactos indirectos, asimismo se instalará un sistema de protección contra sobretensiones, tanto en la parte de corriente continua, como en la parte de alterna.

Por todo ello el sistema eléctrico dispondrá de todos los elementos de protección para maximizar la vida útil del generador y asegurar la continuidad de la producción. Los elementos de protección principales para una instalación fotovoltaica son:

- Interruptor general manual, interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión, que puede ser incluido en el inversor.
- Interruptor automático diferencial, como protección contra derivaciones en la parte de alterna de la instalación, que puede ser incluido en el inversor.
- Interruptor automático de interconexión controlado por software, controlador permanente de aislamiento, aislamiento galvánico y protección frente a funcionamiento en isla, incluido en el inversor.
  También el inversor contiene un interruptor del lado de continua, que protege de los posibles contactos indirectos.
- Aislamiento clase II en todos los componentes: módulos, cableado, cajas de conexión, etc.
- Protecciones contra sobretensiones para el generador fotovoltaico incluidas las inducidas por descargas atmosféricas.
- Fusibles para instalaciones fotovoltaicas con función seccionadora.

Con objeto de optimizar la eficiencia energética y garantizar la absoluta seguridad del personal, se tendrán en cuenta los siguientes puntos adicionales:

- Todos los equipos situados a la intemperie tendrán un grado de protección mínimo IP65.
- Todos los conductores dispondrán de un aislamiento adecuado y su sección será la suficiente para asegurar que las pérdidas de tensión en cables y cajas de conexión sean inferiores a las indicadas tanto por el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión como por la compañía eléctrica que opere en la zona.
- Todos los cables serán adecuados para uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma.
- Los módulos y las estructuras soporte se conectarán a la tierra siguiendo la normativa vigente en este tipo de instalaciones; es decir, sin alterar las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora.

Lo que se describe a continuación corresponde a las protecciones que se emplean en la parte de continua que van desde el campo generador hasta los terminales de entrada del inversor:

- Contactos directos e indirectos:
  El generador fotovoltaico se conectará en modo flotante, proporcionando niveles de protección adecuados frente a contactos directos e indirectos, siempre y cuando 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 masas o a tierra. En este último caso, se genera una situación de riesgo, que se soluciona mediante:
  - Aislamiento de clase II en los módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexión.
  - Controlador permanente de aislamiento, integrado en el inversor, que detecte la aparición de derivaciones a tierra. El inversor detendrá su funcionamiento y se activará una alarma visual en el equipo.

  En el diseño de la protección individual de los cables de cada rama, hay que tener en cuenta que la corriente de cortocircuito es aproximadamente igual que la corriente nominal de la rama. Este hecho condiciona la utilización de fusibles o disyuntores que puedan utilizarse para proteger el cableado contra los cortocircuitos.
  Por lo tanto, la protección contra cortocircuitos en el generador fotovoltaico, por fallas en el aislamiento o falla en la protección a tierra, se recomienda realizarla mediante el uso de sistemas de protección de corte automático, sensible a las tensiones de contacto en corriente continua.
  Tal y como se mencionó anteriormente el inversor contiene esa protección en su interior. Si la instalación llegase a ser de grandes dimensiones habría que incluir más de este tipo de protecciones repartida en las diversas ramas que conformen al generador, para protegerlo en toda su extensión.

- Sobrecargas

  Los fusibles son normalmente distribuidos por cada una de las ramas de los grandes sistemas fotovoltaicos para proteger la instalación eléctrica de sobrecargas.

  Adicionalmente entre el generador y el inversor debe instalarse un elemento de corte general bipolar para continua, que debe ser dimensionado para la tensión máxima de circuito abierto del generador a -10ºC, y para 125% de la corriente máxima del generador.

  En el caso que se dispongan fusibles por ramas, la sección transversal del cableado de la rama puede entonces ser determinada a partir de la corriente límite de no fusión del fusible de la rama. En este caso, la corriente admisible del cable (Iz) deberá ser superior a la corriente nominal del elemento de protección (In) y a su vez,

  inferior al corriente límite de fusión del mismo (Inf). A su vez, la Inf no podrá ser superior a 1,15 veces la Iz:

  $$In \leq Inf \leq 1{,}15 \times Iz$$

  Adicionalmente, para evitar cortes imprevistos en la producción energética, la corriente nominal del fusible (In) vendrá dada por la expresión:

  $$In \geq 1{,}25 \times In\ RAMA$$

  De esta forma una vez que ocurra una sobrecarga en alguno de los conductores activos de la instalación fotovoltaica, los fusibles deberán de protegerlos.

  Cabe mencionar que el elemento de corte, tendrá que ser capaz de conectar y desconectar el generador en carga, en buenas condiciones de seguridad.

- Sobretensiones

  Sobre el generador fotovoltaico se pueden producir sobretensiones de origen atmosférico de cierta importancia.

  Por ello, se protegerá la entrada de CC del inversor mediante dispositivos de protección de clase II (integrado en el inversor), válido para la mayoría de equipos conectados a la red, y a través de varistores con vigilancia térmica.

19.2.1 Cuadro de Alterna.

La central contará con todas las protecciones de líneas e interconexión preceptivas según el reglamento de baja tensión y de acuerdo también con las normas de la compañía distribuidora.

En muchas ocasiones el propio inversor dispone de las protecciones necesarias en alterna incorporadas en su interior.

Este cuadro también se puede denominar CBT (Cuadro de Baja Tensión). Este cuadro suele disponer como mínimo protección mediante fusibles y un interruptor manual de corte en carga.

El contenido de este cuadro y sus protecciones puede variar en función de los requerimientos de la compañía distribuidora.

19.2.2 Aislamiento galvánico

UNE-EN 61558:2011 Seguridad de los transformadores, bobinas de inductancia, unidades de alimentación y las combinaciones de estos elementos.

19.2.3 Armónicos y compatibilidad electromagnética

Armónicos y compatibilidad electromagnética según lo dispuesto en el Real Decreto 1669/2011 y R.E.B.T ITC-BT 40.

19.2.4 Variaciones de tensión y frecuencia en la red

Todos los inversores realizan de forma automática, mediante un relé, la desconexión y conexión de la instalación en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red mediante un programa de "software" valores según Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, no pudiendo ser modificados por el usuario.

19.2.5 Mínima y máxima tensión

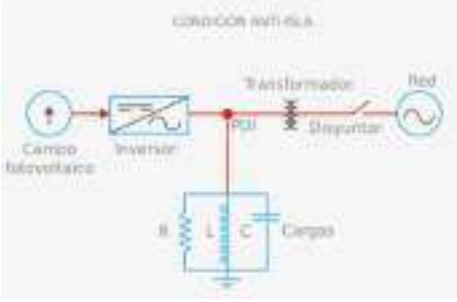
Por software en el inversor con 5 niveles configurables en magnitud y duración.

19.2.6 Mínima y máxima frecuencia

Por software en el inversor con 5 niveles configurables en magnitud y duración.

19.2.7 Contra funcionamiento en isla

La protección anti-isla de los inversores combina métodos pasivos y activos, eliminando la posibilidad de falsos disparos y cumpliendo con las normativas IEC62116 y IEEE1547.



19.3 SISTEMA DC/AC.

La instalación eléctrica se llevará a cabo según la normativa vigente y en todo momento su diseño tendrá en cuenta el disminuir las pérdidas de generación al mínimo. Se instalarán todos los elementos de seccionamiento y protección necesarios.

La instalación eléctrica comprende la instalación en baja tensión de la interconexión de las cadenas de módulos fotovoltaicos al inversor. Se realizará la conexión trifásica en baja tensión desde el inversor hasta los Centros de Transformación. Todo conducido a través de canalizaciones adecuadas a cada disposición.

Los módulos fotovoltaicos transforman la irradiación solar captada en corriente eléctrica continua, la cual es convertida en corriente alterna por los inversores e inyectada en la red a través de las subestaciones eléctricas elevadoras.

El cableado para la conexión de los módulos en continua será con cable solar Cable Solar H1Z2Z2-K 1500V hasta las cajas de combinación de strings (SCB) y desde dichas cajas hasta el Inversor el cableado utilizado sería del tipo XZ1 (S) o KV-K 0,6/1 kV Al 1500DC con una sección adecuada a la corriente que transporta y a la caída de tensión prevista en el proyecto para evitar recalentamiento de los cables y unas pérdidas excesivas.

Desde el Inversor hasta el Transformador los cables serán acorde con las especificaciones del fabricante pues ambos equipos se encuentran ubicados en el mismo Centro, pudiendo conectar Inversor con Transformador por medio de cables o pletinas, ambos con sección adecuada a la corriente que transporta y a la caída de tensión prevista en el proyecto para evitar recalentamiento de los cables y unas pérdidas excesivas

El cableado entre los paneles de cada serie se realizará de un panel al siguiente sujeto mediante bridas a la estructura o a las perforaciones del marco de los paneles, evitándose que queden sueltos o que cuelguen y se enganchen, llegando finalmente hasta el inversor que dispondrá a la entrada de in conector tipo MC4 para así facilitar las labores de mantenimiento y reparación o sustitución de módulos.

Tanto los tramos de unión de series de paneles discurrirán a través de una bandeja metálica o sujetados por los elementos de la estructura de soporte de los módulos.

Todas las cajas de conexión que pudiera haber tendrán un grado de protección suficiente para garantizar la resistencia ante las condiciones de intemperie. Las cajas de conexión de paneles tendrán grado de protección mínimo de IP65.

El Centro de Transformación, Protección, medida y control de 4.000 kVA dispondrá de 13 inversores de 300 kW a lo largo del parque solar. Cada Inversor concentrará 20 cadenas (string) respectivamente de 30 paneles en serie.

El inversor tendrá un con grado de protección adecuado a su ubicación.

A partir del Inversor se realizará la conexión, ya en corriente alterna, desde la salida AC del inversor, ubicado junto a los paneles fotovoltaicos hasta el Cuadro de Baja Tensión del Transformador para su adaptación a media tensión.

En el Centro de Transformación, Protección, medida y control existirá un transformador de 4.000 kVA. El transformador recoge la energía procedente de los 13 inversores de 300 kW y transformaran la tensión desde 800V a 15KV.

El Centro de Transformación, Protección, medida y control se conectarán a través de una línea de 15KV de tipo subterránea, al Centro de Protección, Medida y Control (CTPMC), en el cual se ubican las protecciones y medida de la planta, según normativa de I-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES, S.A.U. (IBERDROLA) , y desde este se conectara al Centro de Seccionamiento que se ubicará junto al punto de conexión establecido.

Desde el centro de seccionamiento se conectará la planta al punto de conexión mediante una línea denominada “Línea de interconexión” de doble circuito, 15KV y con conexión entrada/salida. La ubicación del punto de conexión a la línea mencionada se encuentra descrita en los planos adjuntos.

19.4 SERVICIOS AUXILIARES

Los servicios auxiliares de la planta fotovoltaica serán todos los consumos que existan en la instalación para la correcta operación y mantenimiento de la planta, tales como fuerza, iluminación, comunicaciones, sistemas de seguridad, seguidores, etc.

En los Centros de Transformación se instalará un transformador para dichos servicios auxiliares que estará conectado en su primario al circuito de generación, concretamente en el embarrado del Cuadro de Baja Tensión del Centro de Transformación, Protección, medida y control y en su secundario con el Cuadro general de Protección para los SSAA. Dicho Cuadro de SSAA está ubicado en el propio Centro de Transformación.

Las principales características de ese transformador serán:

- Tipo: .....Trifásico encapsulado
- Potencia ..... 10 kVA
- Refrigeración ..... AN
- Frecuencia ..... 50 Hz
- Tensión del primario ..... 800 V
- Tensión del secundario ..... 400/230 V

19.5 RED DE PUESTA A TIERRA.

La puesta a tierra consiste en una unión metálica directa entre determinados elementos de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo. En esta conexión se consigue que no existan diferencias de potencial peligrosas en el conjunto de instalaciones, edificio y superficie próxima al terreno. La puesta a tierra permite el paso a tierra de los corrientes de falta o de descargas de origen atmosférico.

Para garantizar la seguridad de las personas en caso de corriente de defecto, se establece 10 Ω para este tipo de instalación fotovoltaica.

La puesta a tierra se realizará de forma que no altere la de la compañía eléctrica distribuidora, con el fin de no transmitir defectos a la misma.

Asimismo, las masas de cada una de las instalaciones fotovoltaicas estarán conectadas a una única tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

Por ello, se realizará una única toma de tierra a la que se conectará tanto la estructura soporte de los módulos, como el terminal de puesta a tierra de los cuadros de DC y el inversor teniendo en cuenta la distancia entre estos, con el fin de no crear diferencias de tensión peligrosas para las personas.

Si la distancia desde el campo de paneles a la toma de tierra general fuera grande se pondría una toma de tierra adicional para las estructuras, próximas a ellas. Para la conexión de los dispositivos del circuito de puesta a tierra será necesario disponer de bornes o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta que los esfuerzos dinámicos y térmicos en caso de cortocircuitos son muy elevados.

Es fundamental que la estructura soporte y con ella los módulos se conecten adecuadamente a la red general de tierra para reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas, con ello se limita la tensión que con respecto a tierra puedan presentar las masas metálicas, permitir a los diferenciales la detección de corrientes de fuga, así como propiciar el paso a tierra de las corrientes por descargas de origen atmosférico.

Si en una instalación existen tomas de tierra independientes se mantendrá entre los conductores de tierra una separación y aislante apropiado a las tensiones susceptibles de aparecer entre estos conductores en caso de falta.

La red de tierras de la planta se compone por una red general de la planta a base de cable de cobre desnudo repartido por la planta, tanto de corriente continua como alterna de baja tensión (generación, servicios auxiliares y corriente continua).

Además de la longitud total de cable de cobre desnudo enterrado se dispondrán de picas para conseguir unos valores de resistencia de puesta a tierra adecuados.

A esta red de tierra se conectarán las barras de tierra de los cuadros, las estructuras metálicas, soportes, armaduras, bandejas, motores, etc.

Todos los centros con equipos de MT dispondrán con una red alrededor del mismo con un número adecuado de picas (donde se conectarán puertas, herrajes, etc.) y en el caso de encontrarse dentro del parque solar se conectará a la red general de tierras de la planta.

La dirección facultativa de obra realizará los ensayos pertinentes antes de la puesta en marcha para comprobar la resistividad del terreno y la resistencia de las tomas de tierra para que cumplan la normativa vigente.

La continuidad de todas las conexiones a tierra deberá ser comprobada antes de la puesta en servicio de la instalación y en las revisiones periódicas.

19.6 CANALIZACIONES.

El cableado que trascurra sobre la estructura, irá con bandeja o sobre los elementos de la propia estructura fijada a esta mediante abrazaderas o elementos similares.

El resto de canalizaciones del cableado de la planta se efectuarán mediante zanjas adecuadas al número y tipo de tubos que deberán albergar.

El tramo de red subterránea discurrirá por los caminos previstos. Los cables se podrán alojar directamente enterrados en las zanjas o entubados (bajo tubo de polietileno homologado), a una profundidad mínima, medida hasta la parte inferior de los cables, de 0,60 m (BT) o 1 metros (MT).

La anchura de la zanja vendrá dada por los servicios que deban disponerse en la misma. En el apartado de planos de la presente memoria se muestran los distintos tipos de zanjas a efectuar donde figura la anchura mínima de estas y la situación, protección y señalización de los cables.

En los casos en los que exista un cruce, los circuitos podrán ir colocados en uno, dos o tres planos. La profundidad de la zanja dependerá del número de tubos y circuitos, pero será la suficiente para que los situados en el plano superior queden a una profundidad mínima de 0,60 m, tomada desde la rasante del terreno a la parte inferior del mismo.

La distancia mínima entre un cable de baja tensión y otros cables de energía eléctrica será 0,25 m con cables de alta tensión y de 0,10 m con cables de baja tensión, siendo la distancia del punto de cruce a los empalmes superior a 1 m.

Los cables de baja tensión podrán instalarse paralelamente a otros de baja o alta tensión manteniendo entre ellos una distancia mínima de 0,10 m con los de baja tensión y de 0,25 m con los de MT.

La separación mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicaciones será de 0,20 m, siendo la distancia del punto de cruce a los empalmes superior a 1 m.

Las zanjas de BT y MT llevarán su correspondiente cinta señalizadora.

El trazado de las zanjas se realizará de manera que se optimicen los recorridos de los cables, con el fin de reducir la caída de tensión, reducir los costes y aumentar la productividad.

En el caso concreto de este proyecto, los cables de strings irán bajo tubo y el resto de cables de potencia (BT y MT) directamente enterrados. El cable de comunicaciones entre CT será bajo tubo.

20 INSTALACIÓN ELÉCTRICA MEDIA TENSIÓN.

Se dotará a la instalación de 1 Centro de Transformación, Protección, medida y control (CTPMC) de 4.000kVA, para su posterior conexión a la red común de evacuación de la energía generada a la tensión de 15KV, interna de la planta, y que llevará la energía eléctrica producida al Centro de Seccionamiento (CS). La relación de transformación del CT será 15KV/800V. La constitución del CTPMC será de 1 transformador de 4.000 kVA, 1 celda de protección, 1 celda de línea y 1 celda de medida, según reglamento.

El Centro estará ubicado en la parcela tal y como se indican en los planos del proyecto.

20.1 LÍNEAS INTERNAS DE MEDIA TENSIÓN

Las líneas internas de media tensión comprenderán la instalación de conducción eléctrica subterránea a 15KV que conducirá la energía generada entre el Centro de Transformación, Protección, medida y control de la planta solar hasta el punto de conexión. En este proyecto, al existir un solo Centro de Transformación, Protección, Medida y Control, no se contemplan redes internas de Media Tensión, más allá del tramo de línea de MT interno al vallado de la planta. Sí existirán dos tipos de líneas de media tensión, que son:

- La denominada **Línea de Evacuación** conectará el Centro de Transformación, Protección, medida (CTPMC) y control con el Centro de Seccionamiento (CS).
- La denominada **Línea de Interconexión** conectará el Centro de Seccionamiento (CS) con el punto de conexión. Esta Línea se describe en el proyecto de ejecución administrativo de infraestructura de conexión a red de la planta PF LAS ARROYADAS

Las líneas tendrán carácter subterráneo, disponiéndose la línea eléctrica canalizada en una zanja con las dimensiones indicadas en los planos adjuntos, que será recubierta de arena y tierra de la excavación.

20.2 CABLEADO.

Los cables a suministrar para la interconexión de las distintas ramas que forman la Red de Media Tensión de la Planta solar fotovoltaica desde las Celdas de Media Tensión del CTPMC y el Centro de Seccionamiento (CS) deberán ser adecuados para instalarse enterrados bajo tubo, también podrán ser instalados directamente enterrados de acuerdo con la normativa aplicable y presentarán las siguientes características:

PARÁMETRO	VALOR
DENOMINACIÓN	HEPRZ1 AL 12/20 kV
TENSIÓN DE ASILAMIENTO	12/20 (24) kV
NORMAS CONSTRUCCIÓN NORMAS	I-DE DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES S.A.U. NI 56.43.01 UNE-HD 620-9E
NORMAS REACCIÓN AL FUEGO	UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1 UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2
CLASIFICACIÓN CPR	Fca
CONDUCTOR	Aluminio de clase 2 según UNE-EN 60228.
PANTALLA SOBRE CONDUCTOR	Semiconductor extruido
AISLAMIENTO	Etileno-propileno de alto módulo 105 ºC (HEPR).
PANTALLA SOBRE AISLAMIENTO	Semiconductor extruido separable en frío.
PROTECCIÓN CONTRA EL AGUA	Obturación longitudinal con cinta hinchante.
PANTALLA METÁLICA	Hilos de cobre con cinta a contraespira
CUBIERTA EXTERIOR	Polietileno (PE) tipo DMZ1.
TEMPERATURA MÁXIMA / MÍNIMA TRABAJO	+105 ºC / -25ºC
VIDA ESTIMADA 2	25 años
SECCIÓN DEL CABLE	Según documento BOM
CANTIDAD	Según documento BOM


1
2
3
4
5
6
HEPRZ1 AL F
Libre de halógenos
UNE-EN 60754-2
UNE-EN 60754-1
IEC 60754-2
IEC 60754-1
Reducida emisión de gases tóxicos
UNE-EN 60754-2
IEC 60754-2
Baja emisión de gases corrosivos
UNE-EN 60754-2
IEC 60754-2
Resistencia a muy baja temperatura (-25°C)
Resistencia a la intemperie
UV
Resistencia a las radiaciones UV

20.3 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN, PROTECCIÓN, MEDIDA Y CONTROL(CT).

Existirá un Centro de Transformación, Protección, medida y control (CTPMC) donde irán ubicados el transformador de 4.000kVA y la aparamenta de protección correspondiente. El centro dispondrá de tres zonas o habitáculos bien definidos: dos de ellas, destinadas a equipos con tensión de servicio de 15KV (zona trafo y zona cabinas MT).

La separación entre las zonas de MT con las de BT será plena, disponiéndose como elemento separador mampostería, rejas o elementos prefabricados, tales que en ningún momento permitan el acceso desde la zona de BT a las de MT.

El Centro de Transformación, Protección, medida y control será prefabricado de tipo interior y privado, cumpliéndose con todo los estipulado conforme a dimensiones y distancias de seguridad estipulada en la instrucción ITC-RAT-14 y en especial en lo referente a las zonas de paso, que serán:

- Para pasillos de maniobra con elementos de tensión, a un solo lado de 1m.
- Para pasillos de maniobra con elementos en tensión, a ambos lados de 1.2m.
- Para pasillos de inspección con elementos en tensión, a un solo lado 0.80m.
- Para pasillos de inspección con elementos en tensión, a ambos lados 1m.

El edificio prefabricado está constituido por un bloque principal que engloba las paredes laterales, la cimentación y la estructura base inferior, una placa piso sobre la que se colocan los equipos de media y baja tensión y una cubierta que completa el conjunto.

Los elementos delimitadores, tales como muros exteriores, cubierta y solera, así como los estructurales en ellos contenidos (vigas, columnas, etc.) tendrán una resistencia al fuego RF-240 y los materiales constructivos del revestimiento interior (paramentos, pavimentos y techo) serán de clase MO de acuerdo con la norma UNE-23727.

Todos los elementos metálicos que intervengan en la construcción de los locales y puedan estar sometidos a oxidación deberán estar protegidos mediante un tratamiento de galvanizado en caliente según la norma UNE 37508 o equivalente.

20.3.1 EQUIPAMIENTO.

Para su aparallaje se emplearán celdas prefabricadas bajo envolvente metálica. Las celdas a emplear serán modulares de aislamiento y corte en hexafluoruro de azufre (SF6). Estará conectado a tierra de protección todo el compartimento, garantizándose así la ausencia de tensión cuando sea accesible, para lo que dispondrá de una pletina de tierra que las interconectará constituyendo el colector de tierras de protección.

Las celdas de MT estarán provistas de enclavamientos de tipo mecánico que relacionen entre sí los elementos que la componen de tal forma que impedirán el cierre simultaneo del mismo y su puesta a tierra, así como su apertura y puesta inmediata a tierra.

En su disposición cerrado se bloqueará la introducción de la palanca de accionamiento en el eje de la maniobra para la puesta a tierra, siendo asimismo bloqueables por candados todos los ejes de accionamiento.

Un dispositivo anti-reflex impedirá toda tentativa de reapertura inmediata de un interruptor. La posición de puesta a tierra será visible, así coma la instalación de dispositivos para la indicación de presencia de tensión.

Las condiciones de servicio son de interior como reflejan la normativa vigente (UNE-20009, C.E.I.-098, …) a temperaturas extremas de 40ºC y -5ºC y 1000 m de altura sobre el nivel del mar.

La conexión de los cables se realizará mediante conectores tipo enchufables apantallados compatibles con la celda de media tensión y una intensidad acorde a las características de la instalación.

Los embarrados además de soportar la intensidad admisible asignada de corta duración, estarán dimensionados para soportar sin deformaciones permanentes los esfuerzos dinámicos de cortocircuitos correspondientes a los valores de cresta de dicha intensidad.

En estos centros se instalarán elementos del sistema de seguridad de la planta, así como los elementos del sistema de comunicaciones para monitorizar los datos de producción.

El cableado de media tensión será con cable Al HEPRZ1 H16 12/20 kV, con aislamiento dieléctrico seco y su distribución será enterrado directamente en el terreno.

20.3.2 DESCRIPCIÓN DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN, PROTECCIÓN, MEDIDA Y CONTROL.

En la instalación objeto del presente proyecto existen un Centro de Transformación, Protección, Control y Medida con las siguientes características.

- Envolvente monobloque de hormigón tipo caseta de instalación en superficie y maniobra interior PFU-7/24kV, de dimensiones exteriores 8.080 mm de largo por 2.380 mm de fondo por 2.780 mm de altura vista.
- 1 Celda modular de medida CGMCOSMOS-M o similar. Vn=24kV, In=400A / Icc=16kA. Incluye interconexión de potencia con celdas contiguas y 3 transformadores de tensión y 3 transformadores de intensidad (verificados).
- Equipo Rectificador-cargador + batería, modelo ekorUCB
- 1 Celda modular de protección general con interruptor automático CGMCOSMOS-V o similar, aislamiento en SF6, Vn=24kV, In=400A / Icc=16kA. Equipada con:
    - Interruptor automático de corte en vacío (cat. E2 s/IEC62271-100), con mando manual.
    - Seccionador de tres posiciones (cat. E2 s/IEC62271-102), conexión-seccionamiento-puesta a tierra, con mando manual.
    - Indicador de presencia de tensión.
    - Relé multifunción.
- 1 Celda modular de protección con ruptofusible CGMCOSMOS-P, corte y aislamiento integral en SF6, interruptor-seccionador de tres posiciones (cat. E3 s/IEC 62271-103), conexión-seccionamiento-doble puesta a tierra. Vn=24kV, In=400A / Icc=16kA. Con mando manual (Clase M1, 1000 maniobras). Incluye indicador presencia tensión y fusibles limitadores.
- 1 Celda modular de línea CGMCOSMOS-L o similar, corte y aislamiento integral en SF6, interruptor-seccionador de tres posiciones (cat. E3 s/IEC 62271-103), conexión-seccionamiento-puesta a tierra. Vn=24kV, In=400A / Icc=16kA. Con mando manual (Clase M1,1000 maniobras). Incluye indicador presencia tensión.
- 1 Celda modular de línea CGMCOSMOS-L o similar, corte y aislamiento integral en SF6, interruptor-seccionador de tres posiciones (cat. E3 s/IEC 62271-103), conexión-seccionamiento-puesta a tierra. Vn=24kV, In=400A / Icc=16kA. Con mando manual (Clase M1,1000 maniobras). Incluye indicador presencia tensión. Celda prevista para futura instalación BESS (sistema de almacenamiento por baterías).
- Armarios contadores según normativa de Cía. Eléctrica, vacío cableado.
- Interconexión M.T. Borna/Cono (longitud máxima aproximada por fase, 9m).
- Transformador trifásico de potencia 4.000 kVA – 15KV/800V UNE Ecodiseño, de distribución 50 Hz para instalación interior o exterior, hermético de llenado integral, con termómetro con 2 contactos y maxímetro. Refrigeración natural en aceite mineral.
- 1 x Interruptor de corte en carga 4.200 A.
- 2 Cuadros de Baja tensión de agrupación de inversor, 800V, compuesto por:

- 1 x Interruptor magnetotérmico 2.100A – 800V – 3P sin neutro.
- 3 x Salidas con fusibles BTVC DT1 NH1
- 8/7 x Fusibles NH1 315A 800V
- 1 x Descargador de sobretensión

- Instalación interior. Que incluye:
  - Alumbrado interior.
  - Red de tierras interiores.
  - Elementos de seguridad (carteles, guantes, sujeción de elementos y banquillo).
  - Alumbrado de emergencia.
  - Instalación del circuito disparo por temperatura trafo.
  - Interconexión entre celda de medida y armario de contadores.
  - Interconexión entre trafo y cuadro de baja tensión

20.3.3 TRANSFORMADOR.

El Centro de Transformación, Protección, medida y control dispondrá de un transformador, de 4.000 kVA.

Las características principales del transformador trifásico serán que la frecuencia del mismo es de 50 Hz, de instalación interior o exterior según IEC 60076-1, hermético de llenado integral, incluye termómetro con 2 contactos y maxímetro, dispondrá de refrigeración natural en aceite mineral (según IEC60296).

El transformador estará inmovilizado en al menos dos de sus apoyos mediante cuñas o similares. La máquina cumplirá lo que al respecto se expresa en la normativa vigente (UNE-20101, UNE-20138, ITC-RAT-07).

EL trasformador cumplirá con el REGLAMENTO (UE) No 548/2014 DE LA COMISIÓN de 21 de mayo de 2014 por el que se desarrolla la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a los transformadores de potencia pequeños, medianos y grandes.

20.3.4 PROTECCIONES

Según el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23, el apartado 4.7 para Generadores conectados en redes de distribución indica que este apartado se aplicará a las instalaciones de producción de energía eléctrica que en virtud de su potencia nominal o de la tensión de la línea a la que se conecten no tengan una reglamentación específica en materia de seguridad y protección

El proyecto de ejecución de la planta fotovoltaica cumple con lo especificado en dicho apartado de ITC-RAT 09 con las siguientes protecciones instaladas y las cuales se detallan en el Anexo 3 de este proyecto:

a) Mínima tensión, con medida de la tensión entre fases o fase tierra, según los criterios de protección de la red a la que se conecte la instalación.
b) Máxima tensión, con medida de la tensión entre fases o fase tierra, según los criterios de protección de la red a la que se conecte la instalación.
c) Máxima tensión homopolar.
d) Máxima y mínima frecuencia.
e) Sobreintensidad de fase y neutro, tanto temporizada como instantánea.
f) Protección anti-isla.

20.4 MEDIDA.

Los equipos de medida estarán alojados en un armario homologado destinado a ese uso y a albergar las protecciones necesarias. La Medida se ubicará en Centro de Transformación, Protección, Medida y Control (CTPMC)

Los equipos de medidas, armarios y celdas cumplirán con lo siguiente:

- Los contadores registradores serán acordes al RPM e ITC vigentes, según la clasificación de cada punto de medida.
- El sistema de medida será de 4 hilos (con 3 transformadores de medida de tensión y 3 transformadores de medida de intensidad).
- Los secundarios de medida de los transformadores de medida serán de uso exclusivo para la medida de los consumos y tránsito de energía (liquidación) en el punto frontera.
- Los transformadores de medida serán del tipo inductivo, se instalarán de forma que sean fácilmente accesibles para su verificación, cambio de relación o sustitución ante avería.
- La carga de los transformadores de tensión es conveniente que se aproxime a su potencia nominal. En ningún caso la carga simultánea de los transformadores de tensión estará por debajo del 50 % de su potencia nominal, ni el factor de potencia (cos Fi) será inferior a 0,8. Cuando existan otros devanados secundarios no dedicados a medida, los protocolos de los transformadores de tensión deberán incluir los ensayos que justifiquen que la precisión de la medida es adecuada para el rango de cargas instalado.
- Los protocolos de los transformadores de medida se entregarán al responsable de medida de I-DE DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES S.A.U. de la zona e incluirán la carga simultánea de todos sus devanados, de medida y para otros fines.
- Los transformadores de medida de intensidad serán de gama extendida (S). Se recomienda que sean de doble relación, tales que la intensidad correspondiente a la potencia contratada se encuentre entre el 45 % de la intensidad nominal (o 20% para transformadores de clase S) y la intensidad máxima de precisión del transformador. Las relaciones de transformación serán números enteros y normalizadas.
- Los transformadores de medida de tensión serán de un valor de relación en primario comprendida entre el 80 % y el 120 % de la tensión nominal de la red a la que se conectan. Las relaciones de transformación serán números enteros y normalizadas.
- Los cables de interconexión entre los secundarios de los transformadores de medida y el bloque de pruebas o bornes de verificación a instalar en el armario de medida, serán de una sección mínima de 6 mm2 de tal forma que, para el caso de la interconexión de tensión la caída de tensión sea inferior al uno por mil, y en la de intensidad su carga sea inferior a 4 VA o que no pueda superar el 75% de la carga de precisión de los transformadores de intensidad (ambos criterios son válidos).

- Los cables de interconexión entre los transformadores y el armario de medida serán apantallados, con la pantalla conectada a tierra en el extremo de los transformadores y en el extremo del armario se dejará aislada. Se recomienda que exista una tierra de acompañamiento de sección suficiente para el caso de cortocircuitos a tierra entre la ubicación de los t/i y el devanado primario del transformador de potencia, en este caso se conectará la pantalla a tierra en ambos extremos. Serán preferentemente del tipo manguera con dos conductores por fase, o con cables unipolares por fase. Se utilizarán seis (6) conductores para los circuitos de intensidad y seis (6) conductores, o cuatro (4) conductores (ver anexo A) para los circuitos de tensión. La tensión de aislamiento de dichos cables de interconexión será de 0,6/1kV, serán ignífugos y se instalarán siempre bajo tubo rígido o flexible. El armario deberá estar puesto a la tierra de herrajes del centro a través de un cable de sección mínima de 35 mm2.
- Los armarios de medida serán los normalizados por I-DE DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES S.A.U. de dimensiones mínimas 750mm x 750mm x 300mm y 750mm x 500mm x 300mm según corresponda por el tipo de instalación. Dispondrán de un dispositivo de verificación por cada contador tipo bloque de prueba de, al menos seis polos para el circuito de intensidades y otro bloque de pruebas de, al menos cuatro polos para el circuito de tensiones o regletero – bornero seccionable equivalente de al menos diez polos que englobe circuito de intensidad y tensión, tal que permita la manipulación en los contadores sin necesidad de interrumpir el suministro.
- El armario se colocará a una altura del suelo entre 70 y 180 cm. Deberá existir una distancia no inferior de 100 cm (pasillo de maniobra) desde la puerta del armario a las celdas de medida.
- Todos los puntos de suministros clasificados como Tipos 1 y 2 dispondrán de telelectura desde el Concentrador Secundario al que se conecte.

Contadores-registrador.

El sistema de medida empleado será de cuatro hilos. Los equipos tendrán que utilizar el protocolo de comunicaciones IEC 870.5.102 modificado y homologado por Red Eléctrica.

Equipos Tipo	Contador Activa	Contador Reactiva
2	$\leq 0{,}5$ S	≤ 1

El contador registrador a utilizar estará homologado, o dispondrá de autorización de uso y dispondrá de la pegatina de verificación primitiva o verificación en origen del laboratorio con competencia, o en su defecto, la etiqueta de verificación por parte de Industria correspondiente a cada territorio o del órgano competente autorizado.

El punto de medida (Tipo 2) dispondrá de comunicaciones exclusivas, es decir, dispondrá de módem GSM.

Transformador de Tensión.

Como norma general y para Vn ≤ 36 kV, los transformadores de tensión serán de aislamiento seco a base de resinas sintéticas y cumplirán las normas indicadas.

Características:

Tensión nominal de Red (V)	Tensión primaria del t\t.	Tensión más elevada en kV	Tensión secundaria del t\t	Potencia del t\t en VA	Clase de Precisión Medida
15.000	16500: √3	24	110: √3	30	0,2

Transformadores de Intensidad.

La carga máxima del secundario dedicado a medida fiscal estará comprendida entre el 25% y el 100% de la carga de precisión.

Como norma general, para Vn ≤ 36 kV, los transformadores serán de aislamiento seco.

Características:

Tensión nominal de Red (V)	Tensión primaria del t\t.	Tensión más elevada en kV	Intensidad secundaria nominal (A)	Clase de Precisión			Potencia de Precisión (VA)		
				Medida		Protección	Medida		Protección
15.000	16500: √3	24	5-5-5	0,2S	0,5	5P20	10	15	15

Esta medida tendrá acceso libre, directo y permanente desde la vía pública, a través de un camino existente de referencia catastral 28089A004090050000OS. Se define ese acceso en los planos anexos.

20.5 LÍNEA DE EVACUACIÓN E INTERCONEXIÓN

Las líneas de evacuación e interconexión comprenderán la instalación de conducción eléctrica subterránea a 15 kV que conducirá la energía generada desde la planta solar hasta la red de distribución existente.

Se define como **línea de evacuación** la línea eléctrica de media tensión que conecta la planta con la infraestructura eléctrica que se cede a la compañía distribuidora. Es decir, desde la Planta FV hasta el Centro de Seccionamiento.

Se define como **línea de interconexión** la línea eléctrica de media tensión que se cede a la compañía distribuidora y que conecta la infraestructura cedida a su red de distribución, es decir desde el Centro de Seccionamiento hasta el Punto de Conexión concedido, esta línea se tratará en el proyecto de Interconexión

i-DE REDES ELECTRICAS INTELIGENTES S.A.U. concede según referencia EXP-28-9042322050 con fecha 26/04/2023, el acceso y conexión de la planta fotovoltaica con una potencia concedida de 4007 kW a través de la línea 14 – CASCOBAL de 15 kV de la STR GRIÑON (15 kV), en el tramo de línea subterránea comprendido entre el CT PAZ-GRIÑON (31106010) y GRAN ABOLENGO-GRI CS (31188380), siendo necesario la instalación de un centro de seccionamiento telemandado en dicha línea mediante una entrada/salida, con código de identificador único 7860891.

La conexión de toda la planta fotovoltaica a la red de distribución de I-DE REDES ELECTRICAS INTELIGENTES S.A.U. se realizará a través de una línea existente subterránea de 15KV. Concretamente a través **de la línea 14 – CASCOBAL de 15 kV de la STR GRIÑON (15 kV), en el tramo de línea subterránea comprendido entre el CT PAZ-GRIÑON (31106010) y GRAN ABOLENGO-GRI CS (31188380), siendo necesario la instalación de un centro de seccionamiento telemandado en dicha línea mediante una entrada/salida, con código de identificador único 7860891.**

La línea de evacuación se ha propuesto de tipo subterránea teniendo en cuenta el DECRETO 131/1997, DE 16 DE OCTUBRE (COMUNIDAD DE MADRID) POR EL QUE SE FIJAN LOS REQUISITOS QUE HAN DE CUMPLIR LAS ACTUACIONES URBANÍSTICAS EN RELACIÓN CON LAS INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS. (10/6/01), el cual indica los siguientes artículos, entre otros:

- *Artículo 1*
  Para la aprobación de toda nueva actuación de desarrollo urbanístico será requisito indispensable que las redes de alta y baja tensión de la infraestructura eléctrica proyectada para el suministro de dicha actuación, contemple su realización en subterráneo, dentro del documento de aprobación y en el curso

de la ejecución de la urbanización, salvo que discurran por los pasillos eléctricos definidos en el plan de actuación.

- *Artículo 4*
  Las líneas aéreas existentes que no se encuentren en la red de pasillos existentes o de nueva creación, se irán trasladando a dichos pasillos o se pasarán a subterráneas, siguiendo un plan de etapas a establecer por las Administraciones competentes, oídos los titulares de las líneas.

Línea de evacuación. Conecta el Centro de Transformación, Protección, medida y control (CTPMC)con el Centro de Seccionamiento (CS). El tramo de **longitud total de 2362 metros** aproximadamente, a su salida del Centro de Transformación, Protección, medida y control (CTPMC) dentro del área vallada de la instalación fotovoltaica (**318 metros** aproximadamente) y fuera de ella hasta llegar al Centro de Seccionamiento después. Las longitudes y la identificación de las parcelas se encuentran detallados en el punto RBDA de esta memoria. La línea será de **Simple Circuito**.

Línea de Interconexión. Conectará el Centro de Seccionamiento (CS) con el Punto de Conexión. El tramo con una **longitud total de 17 metros** aproximadamente, discurrirá fuera de la instalación fotovoltaica, desde el Centro de Seccionamiento hasta donde se encuentra el Punto de Conexión con la compañía eléctrica. Las longitudes y la identificación de las parcelas se encuentran detallados en el punto RBDA de esta memoria. La línea será de **Doble Circuito** para realizar la conexión Entrada/Salida. Esta Línea se describe en el proyecto de ejecución administrativo de infraestructura de conexión a red de la planta PF LAS ARROYADAS

Ambas líneas tendrán carácter subterráneo, disponiéndose la línea eléctrica canalizada en una zanja de 1 m de profundidad y 0,40 m de ancho que será recubierta de arena y tierra de la excavación.

CABLEADO.

Los cables a suministrar para la línea de evacuación e interconexión deberán ser adecuados para instalarse enterrados bajo tubo, también podrán ser instalados directamente enterrados de acuerdo con la normativa aplicable. Los cables diseñados para ambas líneas serna los siguientes:

- Línea de evacuación: **HEPRZ1 AL 12/20 kV de sección 3 x (1 x 240) mm^2**
- Línea de interconexión: **HEPRZ1 AL 12/20 kV de sección 3 x (1 x 240) mm^2**

Y ambos presentarán las siguientes características.

PARÁMETRO	VALOR
DENOMINACIÓN	HEPRZ1 AL 12/20 kV
TENSIÓN DE ASILAMIENTO	12/20 (24) kV
NORMAS CONSTRUCCIÓN NORMAS	I-DE DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES S.A.U. NI 56.43.01 UNE-HD 620-9E

NORMAS REACCIÓN AL FUEGO	UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1 UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2
CLASIFICACIÓN CPR	Fca
CONDUCTOR	Aluminio de clase 2 según UNE-EN 60228.
PANTALLA SOBRE CONDUCTOR	Semiconductor extruido
AISLAMIENTO	Etileno-propileno de alto módulo 105 ºC (HEPR).
PANTALLA SOBRE AISLAMIENTO	Semiconductor extruido separable en frío.
PROTECCIÓN CONTRA EL AGUA	Obturación longitudinal con cinta hinchante.
PANTALLA METÁLICA	Hilos de cobre con cinta a contraespira
CUBIERTA EXTERIOR	Polietileno (PE) tipo DMZ1.
TEMPERATURA MÁXIMA / MÍNIMA TRABAJO	+105 ºC / -25ºC
VIDA ESTIMADA 2	25 años
SECCIÓN DEL CABLE	Según documento BOM
CANTIDAD	Según documento BOM



21 PUNTO DE CONEXIÓN A RED.

La conexión de toda la planta fotovoltaica a la red de distribución de I-DE REDES ELECTRICAS INTELIGENTES S.A.U. se realizará a través de una línea existente subterránea de 15KV. Concretamente a través **de la línea 14 – CASCOBAL de 15 kV de la STR GRIÑON (15 kV), en el tramo de línea subterránea comprendido entre el CT PAZ-GRIÑON (31106010) y GRAN ABOLENGO-GRI CS (31188380), siendo necesario la instalación de un centro de seccionamiento telemandado en dicha línea mediante una entrada/salida, con código de identificador único 7860891.**

Las coordenadas UTM/ETRS89 donde se ubica el Punto de Conexión de PF LAS ARROYADAS es el:

X: 426220.3923
Y: 4454269.4722
Huso: 30

Para la interconexión de la planta con la línea de distribución, se instalará un Centro de Seccionamiento (SC), según normativa I-DE DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES S.A.U. que conectará la línea de evacuación de la planta con la línea de distribución de I-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES, S.A.U. (IBERDROLA), según esquemas unifilares del proyecto.

Los elementos de interconexión serán acordes con la normativa vigente I-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES, S.A.U. (IBERDROLA) y están basados en las condiciones técnicas propuestas por I-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES, S.A.U. (IBERDROLA) para la obtención del punto de conexión. Estas condiciones son:

Este punto de conexión a red se describe en el proyecto de ejecución administrativo de infraestructura de conexión a red de la planta PF LAS ARROYADAS.

i-DE Grupo IBERDROLA

0000 1873556 104053 00000

NEXER SOLAR, S.L.
Avda BRUSELAS, 31
28108 ALCOBENDAS (MADRID)

Referencia: 9042322050

Fecha: 04-05-2023

Asunto: Solicitud de permisos de acceso y conexión para Productor / Generador
Titular de la instalación: NEXER SOLAR, S.L.
CIF: B88236096
Localización: CUATRO 108 MORALEJA DE ENMEDIO (MADRID)
CUPS: ES0021000042853899FC

Capacidad de acceso solicitada: 4999 kW
Capacidad de acceso propuesta: 4007 kW

Tecnología: Fotovoltaica

Identificación de las garantías económicas:
Fecha/hora resguardo depósito garantía económica: 28-02-2023
Importe de la garantía económica presentada: 199.960 €

Estimados clientes:

Le adjuntamos la propuesta previa para la atención de su solicitud de acceso y conexión arriba referenciada, que incluye la siguiente documentación:

- **Pliego de Condiciones Técnicas**, en el que se describen las instalaciones, trabajos y demás condiciones técnicas necesarias para poder atender su solicitud y que incluye los siguientes documentos:
  - **Planos** de la zona, en los que se indica el punto de conexión y el trazado de la infraestructura eléctrica necesaria.
  - **Anexos de especificaciones técnico-administrativas,** en el que se detallan las condiciones para la realización de la infraestructura eléctrica.
  - **Anexo de especificaciones técnicas de medida en AT.**
  - **Especificaciones técnicas para la ejecución del proyecto.** https://www.i-de.es/geafr/CCTT_PROD
  - **Anexo de telegestión** en el que se detalla los equipos de telegestión a instalar dentro de los centros de transformación.

- **Presupuesto de las instalaciones y trabajos** descritos en el Pliego de Condiciones Técnicas.
- **Documento/s de conformidad y aceptación de la propuesta previa.**

El plazo de validez de esta propuesta es de 30 días a partir de la fecha indicada en este escrito. Transcurrido dicho plazo sin haber recibido su aceptación será necesario realizar una nueva solicitud.

Para continuar con la tramitación de su solicitud, deberán remitirnos el documento de conformidad y aceptación de la propuesta previa debidamente cumplimentado y firmado a través de nuestra Plataforma GEA de gestión de solicitudes de acceso y conexión (https://www.i-de.es/geafr)

En caso de precisar más información, le recordamos que puede ponerse en contacto con nosotros a través de la Plataforma GEA usando el módulo de conversaciones o en el teléfono gratuito 900171171.

Atentamente.

[redacted]

María Martínez Yáñez
Jefe Distribución Madrid Sur y Oeste

Grupo IBERDROLA

miércoles, 26 de abril de 2023

EXP-28-9042322050

PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE ACCESO Y CONEXIÓN

Solicitante: NEXER SOLAR, S.L. (CIF: B88236096)

Instalación: PF LAS ARROYADAS

Localización: Moraleja de Enmedio (Madrid)

CUPS: ES0021000042853899FC

Capacidad de acceso Solicitada: 4.999 kW

Capacidad de acceso Propuesta: 4.007 kW

Potencias: 6.006 kW en paneles FV / 5.000 kW en inversores

Potencia Instalada:5.000 kW

Fecha informe: 26/04/2023

Referencia: EXP-28-9042322050

1. DESCRIPCIÓN DE LA SOLICITUD Y ANTECEDENTES

Se ha recibido solicitud de permisos de acceso y conexión para 4.999 kW de una planta de generación Fotovoltaica de 5.000 kW instalados, en el término municipal de Moraleja de Enmedio (Madrid), con punto de conexión solicitado por el cliente en nudo con código de identificador único 0528066785, a la tensión de 15 kV.

Las coordenadas del centro geométrico de la poligonal que circunscribe la planta generadora, a efectos de lo dispuesto en disposición adicional decimocuarta y en el anexo II del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre son las siguientes: [426230,4154331592; 4454268,486575002] en el sistema ETRS 89 (HUSO 30).

2. RESULTADO DEL ANÁLISIS DE LA SOLICITUD

Tras analizar la Solicitud de acceso y conexión, cabe concluir que la RdD titularidad de i-DE (RdD) en el punto de conexión solicitado STR GRIÑON (15 kV)**, no dispone de capacidad suficiente para atender la Solicitud de acceso y conexión por el total de la potencia de evacuación demandada.**

Dado que en la Solicitud de acceso y conexión el Solicitante ha manifestado que, en el caso de concurrir la situación de falta de capacidad que nos ocupa, resulta de su interés la emisión de una Propuesta Previa de acceso y conexión por la capacidad y condiciones de explotación posibles, se traslada la presente Propuesta Previa de acceso y conexión por una capacidad de evacuación máxima de 4.007 kW, sujeta a ciertas condiciones y limitaciones de explotación, según se indica más adelante.

El resultado del análisis de la Solicitud de acceso y conexión, realizado con arreglo al criterio de prelación temporal y evaluación de capacidad de acceso establecidos en la normativa vigente, es la denegación parcial del acceso y conexión solicitados. Dicha denegación parcial viene motivada por las características de la red de distribución de la zona y los suministros y centrales de generación que a ella se conectan o se van a conectar.

i-DE Grupo IBERDROLA

miércoles, 26 de abril de 2023

EXP-28-9042322050

3. SOLUCIÓN Y PUNTO DE CONEXIÓN

La conexión de la instalación a la red de I-DE REDES ELECTRICAS INTELIGENTES S.A.U. en adelante (i-DE) se realizará en:

- La línea 14 - CASCOBAL de 15 kV de la STR GRIÑON (15 kV), en el tramo de línea comprendido entre el CT PAZ-GRIÑON (31106010) y GRAN ABOLENGO-GRI CS (31188380), siendo necesario la instalación de un centro de seccionamiento telemandado en dicha línea mediante una entrada/salida, con código de identificador único 7860891 y coordenadas en el sistema ETRS 89 (HUSO 30): [427521,5886522289; 4452778,017751921]

El punto de conexión tiene afección sobre el **nudo de transporte MORALEJA (220 kV)**.

4. DETALLE DE TRABAJOS A REALIZAR

Para la conexión de la planta es necesario realizar en la red de distribución una serie de trabajos, según se describe a continuación:

4.1 Trabajos de refuerzo, adecuación, adaptación o reforma de instalaciones de la red de distribución existente en servicio

Se refiere a los trabajos de ampliación, adecuación, adaptación o reforma de instalaciones de la red de distribución existente en servicio que son necesarios para incorporar las nuevas instalaciones. Estos trabajos serán a cargo del Solicitante, y tendrán que ser realizados por i-DE por razones de seguridad, fiabilidad y calidad de suministro, quedando propiedad de i-DE.

- Modificaciones necesarias en la línea 14 - CASCOBAL de 15 kV para permitir la conexión de las nuevas instalaciones a la red de I-DE, consintientes en:

  Realización de empalmes en la línea subterránea 14 - CASCOBAL para integrar en entrada-salida el nuevo centro de Seccionamiento telemandado.

- Modificaciones y ajustes necesarios en los elementos de la línea 14 - CASCOBAL de 15 kV / STR GRIÑON (15 kV) para adecuar los sistemas (protecciones, telecontrol, medida, etc....) al nuevo esquema de explotación.

Si las nuevas actuaciones requiriesen la ampliación de la subestación, embarrados o modificaciones/sustitución de los elementos en servicio existentes (interruptores, aparamenta, embarrados, otros apoyos, etc.), las actuaciones necesarias serán realizadas por i-DE a cargo del Solicitante.

Si fuera necesaria la adquisición de terrenos, éstos deberán ser obtenidos por el Solicitante.

4.2 Trabajos necesarios para la conexión de la instalación de generación hasta el punto de conexión con la red de distribución

Son las nuevas instalaciones de red, que transcurren desde la red de distribución existente hasta el primer elemento propiedad del Solicitante, y que por necesidades de operación y mantenimiento de la red deben ser cedidos a i-DE, pudiendo ser ejecutados tanto por i-DE como por el Solicitante y siempre a cargo del Solicitante.

Las instalaciones indicadas en este apartado pasarán a ser de titularidad de i-DE, libres de cargas y gravámenes, que se responsabilizará desde ese momento de su operación y mantenimiento, por ello además de aplicar la Legislación y Reglamentación vigente, serán de aplicación las Normas Internas (NI), los requisitos de los Manuales Técnicos (MT), y los criterios de diseño de I-DE.

i-DE Grupo IBERDROLA

miércoles, 26 de abril de 2023

EXP-28-9042322050

En los casos de doble circuito de alimentación, éstos se considerarán instalación de extensión tanto en su circuito de entrada como de salida.

Nuevas líneas de conexión del Centro de seccionamiento con la red existente. Las nuevas líneas de alimentación al Centro no limitarán la capacidad de la línea general, instalando como mínimo conductor AL 240 mm2 en los tramos subterráneos y LA100 mm2 en los tramos aéreos.

4.3 Trabajos a desarrollar por el Solicitante para la conexión de las nuevas instalaciones que debe ceder previamente a su puesta en marcha

- Construcción de un centro de seccionamiento independiente y telemandado, que realice entrada y salida en el tramo comprendido entre los Centros de transformación PAZ-GRIÑON (31106010) y GRAN ABOLENGO-GRI CS (31188380) de la línea 14 - CASCOBAL, de la STR GRIÑON (15 kV), 15 kV.

  La celda de alimentación al cliente estará equipada con seccionador de puesta a tierra e interruptor-seccionador con función seccionalizadora.

  La alimentación a los sistemas de automatización se realizará preferentemente desde la red existente. Si esto no es posible se podrá establecer en el propio centro de seccionamiento tele mandado la alimentación auxiliar necesaria, utilizando en su caso las celdas y transformadores adicionales que sean necesarios (a determinar por los servicios técnicos de la zona).

  El centro de seccionamiento telemandado deberá incorporar los elementos necesarios (equipos de tele gestión, comunicaciones, alimentación, protección, cableados, etc.) que permitan realizar las funciones de automatización y su operación remota desde el Despacho de Operación de I-DE.

  De acuerdo a la actual reglamentación, el centro de seccionamiento telemandado que da continuidad a la línea de i-DE debe ser cedido a la empresa eléctrica, realizándose la operación de dichos interruptores desde el Despacho de Operación de i-DE.

- El nuevo centro de seccionamiento se ubicará lo más cerca posible de la traza de la línea actual (preferiblemente a no más de 50 m. del punto de conexión en la red de distribución), será de superficie donde la normativa local lo permita, adoptando los demás condicionantes que le apliquen según criterios de la normativa de i-DE.

4.4 Trabajos a desarrollar por el Solicitante para la conexión de las nuevas instalaciones que quedan de su propiedad

- Línea de 15 kV desde el punto de conexión hasta la instalación del cliente que quedará de propiedad particular, siendo propiedad del cliente a partir de los terminales del cable subterráneo derivado de la posición de la subestación, incluyendo dichos terminales.

  Todas estas instalaciones serán realizadas y legalizadas por el Solicitante.

  Todos los apoyos en los que exista riesgo de electrocución de aves deben disponer de dispositivos para protección de la avifauna.

5. AFECCIONES CON LA RED EXISTENTE

Para cualquier línea eléctrica propiedad de i-DE que sobrevuele la parcela objeto de la actuación, será necesario respetar las distancias de servidumbre y cumplir las distancias de seguridad reglamentarias, según lo establecido en el artículo 162 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, dejando una franja libre de seguridad a ambos lados de la línea, pudiéndose optar también al desvío de la misma por fuera de la parcela o el soterramiento por viales públicos. Asimismo, en el primero de los casos, será necesario dotar de acceso

desde el exterior a dicha franja y a los apoyos situados sobre la misma para la realización de su mantenimiento preventivo o correctivo cuando éste sea preciso.

5.1 Afecciones con la red de MT

No se identifican afecciones.

5.2 Afecciones con la red de AT y MAT

No se identifican afecciones.

6. CONVENIOS Y PLANES AFECTADOS

No se identifica la existencia de convenios que afecten a la actuación.

7. CONDICIONANTES DEL SUMINISTRO

El suministro está condicionado a los desarrollos indicados en el presente expediente.

8. REQUISITOS TÉCNICOS

Respecto a la ejecución de instalaciones, todas se realizarán, de acuerdo con la normativa vigente y acordes con los manuales técnicos de I-DE, por lo que antes de ejecutar cualquier instalación, el proyecto de éstas deberá ser supervisado y aprobado por los Servicios Técnicos de I-DE.

Si por necesidades de mantenimiento del servicio eléctrico fueran necesarios otros trabajos en instalaciones de I-DE para poder efectuar cualquiera de las modificaciones que se han indicado, éstos serán realizados por I-DE a cargo del peticionario.

Si para efectuar trabajos en sus instalaciones particulares o bien por razones de seguridad, se precisara en algún momento la desconexión o suspensión de servicio eléctrico desde las instalaciones de distribución, contactarán igualmente con nuestros servicios técnicos.

Todas las líneas subterráneas de Media Tensión que se integren en la red de distribución contarán con cable de sección mínima 3x240 mm2 Al.

I-DE no se responsabiliza de las consecuencias derivadas de los retrasos que pudieran acontecer por causas ajenas, permisos o inviabilidad de ejecución, ante lo que el peticionario podrá solicitar la concesión de un punto de conexión alternativo.

8.1 Códigos de red europeos

La instalación deberá cumplir con los Códigos de Red de Conexión de generadores (Reglamento (UE) 2016/631) y lo dispuesto tanto en el 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 (en adelante, Real Decreto 647/2020), como en la 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. Para aclarar el cumplimiento de esta normativa, los Gestores de la Red de Transporte y Distribución han publicado la Norma Técnica de Supervisión de la Conformidad de los módulos de generación de electricidad (NTS), en virtud de la cual los titulares de los Módulos de Generación de Electricidad (MGE) conectados a la red de distribución puedan acreditar el cumplimiento de los requisitos técnicos que le son de aplicación y, por tanto, puedan solicitar la Notificación Operacional Definitiva (Anexo

IV.C del Real Decreto 647/2020) para la puesta en servicio de la instalación. Para más información acerca de esta normativa y su aplicación pueden consultar https://www.i-de.es/distribucion-electrica/legislacion-electricidad/codigos-de-red.

Asimismo, le comunicamos que a efectos de Códigos de Red (Real Decreto 647/2020, de 7 de julio) la significatividad de sus módulos de generación de electricidad es B.

8.2 Potencia de cortocircuito

Las potencias de cortocircuito en punto de interconexión a la red de distribución son:

	Trifásica (MVA)	Monofásica (MVA)
Mínima habitual:	61	2
Máxima de Diseño:	325	26

Las instalaciones de conexión a la red de i-DE deben diseñarse de acuerdo con las potencias máximas de cortocircuito indicadas. Los equipos eléctricos deben estar diseñados para soportar las potencias de diseño indicadas.

8.3 Protecciones

Las protecciones se adecuarán a la normativa de i-DE, resaltando especialmente que la instalación particular debe estar dotada **de protecciones voltimétricas en el lado de alta del transformador.**

8.4 Tratamiento del Neutro

Por requisitos de gestión del sistema en los casos que el transformador de acoplamiento a la red en la instalación del particular tuviera el devanado de alta en estrella su neutro será con aislamiento pleno y accesible.

En instalación de generación nunca se aportará corriente de neutro ante faltas a tierra en la red a la que se encuentra conectado. Para ello, el devanado de alta de los transformadores de acoplamiento a la red de los módulos de generación será preferentemente en triángulo o estrella sin conexión del neutro a tierra.

En el caso de subestaciones con conexión en entrada–salida de línea el devanado de alta del transformador de acoplamiento a red será en estrella con neutro accesible y su puesta a tierra será decisión de i-DE.

8.5 Telecontrol, Telemedida y Teledisparos

Según la legislación vigente, todas instalaciones de generación conectadas a niveles de tensión superiores a 1 KV, que no estén acogidas al Real Decreto 1699/2011, de 8 de diciembre de 2011, deben estar dotadas de un sistema de teledesconexión. Dicho sistema se describe en el MT 3.53.01, e integra Telecontrol y Telemedida.

8.5.1 Telemedida

Es necesario el envío de las medidas de potencia activa, potencia reactiva y tensión al centro de control de distribución. Se debe disponer asimismo de la indicación del estado del interruptor de conexión.

Este sistema es independiente del previsto por el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que obliga a todas las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con potencia instalada mayor de 1 MW, o inferior o igual a 1 MW pero que formen parte de una agrupación del mismo subgrupo del artículo 2 cuya suma total de potencias instaladas sea mayor de 1 MW, a enviar telemedidas al operador del sistema, en tiempo real.

8.5.2 Telecontrol

Es necesario disponer de telemando sobre el equipo de conexión de la instalación a la red de i-DE.

La comunicación entre los equipos de Telegestión y telemando se resolverá mediante Operador Móvil (4G).

Los equipos de telecomunicaciones a incluir en el centro de seccionamiento serán los siguientes:

- ACOM-I-VCC
- 1 Router 4G doble SIM 1+0 AC/DC STAR
- Antena

Es preciso que los nuevos Centros de Transformación (CT) y Centros de Seccionamiento (CS) incorporen los equipos que permitan la Telegestión de los contadores conectados al mismo y mantener la continuidad de las telecomunicaciones existentes, como parte de la Extensión que debe ejecutar el tercero. Igualmente, en el caso de instalaciones de extensión desarrolladas por i-DE por encargo del Solicitante.

8.5.3 Tiempo de desconexión

La instalación de generación tiene la responsabilidad de estar dotada de los medios necesarios para admitir un reenganche sin ningún tipo de condición del interruptor de cabecera de i-DE, el tiempo mínimo que esté establecido.

8.5.4 Protección anti-isla y teledisparo

El diseño de la instalación no debe posibilitar su funcionamiento en isla, manteniendo tensión en la red de distribución.

En aquellos casos en que sea de aplicación el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, el generador debe disponer de un sistema de teledisparo, u otro medio de los previstos en la normativa de I-DE (MT 3.53.01), que desconecte la instalación generadora ante incidencias y situaciones de red bajo perturbación, en las cuales la presencia del generador no garantice la seguridad y calidad de servicio en la red de distribución de I-DE, evitando el funcionamiento del generador en isla sobre la red de distribución, en aplicación de la legislación vigente.

8.6 Ubicación de la medida y Coeficiente de pérdidas

Con carácter general, la ubicación de los equipos de medida debe coincidir con el punto frontera (límite de propiedad de lado de las instalaciones del cliente).

En caso de que el punto frontera se encuentre dentro de instalaciones de i-DE o cuando existan otras causas justificadas, previo acuerdo de los participantes en una medida y autorización del encargado de la lectura, se podrá establecer otro punto de medida principal cuya ubicación difiera del punto frontera. En estos casos:

- Se debe garantizar el acceso físico permanente al encargado de la lectura para la realización en condiciones adecuadas de trabajos de lectura, comprobación, verificación o inspección.

- Se calculará el correspondiente coeficiente de pérdidas a aplicar. El productor debe proporcionar los datos necesarios para su cálculo.

8.7 Normativa Aplicable

La conexión del productor y sus instalaciones eléctricas se ajustarán al esquema definido por las condiciones técnicas establecidas y se ejecutarán de acuerdo con la normativa vigente y la normativa de i-DE sobre condiciones técnicas para la instalación de productores, instalaciones fotovoltaicas y criterios de conexión a la Red. Antes de ejecutar cualquier instalación, el proyecto de la misma debe ser supervisado y aprobado por los Servicios Técnicos de i-DE.

8.8 Limitaciones a la generación y perturbaciones

No se admiten perturbaciones armónicas o de régimen transitorio que violen los límites establecidos explícitamente en la reglamentación vigente o, en su defecto, las marcadas como admisibles en las normas de compatibilidad electromagnética UNE e IEC.

La capacidad de acceso otorgada no debe entenderse como capacidad de producción garantizada, pudiendo ser necesario aplicar restricciones de evacuación -mayores de las previstas en su caso- derivadas de las situaciones de operación en tiempo real, incluyendo la indisponibilidad efectiva de los elementos de red, necesidades de mantenimiento y de la evolución del conjunto del sistema.

La viabilidad de conexión se ha establecido para la capacidad de acceso de generación concedida, entendida como la potencia activa máxima que se puede inyectar a la red. Es obligación del Solicitante mantener un factor de potencia unidad en el punto de conexión a la red si así se lo requiere i-DE, y la generación de potencia reactiva de cualquier signo queda siempre supeditada a las consignas que pueda emanar i-DE para el control de tensión.

El seguimiento de factor de potencia unidad es crítico especialmente si la línea de conexión del generador se realiza con cable subterráneo, debido a la elevada capacidad shunt que tienen estas líneas.

Las instalaciones de generación de electricidad cuya potencia total instalada supere la capacidad de acceso otorgada en su permiso de acceso deberán disponer de un sistema de control, coordinado para todos los módulos de generación e instalaciones de almacenamiento que la integren, que impida que la potencia activa que esta pueda inyectar a la red supere dicha capacidad de acceso.

9. CONTINUACION DEL PROCESO DE CONEXIÓN Y OBSERVACIONES

Para continuar con la tramitación de su solicitud, deberán remitir el documento de conformidad y aceptación debidamente firmado por la misma vía que realizó su solicitud o acceder a nuestro canal GEA de gestiones de solicitud de acceso y conexión, habilitado para tal efecto www.i-de.es/geafr, incorporándolo al expediente.

10. MODIFICACIONES

De conformidad con lo establecido en el artículo 7.1.e) de la Circular 1/2021, de 20 de enero, en el caso de que se produzca la entrada de nuevos solicitantes y puedan establecerse soluciones conjuntas de conexión más eficientes, las presentes condiciones técnicas podrán ser modificadas en el plazo de seis meses desde la emisión de los permisos de acceso.

i-DE
Grupo IBERDROLA

miércoles, 26 de abril de 2023

EXP-28-9042322050

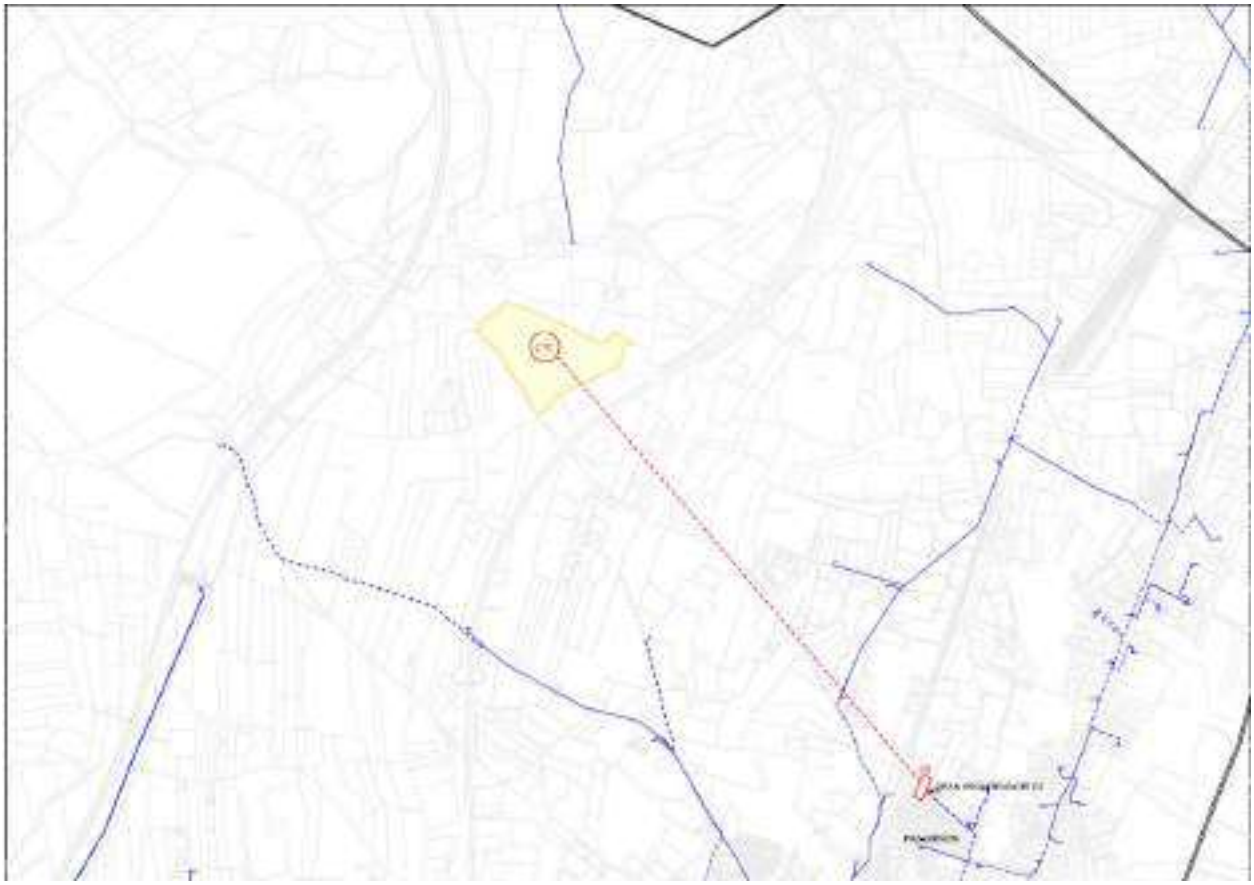
11. PLANOS

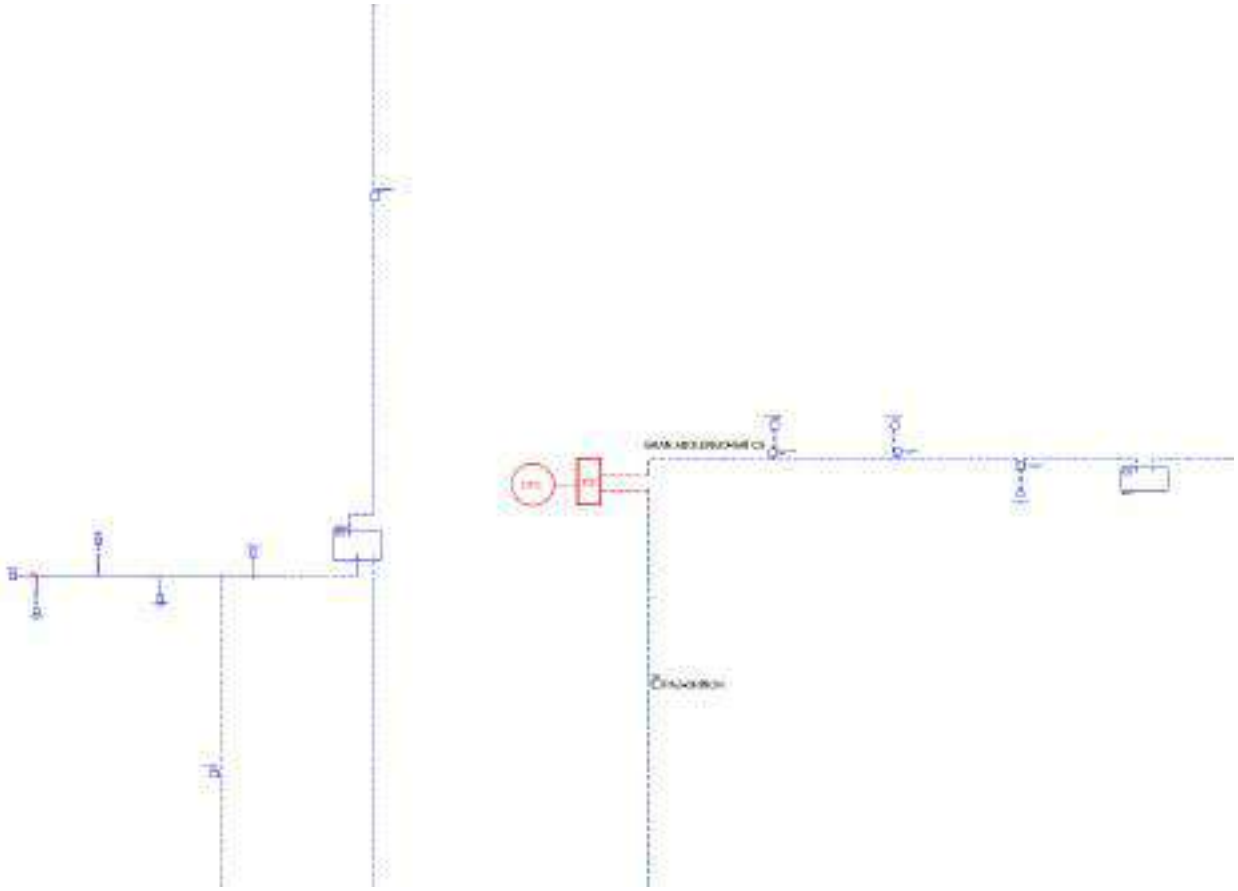
11.1 Plano de situación

11.2 Desarrollo eléctrico – Cartográfico Orientativo

11.3 Desarrollo eléctrico – Esquemático







22 OBRA CIVIL

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

- Acondicionamiento del terreno
- Accesos y viales interiores
- Zanjas para cables
- Centros de Transformación (cimentación)
- Vallado perimetral
- Sistema de vigilancia

22.1 ACONDICIONAMIENTO DEL TERRENO

Consiste en extraer y retirar de las zonas designadas todos los árboles, tocones, plantas, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basura o cualquier otro material indeseable según el Proyecto o a juicio de la dirección de obra. Estos trabajos serán los mínimos posibles y los suficientes para la correcta construcción del proyecto.

La ejecución de esta operación incluye las operaciones siguientes:

- Remoción de los materiales objeto de desbroce
- Retirado y extendido de los mismos en su emplazamiento definitivo

De esta forma se realizará la extracción y retirada en las zonas designadas, de todas las malezas y capa de tierra vegetal existen y cualquier otro material indeseable a juicio de la dirección de obra. La profundidad media de desbroce será de 10 cm. Se acometerá el desbroce en las zonas de edificios, centros de transformación y viales, salvo que el Ingeniero Director ordene otra cosa por escrito.

Se estará, en todo caso, a lo dispuesto en la legislación vigente en materia medioambiental, de seguridad y salud, y de almacenamiento y transporte de productos de construcción.

Las operaciones de remoción se efectuarán con las precauciones necesarias para lograr unas condiciones de seguridad y evitar daños en las construcciones próximas existentes. Todos los pozos y agujeros que queden dentro de la explanación se rellenarán conforme a las instrucciones de la dirección de obra.

Todos los productos o subproductos forestales no susceptibles de aprovechamiento, serán eliminados de acuerdo con lo que ordene la dirección de obra sobre el particular.

22.2 MOVIMIENTO DE TIERRAS

Se entiende por Movimiento de Tierras al conjunto de actuaciones a realizarse en un terreno para la ejecución de una obra. Dicho conjunto de actuaciones puede realizarse en forma manual o en forma mecánica. Por la necesidad de instalación de la estructura soporte de paneles y por la orografía del terreno, será necesario realizar puntuales movimientos de tierras para adecuar dicho terreno a las condiciones de instalación

El movimiento de tierras se realizará por medios mecánicos y consistirá en realizar desmonte y terraplenes para realizar una nivelación del terreno en aquellas zonas que sean necesarias.

Desmonte
El desmonte es el movimiento de todas las tierras que se encuentran por encima de la rasante del plano de arranque de la edificación.

Terraplenado
El terraplenado se realiza cuando el terreno se encuentra por debajo del plano de arranque del edificio y es necesario llevarlo al mismo nivel.

Cálculo estimativo de movimiento de tierras para toda la superficie es:

RESUMEN MOVIMIENTO DE TIERRAS	
Volumen desmonte	4705 m^3
Volumen terraplén I	1107 m^3
Volumen neto I	3598 m^3

El material sobrante podrá ser utilizado para otras actividades en el proyecto, podrá extenderse en otras zonas o llevarse a un vertedero autorizado.

El cálculo actual de movimiento de tierras deberá ser calculado de nuevo antes de la construcción del proyecto con la estructura final que se decida instalar, y aprobado por el Director de Obra.

22.3 ACCESOS Y VIALES INTERNOS

El acceso principal a la planta se realizará a través del camino público “Camino Moralejita-Ermita”, con referencias catastral 28089A0040900500000S.

El acceso hasta la planta fotovoltaica “PF Las Arroyadas” se accederá desde el municipio de Moraleja de En medio desde carretera M-413 a través de camino público “Camino Moralejita” con referencia catastral 28089A007090020000OU, camino público “Camino Batres a Humanes” con referencias catastrales 28089A007090080000OG y 28089A006090090000OO, camino público “Camino Serranillos” con referencia catastral 28089A005090030000OO y camino público “Camino Moralejita-Ermita” con referencia catastral 28089A0040900500000S.

En los viales se construirá una cuneta de sección transversal no revestida que desaguará hacia las líneas de drenaje natural, para evitar la circulación de aguas sobre el firme de los caminos de la planta y captar la escorrentía del terreno.

El acceso a la planta se realizará mediante un acceso privado de nueva construcción donde se ubicará la entrada al recinto de la instalación fotovoltaica, el Centro de Transformación, Protección, medida y control (CTPMC) dispondrá de una acera perimetral; al igual que el Centro de Seccionamiento (CS).

Se procederá a su ejecución minimizando al máximo los movimientos de tierras y la topografía natural del terreno.

La sección de viales estará compuesta por las siguientes capas:

- Retirada de capa superficial de tierra vegetal.
- Terreno natural retirando la capa de raíces.
- Compactación del terreno resultante natural.
- Firme: 10 cm de grava compactada al 90-95% PN. Granulometría 40/80mm

A modo resumen, los datos totales de viales/plataformas de zahorra de la planta son los siguientes:

RESUMEN MATERIAL VIALES	
Área total	377 m2
Volumen tierra vegetal	37,7 m3
Volumen grava compactada	75,4 m3

Estás secciones junto con sus detalles se pueden ver en el plano *1105-CV-DRW-RNX-00-OBRA CIVIL* y *1131-CV-DRW-RNX-00-CIMENTACION CTPMC*.

22.4 ZANJAS PARA CABLES

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

Se instalarán enterrados en zanjas los cables de baja tensión, los cables de media tensión y de comunicaciones.

El cableado que sale de los inversores será enterrado y dirigido al Centro de Transformación, Protección, medida y control (CTPMC). De igual forma será enterrado desde el CTPMC hacia el edificio del Centro de Seccionamiento (CS), mediante zanjas.

El tipo de instalación será como sigue:

BT (Instalaciones internas de la PFV):

- Bajo tubo para comunicaciones y desde los strings, que vayan bajo tierra a los inversores.
- Directamente enterrada desde los inversores al Centros de Transformación.

MT (15KV):

- Enterrada bajo tubo en el interior de la instalación de las PFVs. En cruces con viales internos deberá ir hormigonada bajo tubo.
- Enterrada bajo tubo fuera del recinto vallado y hormigonada bajo tubo en los tramos que sea necesario debido a cruces y paralelismos con pasos y caminos y según normativa.
- Se tomará en cuenta lo descrito en las instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
    - La profundidad, hasta la parte superior del cable más próximo a la superficie, no será menor de 0,6 m en acera o tierra, ni de 0,8 m en calzada.
    - Tendido del cable se haga por medios mecánicos.
    - Sobre el fondo de la zanja se colocará una capa de arena o material de características equivalentes de espesor mínimo 5 cm y exenta de cuerpos extraños. Los laterales de la zanja han de ser compactos y no deben desprender piedras o tierra.
    - Por encima del cable se dispondrá otra capa de 10 cm de espesor, como mínimo, que podrá ser de arena o material con características equivalentes.
    - Para proteger el cable frente a excavaciones hechas por terceros, los cables deberán tener una protección mecánica que en las condiciones de instalación soporte un impacto puntual de una energía de 20 J y que cubra la proyección en planta de los cables, así como una cinta de señalización que advierta la existencia del cable eléctrico de A.T.

- Se admitirá también la colocación de placas con doble misión de protección mecánica y de señalización

Las diferentes dimensiones, secciones y tipos de zanja de la obra, se pueden observar en el plano *1125-CV-DRW-RNX-00-DETALLES ZANJAS*. Asimismo, la planta de las diferentes canalizaciones se puede observar en el plano *1120-CV-DRW-RNX-00-LAYOUT ZANJAS*.

El tendido de cables se hará según los criterios establecidos en los planos.

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

22.4.1 PERFORACIÓN HORIZONTAL DIRIGIDA (PHD)

La línea eléctrica soterrada de evacuación entre el Centro de Protección, Medida y Control (CTPMC) y el Centro de Seccionamiento (CS) discurre por una canalización enterrada. Esta línea eléctrica tiene un tramo en donde cruza la carretera M-407 y otro por donde cruza la linea de ferrocarril FC MADRID-VALENCIA ALCANTARA 5. Estos cruces se realizarán mediante perforaciones horizontales dirigidas.

La línea de evacuación subterránea de media tensión 15kV que conecta el Centro de Protección, Medida y Control (CTPMC) y el Centro de Seccionamiento (CS) realiza un cruzamiento con la autovía M407 de 33,92 metros de longitud con dicha autovía, en el p.k. 13,5 aprox. Este cruzamiento se realizará perpendicular a la carretera, mediante una perforación horizontal dirigida con tubos de 200 mm de diámetro que discurren una profundidad de unos 3 metros en su paso subterráneo a la altura de la M407. A continuación, se indican las coordenadas UTM de localización de los puntos del cruzamiento de la línea con la autovía M407.

CRUZAMIENTO M407 p.k. 13,5		
UTM ETRS89 HUSO 30		
X	Y	PTO
426278.65	4453968.77	Z1
426298.44	4453941.05	Z2

La línea de evacuación continua su recorrido de manera subterránea hasta encontrarse con la línea de ferrocarril FC MADRID-VALENCIA ALCANTARA 5 PPKK 26/963 AL 27/438 (R.C. 7326901VK2572N0001YS) a su paso por el T.M. de GRIÑON. La línea eléctrica subterránea de MT realizará un cruzamiento de 8,5 metros. Este cruzamiento se realizará igualmente perpendicular a la línea de ferrocarril, mediante una perforación horizontal dirigida con tubos de 200 mm de diámetro que discurren una profundidad de unos 3 metros en su paso subterráneo a la altura de la línea de tren. A continuación, se indican las coordenadas UTM de localización de los puntos del cruzamiento de la línea ferroviaria FC MADRID-VALENCIA ALCANTARA 5.

CRUZAMIENTO FC MADRID-VALENCIA		
UTM ETRS89 HUSO 30		
X	Y	PTO
427379.58	4452733.44	Z1
427387.24	4452730.03	Z2

La perforación horizontal dirigida sustituye la apertura de zanjas, evita el corte de calles y levantamiento de aceras, permitiendo la instalación de tuberías de polietileno: tanto en ámbitos urbanos como interurbanos, ideal para pasar autopistas, cruces de carreteras, vías férreas, pistas de aeropuertos, puertos, ríos, edificios y cascos urbanos.

La perforación horizontal dirigida es un método, rápido, limpio y ecológico: permite la instalación de servicios como agua, gas, electricidad: comunicaciones, etc. Así mismo, permite la instalación de tuberías bajo el nivel freático de drenajes marinos, regeneraciones de playas, etc.

Proceso constructivo de la perforación

Al igual que ocurre con cualquier procedimiento constructivo, la PHD tiene sus etapas de planificación, ejecución y control. La instalación de la canalización para la línea eléctrica de interconexión mediante PHD comenzará con un estudio previo con el objeto de elegir la mejor máquina y útiles para este caso concreto. A la topografía incluido en el proyecto de la zona se deberá aportar un estudio geotécnico que determine el tipo de terreno.

Con la autorización de las administraciones afectadas, se determinará la existencia de servicios existentes soterrados, y adicionalmente se comprobará con precisión los servicios existentes en el subsuelo mediante un georadar. Se debe adecuar la zona de trabajo para el emplazamiento de los equipos, tanto en el inicio de la perforación como en la salida.

La etapa de estudios previos debería centrarse en dos aspectos que se consideran fundamentales:

- La naturaleza intrínseca del proceso de construcción que implica:
  - El corte de las formaciones del suelo y su incorporación a los fluidos de perforación
  - El mantenimiento continuo y estable de las paredes de la perforación
  - El transporte del detritus suspendido en la mezcla para permitir la instalación de la tubería
- El trazado de la perforación, que deberá centrarse en el obstáculo a cruzar, la carretera, considerando especialmente las condiciones geotécnicas e hidrológicas, así como identificar el radio de curvatura de las barras de perforación y los esfuerzos máximos admisibles. El detalle del trazado se encuentra en los planos anexos a este proyecto.

22.5 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN, PROTECCION, MEDIDA Y CONTROL (CIMENTACIÓN)

El CTPMC previsto en la planta solar fotovoltaica será de tipo exterior sobre plataforma de hormigón o edificio de tipo prefabricado, en hormigón o envolvente metálica, concebido para la distribución eléctrica de la energía generada en los parques fotovoltaicos que se posicionará sobre una cimentación adecuada, según las recomendaciones del fabricante.

Dicho edificio ya viene con una cubeta preinstalada de recogida de aceite (una por transformador) con capacidad suficiente, al menos, para poder albergar todo el volumen de aceite del mismo.

Para mayor detalle sobre el Centro de Transformación, Protección, Medida y Control (CTPMC) y su cimentación, remitirse a los planos *1130-CV-DRW-RNX-00-CENTRO DE TRANSFORMACIÓN-PROTECCIÓN-MEDIDA-CONTROL* y *1131-CV-DRW-RNX-00-CIMENTACION CTPMC*.

22.6 VALLADO PERIMETRAL

Se procederá al vallado de todo el contorno de la planta solar fotovoltaica mediante vallado (plano *1110-CV-DRW-RNX-00-VALLADO*).

El vallado cumplirá en todo momento con las leyes vigentes, por el que se regulan las condiciones para la instalación, modificación y reposición de cerramientos cinegéticos y no cinegéticos en la comunidad autónoma de Madrid, para vallados cinegéticos de protección.

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

- No constituirá obstáculo para el paso de las aguas cuando atraviesen un cauce público en los términos previstos en la legislación sobre aguas.
- Deberá permitir el tránsito de personas por los terrenos pertenecientes al dominio público hidráulico.
- En caso de usar postes metálicos, deberán presentar un acabado que permita su integración visual, evitando el uso de materiales brillantes o galvanizados, recomendándose que se pinten de colores ocres o verdes.
- La malla tendrá una luz mínima efectiva de 15x15 cm. en la parte inferior e inmediata al suelo.
- La altura máxima del cerramiento será de dos metros.
- El cerramiento no impedirá la entrada y salida de especies cinegéticas.
- Carecerá de elementos cortantes o punzantes.

- El cerramiento carecerá de dispositivos o trampas que permitan la entrada de piezas de caza e impidan o dificulten su salida.
- En general, no se podrá instalar malla electrosoldada.
- El vallado estará señalizado con placas de color blanco y acabado mate de 25x25 cm, instaladas cada tres vanos en la parte superior del cerramiento. Estas placas no deberán tener ángulos cortantes.
- No podrán tener dispositivos de anclaje, unión o fijación tipo “piquetas” o “cable tensor”.

Las zapatas de los postes serán de hormigón HM-20 y tendrán una planta de 300x300 mm, con una profundidad de 500 mm.

23 AFECCIONES. CRUZAMIENTOS Y PARALELISMOS

Cruzamiento de Línea de evacuación con Autovía M-407.

La línea de Evacuación subterránea de media tensión 15kV que conecta el Centro de seccionamiento con el punto de conexión concedido por la compañía cruza la autovía M407, en el P.K 13,5 aprox.

Este cruzamiento se realizará según las condiciones técnicas de La Dirección General de Carreteras.

En el plano *1047-GE-DRW-RNX-00-AFECCIONES CARRETERAS* de este proyecto se indican los detalles del cruzamiento, el cual se realizará perpendicular a la carretera, **mediante una perforación horizontal dirigida**, evitando cualquier modificación de la calzada.

La ejecución del cruzamiento se realizará con previo aviso a los organismos afectados y con las medidas de seguridad obligatorias según normativa vigente.

Paralelismo del vallado y estructuras con caminos público y linderos.

La planta solar fotovoltaica se encuentra localizada en las proximidades de los caminos públicos “Camino Serranillos” y “Camino Moralejita-Ermita”, en la zona con referencias catastrales 28089A00509003000OO y 28089A0040900500000S respectivamente.

Las distancias respetadas en este proyecto para la ubicación del vallado, la construcción de los edificios eléctricos y la instalación de la estructura fotovoltaica respetan las distancias expuestas en las ordenanzas del municipio MORALEJA DE ENMEDIO.

Las distancias que se han tomado se pueden consultar en el plano *1048-GE-DRW-RNX-00-AFECCIONES AYUNTAMIENTO MORALEJA* siendo estas:

- **A LINDEROS**
  - Vallado. Retranqueo de 1 metro desde límite de la parcela catastral.
  - Construcción. Retranqueo de 10 metros desde límite de la parcela catastral.

- **A CAMINOS PÚBLICOS**
  - Vallado. Retranqueo de 5 metros desde borde de camino público.
  - Construcción. Retranqueo de 15 metros al eje del camino público.

Afección de Línea de Evacuación con camino público.

La línea de evacuación subterránea de media tensión 15 kV que conecta el Centro de Transformación, Protección, medida y control (CTPMC) con el Centro de Seccionamiento (CS) transcurre por el camino Publico "CM MORALEJITA-ERMITA" con R.C. 28089A0040900500000S del T.M. de MORALEJA DE EN MEDIO y por el camino público "CNO GRIÑON A MORALEJITA" con R.C. 28066A003090010000PU y veredas con R.C. 28066A003097000000PE y R.C. 28066A004097020000PD del T.M. de GRIÑON. Tanto los anteriores caminos públicos como el resto de parcelas afectados son las siguientes:

Nº de ORDEN	PROVINCIA	MUNICIPIO	POL.	PAR.	REF. CATASTRAL	SUPERFICIE CATASTRAL (m2)	USO	ID
5	Madrid	Moraleja de Enmedio	4	9005	28089A0040900500000S	4.540	Agrario	CM MORALEJITA-ERMITA
7	Madrid	Griñon	3	9001	28066A003090010000PU	6.759	Vía pública	CNO GRIÑON A MORALEJITA
8	Madrid	Griñon	3	9700	28066A003097000000PE	2.451	Vía pública	VEREDA
9	Madrid	Griñon	4	9702	28066A004097020000PD	61.154	Vía pública	VEREDA
10	Madrid	Griñon	-	-	-	4.386	-	Parcela Lado Oeste FC MADRID-VALENCIA (7326901VK2572N0001YS)
11	Madrid	Griñon	-	-	7326901VK2572N0001YS	6.088	Suelo sin edif.	FC MADRID-VALENCIA ALCANTARA 5 PPKK 26/963 AL 27/438
12	Madrid	Griñon	-	-	-	1.210	-	Parcela Lado Este FC MADRID-VALENCIA (7326901VK2572N0001YS)
13	Madrid	Griñon	-	-	7427201VK2572N0000BA	912	Suelo sin edif.	CL MOZART 15 Suelo
14	Madrid	Griñon	-	-	-	2.689	-	Calle de Mozart
15	Madrid	Griñon	-	-	-	3.033	-	Avenida Albeñiz

La ejecución de la ocupación se realizará con previo aviso a los ayuntamientos afectados y con las medidas de seguridad obligatorias según normativa vigente, reduciendo al máximo el tiempo de duración del corte del tránsito por dicho camino. Si la ejecución se demorara en el tiempo se realizará las acciones provisionales para restablecer el paso circulatorio por el camino.

En los planos *1048-GE-DRW-RNX-00-AFECCIONES AYUNTAMIENTO MORALEJA, 1049-GE-DRW-RNX-00-AFECCIONES AYUNTAMIENTO GRIÑON* y *1040-GE-DRW-RNX-00-SERVIDUMBRES* de este proyecto se indican los detalles del trazado.

Paralelismo del vallado y estructuras con cauce.

La planta solar fotovoltaica se encuentra localizada en las proximidades del cauce "Arrollo de Moralejita" R.C. 28089A0040900200000I, 28089A0040900100000X y 28089A0050900100000.

Las distancias respetadas en este proyecto para la ubicación del vallado, la construcción de los edificios eléctricos y la instalación de la estructura fotovoltaica respetan las distancias expuestas en el **RD 9/2008, de 11 de enero, por el que se modifica el Reglamento de Dominio Público Hidráulico, aprobado por el Real decreto 849/1986, de 11 de abril.**

Tanto el vallado como la edificación se ha realizado respetando la zona de servidumbre marcada de 5 metros desde el borde del cauce realizando un retranqueo de los mismos. Y quedando incluida dentro de la zona de policía de 100 metros desde el borde del cauce.

Estas distancias se pueden consultar en el plano *1050-GE-DRW-RNX-00-AFECCIONES CONFEDERACIÓN HIDROGRÁFICA DEL TAJO*.

Cruzamiento de Línea de evacuación subterránea con línea de ferrocarril.

La línea de evacuación subterránea de media tensión 15 kV que conecta el Centro de Transformación, Protección, medida y control (CTPMC) con el Centro de Seccionamiento (CS) realiza un cruzamiento con la línea de ferrocarril FC MADRID-VALENCIA ALCANTARA 5 PPKK 26/963 AL 27/438 (R.C. 7326901VK2572N0001YS) perteneciente a ADMINISTRADOR DE INFRAESTRUCTURAS FERROVIARIAS (ADIF), localizado en el T.M. DE GRIÑON en las coordenadas ETRS89/UTM siguientes con Huso 30:

PUNTO	ESTE (X)	NORTE (Y)
Z1	427379.58	4452733.44
Z2	427387.24	4452730.03

En el plano *1051-GE-DRW-RNX-00-AFECCIONES FERROCARRIL* de este proyecto se indican los detalles del cruzamiento, el cual se realizará perpendicular a la carretera, **mediante una perforación horizontal dirigida**, evitando cualquier modificación de la línea.

La ejecución del cruzamiento se realizará con previo aviso a los organismos afectados y con las medidas de seguridad obligatorias según normativa vigente.

Ocupación de Concesión Minera.

La planta solar fotovoltaica se encuentra localizada en las cercanías de tres zonas de derechos mineros sin llegar a afectarlas, EL JUNQUERAL con código 3212, GUADARRAMA II con código 2889 y UGENA 1 (3365-TO) con código 3463.

Cruzamiento de Línea de evacuación subterránea con línea eléctrica aérea existente.

En el siguiente tramo de la línea de evacuación subterránea entre el Centro de Transformación, Protección, medida y control (CTPMC) con el Centro de Seccionamiento (CS) de la planta FV realiza un cruzamiento con una línea aérea existente a través del camino público “CNO GRIÑON A MORALEJITA” con R.C. 28066A003090010000PU y veredas con R.C. 28066A003097000000PE y R.C. 28066A004097020000PD del T.M. de GRIÑON.

Se muestra la línea de evacuación subterránea (roja) a su paso por la zona de la línea aérea eléctrica aérea existente (verde):



<u>Cruzamiento y paralelismo de la línea subterránea de evacuación con tubos de abastecimiento y colectores de saneamiento.</u>

La línea de evacuación subterránea entre el Centro de Transformación, Protección, medida y control (CTPMC) con el Centro de Seccionamiento (CS) de la planta FV discurre paralelamente y realiza varios cruzamientos con tubos de abastecimiento y colectores de saneamiento a su paso por las parcelas con R.C. 7427201VK2572N0000BA y I.D. “CL MOZART 15 Suelo”, parcela I.D. “Calle de Mozart” y parcela I.D. “Avenida Albeñiz” del T.M. de GRIÑON.

En los planos *1049-GE-DRW-RNX-00-AFECCIONES AYUNTAMIENTO GRIÑON* y *1052-GE-DRW-RNX-00-AFECCIONES CANAL ISABEL II* de este proyecto se indican los detalles.

24 SISTEMA DE MONITORIZACIÓN.

24.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.

El sistema de monitorización se basa en la acción conjunta de diversos equipos y tecnologías, para lograr una visión global y detallada del funcionamiento de la planta y detección de fallos o alteración en los distintos componentes de la planta fotovoltaica.

Este sistema estará compuesto por un módulo de adquisición de datos, sensores de temperatura y radiación, un sistema de emisión de datos y el software de gestión central.

El módulo de gestión de datos se comunicará con el contador digital bidireccional homologado, y registrará la información real de energía producida por la instalación. Esta información junto con la obtenida del resto de entradas de información, permitirá:

- Gestionar la facturación de electricidad.
- El seguimiento de la instalación en tiempo real.
- Controlar y visualizar los parámetros básicos del generador (energía, potencia, radiación, temperaturas) diarios, mensuales y anuales.
- Gestionar el mantenimiento de la instalación, para garantizar los niveles de productividad.
- La notificación de fallos a distancia.

El procesamiento de todos los datos recibidos se gestiona mediante una aplicación SCADA, que permita supervisar en tiempo real la producción del Parque, posibilitando una atención inmediata a cualquier incidencia que afecte o pudiera afectar a la producción y cualquier variación entre la producción prevista y la real, optimizando por tanto las capacidades productivas de la planta para el propietario.

El sistema SCADA evalúa continuamente los valores de productividad de cada inversor, y de los diferentes dispositivos de forma que se puedan identificar aquellos que están produciendo por debajo de la media o por debajo de sus valores teóricos y así poder actuar de manera inmediata.

Permitiendo la detección a tiempo de pequeñas averías, comportamientos anómalos que reducen la producción, junto con la reducción de los tiempos de actuación en caso de incidencia, contribuyen a mejorar el rendimiento económico de su planta.

En cualquier caso, el sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Frecuencia de Red.

- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor.
- Temperatura de los módulos.
- Potencia total entregada a la Red.
- Potencia Total del parque.
- Energía total entregada.
- Ratio kWh/kWp.
- Performance Ratio

El sistema de monitorización deberá ser fácilmente accesible para el usuario.

24.1.2 INFRAESTRUCTURAS DE COMUNICACIONES.

Dentro del Parque Fotovoltaico se realizará una infraestructura de comunicaciones que interconectará entre sí todos los elementos a gestionar, de tal forma que en el Centro donde se instale el sistema se puedan monitorizar estos mismos elementos y gracias a un análisis lógico programado se puedan definir los rangos de funcionamiento.

Se almacenarán todos los datos registrados por el sistema de monitorización en una base de datos situada en el Centro donde se instale el sistema. Así mismo deberá realizarse diariamente una copia de seguridad de toda la información actualizada de esta base de datos en el mismo lugar.

Una vez desplegada toda la red de comunicaciones interna, incluidos los sistemas de gestión, control y monitorización es necesario conectar todo el sistema con el “exterior” (internet) para la recepción de información y la gestión remota de los sistemas.

Este tipo de comunicación necesita de los siguientes requerimientos:

- Las conexiones simétricas: igual velocidad de subida que de bajada.
- Se deberá disponer de una alta velocidad de subida.

24.1.3 SISTEMA SCADA.

El sistema SCADA tendrá al menos las siguientes pantallas de visualización de datos

PRINCIPAL

Planta general con los datos más significativos de la planta. Permitirá la navegación a las pantallas de detalle de cada inversor, contador, estación meteorológica.

INFORMES

Mostrará los informes calculados para cada sistema fotovoltaico y para el total de la planta. Estos informes se podrán personalizar totalmente.

ALARMAS

Mostrará las alarmas o pre-alarmas en tiempo real de la planta categorizadas por grado de severidad.

A través de una pantalla de configuración de alarmas, se establecerán parámetros a partir de los cuales se considera que el dispositivo no está funcionando correctamente, generando diferentes tipos de alarma en caso de superar los valores fijados.

25 SISTEMA DE SEGURIDAD.

Tanto por la importancia de los bienes de que constará la panta, como por la seguridad de las personas, es necesario implantar un sistema de seguridad en la instalación.

El sistema de seguridad de la planta se fundamenta en la seguridad perimetral mediante video detección, lo que permite proteger todo el recinto de cualquier intrusión. Las cámaras estarán situadas a un metro y medio del cerramiento perimetral en una zanja independiente al de la parte de generación.

Todo el sistema de seguridad irá al centro de se instale el sistema y donde se ubicarán todos los sistemas del mismo y desde el cual se alimentarán a las cámaras.

Principalmente, el sistema de seguridad consistirá en una protección perimetral a lo largo de toda la valla de cerramiento, y de protección volumétrica en el interior de las casetas de inversores.

El sistema de seguridad estará conectado a una Central Receptora de Alarma 24 horas 365 días, con el fin de poder atender cualquier incidente por intrusión, vandalismo o sabotaje.

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

El sistema de seguridad deberá ser instalado y mantenido por una empresa homologada de seguridad.

26 ESTACIÓN METEOROLÓGICA.

Se instalará una estación meteorológica en las proximidades del edificio donde se ubiquen los cuadros de comunicaciones y el SCADA.

La estación instalada contará con los siguientes elementos:

- Logger de adquisición y almacenamiento de datos modelo con suficientes entradas analógicas para los distintos sensores, entradas digitales, salidas digitales y canales de pulso de 16 bits para lecturas de elementos con salidas por pulsos.
- La estación estará dotada de un sistema autónomo mediante panel fotovoltaico para alimentación de la misma en caso de ausencia de alimentación de la red eléctrica. Así mismo contará con una tarjeta SIM para comunicación GPRS además de contar con un módulo para comunicaciones con el sistema de monitorización de la planta.
- Sistema de comunicación compatible con el sistema de control de la planta. Paralelamente el sistema permitirá la descarga manual de los datos almacenados en el logger en caso de fallo del sistema de comunicaciones.
- Instrumentación:
    - 1 piranómetro de segunda clase según la clasificación de la ISO-9060 deberá tener siempre la misma inclinación y orientación que los paneles
    - 1 piranómetro de primera clase según la clasificación de la ISO-9060 instalado en el plano horizontal
    - sondas de temperatura de la célula
    - Termómetro para medición de temperatura ambiente para aplicación meteorológica.
    - Anemómetro para medición de velocidad de viento
    - Sensor de temperatura y humedad del aire
    - Adicionalmente se instalarán células de tecnología equivalente para registro de la radiación, que tendrán la misma inclinación y orientación que los módulos, éstas se ubicarán en diversos puntos de la instalación.

27 OPERACIÓN DE LA PLANTA

Gracias al control monitorizado del sistema, la operación se limitará al seguimiento de la producción (que tendrá que ser similar a la estimación de producción) que se podrá visualizar en el monitor o contador existente a tal efecto.

Los inversores de la instalación permiten la comunicación vía RS-485 con cualquier usuario a través de tecnología GSM o GPRS. Cualquier incidencia quedará registrada una vez se pasen los datos en el ordenador (en caso de la instalación de la interface de captura de datos).

El sistema de control prevé la conexión a un dispositivo externo (como una alarma) con tal de avisar en caso de fallo del sistema o pérdidas de energía.

28 MANTENIMIENTO

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

28.1 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El plan de mantenimiento preventivo está constituido por las operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá al menos una visita semestral a la instalación. Se realizará un informe técnico en cada visita donde se reflejarán todos los controles y verificaciones realizados y si hay alguna incidencia.

Las instalaciones fotovoltaicas tienen dos partes claramente diferenciadas:
1. El conjunto de los paneles e inversores, que transforman la radiación solar en energía eléctrica, constituyendo en definitiva una planta de potencia de generación eléctrica.
2. El conjunto de equipos de la interconexión y protección, que permiten que la energía alterna tenga las características adecuadas según las normativas vigentes, y la protección de las personas y las instalaciones.

El mantenimiento de los equipos electrónicos viene especificado por el fabricante.

En el planteamiento del servicio de mantenimiento de las instalaciones el instalador debe considerar los siguientes puntos:

- Las operaciones necesarias de mantenimiento.
- Las operaciones a realizar por el servicio técnico y las que han de realizar el encargado de la instalación.
- La periodicidad de las operaciones de mantenimiento.
- El contrato de mantenimiento y la garantía de los equipos.

- Las operaciones de mantenimiento, pueden ser de dos tipos muy diferenciados. Por un lado, tenemos la revisión del estado de operatividad de los equipos, conexiones y cableado, incluyendo aspectos mecánicos, eléctricos y de limpieza; y por otro, el control y calibración de los inversores.
- Los procedimientos de mantenimiento, y la frecuencia de estos serán reflejados en el libro de mantenimiento de la instalación.

Los paneles fotovoltaicos requieren muy poco mantenimiento, por su propia configuración, carente de partes móviles y con el circuito interior de las células y las soldaduras de conexión muy protegidas del ambiente exterior por capas de material protector. Su mantenimiento abarca los siguientes procesos:

- Limpieza periódica de los paneles. La suciedad acumulada sobre la cubierta transparente del panel reduce el rendimiento del mismo y puede producir efectos de inversión similares a los producidos por las sombras. El problema puede llegar a ser serio en el caso de los residuos industriales y los procedentes de las aves. La intensidad del efecto depende de la opacidad del residuo. Las capas de polvo que reducen la intensidad del sol de forma uniforme no son peligrosas y la reducción de la potencia no suele ser significativa. La periodicidad del proceso del proceso de limpieza depende, lógicamente, de la intensidad del proceso de ensuciamiento. La acción de la lluvia puede en muchos casos reducir al mínimo o eliminar la necesidad de la limpieza de los paneles.
- La operación de limpieza debe ser realizada en general por el personal encargado del mantenimiento de la instalación, y consiste simplemente en el lavado de los paneles con agua y algún detergente no abrasivo, procurando evitar que el agua no se acumule sobre el panel.
- La inspección visual del panel tiene por objeto detectar posibles fallos, concretamente:
    - Posible rotura del cristal: normalmente se produce por acciones externas y rara vez por fatiga térmica inducida por errores de montaje. Oxidaciones de los circuitos y soldaduras de las células fotovoltaicas: normalmente son debidas a entrada de humedad en el panel por fallo o rotura de las capas de encapsulado.
    - El adecuado estado de la estructura portante frente a corrosión.
    - La no existencia de sombras con afección al campo fotovoltaico, producidas por el crecimiento de vegetación en los alrededores.
- Control del estado de las conexiones eléctricas y del cableado. Se procederá a efectuar las siguientes operaciones:
    - Comprobación del apriete y estado de los terminales de los cables de conexionado de los paneles.
    - Comprobación de la estanquidad de la caja de terminales o del estado de los capuchones de protección de los terminales. En el caso de observarse fallos de estanqueidad, se procederá a la sustitución de los elementos afectados y a la limpieza de los terminales. Es importante cuidar el sellado da la caja de terminales, utilizando según el caso, juntas nuevas o un sellado de silicona.

- El mantenimiento del sistema de regulación y control difiere especialmente de las operaciones normales en equipos electrónicos. Las averías son poco frecuentes y la simplicidad de los equipos reduce el mantenimiento a las siguientes operaciones:
    - Observación visual del estado y funcionamiento del equipo. La observación visual permite detectar generalmente su mal funcionamiento, ya que éste se traduce en un comportamiento muy anormal: frecuentes actuaciones del equipo, avisadores, luces, etc. En la inspección se debe comprobar también las posibles corrosiones y aprietes de bornes. Comprobación del conexionado y cableado de los equipos. Se procederá de forma similar que, en los paneles, revisando todas las conexiones y juntas de los equipos.
    - Comprobación del tarado de la tensión de ajuste a la temperatura ambiente, que les indicaciones sean correctas.
    - Toma de valores: Registro de los amperios-hora generados y consumidos en la instalación, horas de trabajo, ...
- El mantenimiento de las puestas a tierra: cuando se utiliza un método de protección que incluye la puesta a tierra, se ha de tener en cuenta que el valor de la resistencia de tierra, varía durante el año. Esta variación es debida a la destrucción corrosiva de los electrodos, aumento de la resistividad del terreno, aflojamiento, corrosión, polvo, etc., a las uniones de las líneas de tierra, rotura de las líneas de tierra... Estas variaciones de la resistencia condicionan el control de la instalación para asegurar que el sistema de protección permanezca dentro de los límites de seguridad.

El programa de mantenimiento se basa en:

- Revisiones generales periódicas para poner de manifiesto los posibles defectos que existan en la instalación.
- Eliminación de los posibles defectos que aparezcan.

Se proponen revisiones generales semestrales, a realizar las siguientes medidas:

- Comprobación visual del generador fotovoltaico: detección de módulos dañados, acumulación de suciedad, etc.
- Comprobación de las características eléctricas del generador fotovoltaico (Voc, Isc, Vmáx e Imáx en operación)
- Comprobación de los ajustes en las conexiones, del estado del cableado, cajas de conexiones y de protecciones.
- Comprobación de las características eléctricas del inversor (Vin , lin , lout , Vred , Rendimiento, fred)
- Comprobación de las protecciones de la instalación (fallo de aislamiento), así como de sus períodos de actuación.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Comprobación de la potencia instalada e inyectada a la red.
- Comprobación del sistema de monitorización.

- Medir la resistencia de tierra, realizándose en el punto de puesta a tierra.
- Medir la resistencia de cada electrodo, desconectándolo previamente de la línea de enlace a tierra.
- Medir desde todas las carcasas metálicas la resistencia total que ofrecen, tanto las líneas de tierra como la toma de tierra.

Mantenimiento de los equipos de protección: la comprobación de todos los relés ha de efectuarse cuando se proceda a la revisión de toda la instalación, siguiendo todas las especificaciones de los fabricantes de estos.

En resumen, este plan de mantenimiento preventivo incluirá las siguientes actuaciones:

- Inspección visual de los módulos, cableado, conexiones, circuitos de protección e inversor.
- Medición y comprobación de las tensiones y corrientes de los módulos.
- Comprobación de las protecciones eléctricas, verificando su comportamiento.
- Comprobación del normal funcionamiento del inversor.
- Comprobación de los cables y terminales, reapriete de bornes.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora, o bien por otra empresa que disponga del contrato de mantenimiento y conozca la instalación en profundidad.

En las visitas de mantenimiento preventivo se le entregará al cliente copia de las verificaciones realizadas y las incidencias acaecidas, y se firmará en el libro de mantenimiento de la instalación, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa) y la fecha de la visita.

28.2 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

El plan de mantenimiento correctivo se refiere a todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en caso de incidencia, la cual deberá producirse dentro de los plazos establecidos en el contrato de mantenimiento, pero siempre en tiempo inferior a una semana, y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

Este mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado. Este plan incluye todas las operaciones de reparación de equipos necesarios para que el sistema funcione correctamente. Se elaborará un presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación que deberá ser aceptado por el cliente antes de llevar a cabo dicha tarea.

29 PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

El Centro de Transformación, Protección, medida y control del presente proyecto cumplirá con las prescripciones de protección contra incendios de acuerdo al R.D. 337/2014, de 9 de mayo. El fabricante certifica que las condiciones de fabricación y funcionamiento corresponde con lo que la normativa vigente prescribe y obliga a este respecto.

Con carácter general se adoptan las medidas siguientes:

a) Instalación de dispositivos de recogida del líquido dieléctrico en fosos colectores. Se dispondrá de un foso de recogida del líquido con revestimiento resistente y estanco, para el volumen total de líquido dieléctrico del transformador. En dicho depósito o cubeta se dispondrán cortafuegos tales como: lechos de guijarros, sifones en el caso de instalaciones con colector único, etc.

b) Sistemas de extinción. Se colocará como mínimo un extintor de eficacia mínima 89B. Este extintor se colocará en el exterior de la instalación para facilitar su accesibilidad y, en cualquier caso, a una distancia no superior a 15 metros de la misma.

c)Envolvente del Centro de Transformación, Protección, medida y control de hormigón, que evitara lo siguiente:

- La posibilidad de propagación del incendio a otras partes de la instalación.
- La posibilidad de propagación del incendio al exterior de la instalación, por lo que respecta a daños a terceros.
- Se adjunta Informe técnico del fabricante respecto a la envolvente y sus características frente al fuego y su protección.

Junto con el informe técnico del fabricante adjunto y lo anteriormente dispuesto se considera que el Centro de Transformación, Protección, medida y control cumple con lo dispuesto en el R.D. 337/2014.

ORMAZABAL velatia

1 OBJETO

El objeto de este informe es presentar las características de resistencia al fuego de la envolvente de hormigón de los Centros de Transformación prefabricados de superficie tipo PFU y PF.

2 JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

La justificación de que un elemento constructivo alcanza un cierto valor de resistencia al fuego, se puede acreditar por contraste con los valores fijados en el Documento Básico de Seguridad en caso de Incendio (DB-SI) del Código Técnico de Edificación (CTE) o mediante su determinación directa a través de ensayos normalizados según la normativa europea vigente.

Las clases de resistencia al fuego y los criterios que las definen están recogidas en la norma UNE-EN 13501-2 "Clasificación de los productos de construcción y de los elementos constructivos en función de su comportamiento ante el fuego. Parte 2: clasificación a partir de datos obtenidos de los ensayos de resistencia al fuego excluidas las instalaciones de ventilación". Por su parte, los procedimientos de ensayo se establecen en las normas UNE-EN 1364-1 y UNE-EN 1364-2 "Resistencia al fuego de elementos no portantes".

Las envolventes prefabricadas de hormigón de los Centros de Transformación tipo PFU y PF han sido ensayadas en los laboratorios CIDEMCO Tecnalia (certificado por ENAC), conforme a las normas citadas habiéndose obtenido las siguientes clases:

Centros de transformación PFU:

- Resistencia frente al fuego de las paredes: EI 90
- Resistencia frente al fuego de la cubierta: EI 60

Centros de transformación PF:

- Resistencia frente al fuego de las paredes: EI 60
- Resistencia frente al fuego de la cubierta: EI 60

2

30 ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS DURANTE LA CONSTRUCCIÓN

Conforme a lo dispuesto en el artículo 4 del Real Decreto 105/2008 se ha realizado el Estudio de Gestión de residuos de Construcción y Demolición que se adjunta en el ANEXO. ESTUDIO GESTIÓN DE RESIDUOS.

El contenido incluye:

- Identificación de los residuos que se van a generar y estimación de la cantidad en m3 y T de cada tipo (según Orden MAM/304/2002).
- Medidas para la prevención de dichos residuos.
- Operaciones encaminadas a la posible reutilización, separación y valorización de estos residuos.
- Planos de instalaciones previstas para el almacenaje, manejo, separación, etc.
- Pliego de Condiciones.
- Valoración del coste previsto para la correcta gestión de los RCDs y destino previsto para los residuos no reutilizables ni valorizables "in situ".

31 EVALUACIÓN AMBIENTAL DEL PROYECTO

Según la legislación vigente, el proyecto PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA PF LAS ARROYADAS, se encuentra sometido al procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental Simplificada.

Para la ejecución de este proyecto se han realizado las consultas pertinentes a este organismo.

32 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 alguno de las siguientes circunstancias:

- Presupuesto de ejecución por contrata del proyecto igual o superior a 450.759 euros.
- Duración estimada superior a 30 días laborables, empleándose en algún momento a más de 15 trabajadores.
- Volumen de mano de obra estimada, entendiendo 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 construcción de la Planta Fotovoltaica Lusitania I se dan varias de las circunstancias anteriores y por tanto en cumplimiento de la legislación vigente se adjunta el correspondiente Estudio de Seguridad y Salud, en el Documento correspondiente del presente Proyecto.

33 PRESUPUESTO DE LAS INSTALACIONES PROYECTADAS

Seguidamente se realiza un resumen de los capítulos del presupuesto.

PLANTA FV		
1	TRABAJOS PREVIOS	56.000,00 €
2	MOVIMIENTO DE TIERRAS	87.518,50 €
3	URBANIZACIÓN	55.599,50 €
4	ESTRUCTURAS	647.000,00 €
5	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	1.109.550,00 €
6	INVERSORES	91.000,00 €
7	INSTALACIÓN ELÉCTRICA BT PLANTA FV	114.439,40 €
8	INSTALACIÓN ELÉCTRICA MT PLANTA FV	183.720,00 €
9	CONTROL Y MONITORIZACIÓN	59.000,00 €
10	SEGURIDAD Y VIDEOVIGILANCIA	41.610,00 €
11	SEGURIDAD Y SALUD	14.260,00 €
12	GESTIÓN DE RESIDUOS	19.383,26 €
	PRESUPUESTO DE EJECUCION MATERIAL PLANTA FV	2.479.080,66 €
	13% GASTOS GENERALES	322.280,49 €
	6% BENEFICIO INDUSTRIAL	148.744,84 €
	PRESUPUESTO DE CONTRATA PLANTA FV	2.950.105,99 €
	IVA	619.522,26 €
	PRESUPUESTO TOTAL PLANTA FV	3.569.628,24 €

34 PLAZO DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO

El plazo de ejecución del proyecto se prevé en 7 meses aproximadamente, a partir de la obtención de los permisos necesarios para comienzo de la construcción de la obra civil.

El cronograma previsto se puede consultar en el Documento *PLAN DE* EJECUCIÓN del proyecto.

35 CONCLUSIONES.

Con la presente memoria, y demás documentos que se acompañan y que componen el Proyecto se ha descrito adecuadamente y a suficiente nivel la instalación de referencia y que configuran la planta fotovoltaica, sin el perjuicio de cualquier ampliación o aclaración que las autoridades competentes consideren oportunas.

Adicionalmente queda constatado que este tipo de instalaciones son una opción completamente viable.

Por un lado, tecnológicamente, los sistemas implicados evolucionan a gran velocidad, consiguiendo mejoras continuas en prestaciones y calidad, así como unos costes de producción cada vez más bajo.

Por otro lado, se genera energía eléctrica a través de una fuente renovable y por lo tanto es una energía limpia, lo cual añade un enorme punto fuerte de interés de difícil cuantificación.

La rentabilidad de este tipo de instalaciones es muy atractiva para captar inversión privada y a nivel global, la tendencia es a potenciarse y favorecerse.

Las instalaciones descritas en el presente proyecto deberán ser ejecutadas por empresas homologadas y por personal técnico cualificado.

Cualquier cambio o modificación del presente proyecto deberá ser aprobada por el Director de Obra.



EL INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL
Antonio Moreno Sanchez
Colegiado 1.327 COGITI C.REAL

Preparado para:

MAGALE INVESTMENTS, S.L.

ANEXO I. SIMULACIÓN DE PRODUCCIÓN

PROYECTO DE EJECUCIÓN
PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED
"PF LAS ARROYADAS"

MORALEJA DE ENMEDIO
(MADRID)

JULIO 2023

PROMOTOR: MAGALE INVESTMENTS, S.L.
Av. de Bruselas, 31, 28108 Alcobendas, MADRID

Preparado para:

MAGALE INVESTMENTS, S.L.

Versión	Nombre	Fecha	Realizado	Revisado	Aprobado
00	**Emisión inicial**	**07/07/2023**	**D.C.C.**	**R.C.C.**	**A.M.S.**

ÍNDICE

1 OBJETO 4

2 RECURSO SOLAR 5

2.1 RADIACIÓN. 5
2.2 MODELOS BASADOS EN SATÉLITES 5
2.3 ALGORITMOS DE SOLARGIS 6
2.4 DESCRIPCIÓN DE LAS ENTRADAS DE SOLARGIS 7
2.5 DATOS DE RADIACIÓN 9

3 SIMULACIÓN DE PRODUCCIÓN 10

3.1 ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA 10
3.2 RESULTADOS DEL ESTUDIO DE PRODUCCIÓN 11

1 OBJETO

El objeto es aportar al proyecto de ejecución el estudio de producción base simulado con ayuda del software de PVsyst 7.2, altamente reconocido por todos los actores que intervienen en el proceso de un proyecto fotovoltaicos.

2 RECURSO SOLAR

2.1 RADIACIÓN.

La radiación solar hace un largo viaje hasta llegar a la superficie de la Tierra. Por lo tanto, al modelizar la radiación solar, deben tenerse en cuenta diversas interacciones de la radiación solar extraterrestre con la atmósfera, la superficie y los objetos de la Tierra.

El componente que no se refleja ni se dispersa y que llega directamente a la superficie se denomina radiación directa; es el componente que produce sombras. El componente que es dispersado por la atmósfera y que llega al suelo se llama radiación difusa. La pequeña parte de la radiación reflejada por la superficie y que llega a un plano inclinado se denomina radiación reflejada. Estos tres componentes juntos crean la radiación global.

En las aplicaciones de la energía solar, los siguientes parámetros se utilizan comúnmente en la práctica:

- La radiación normal directa/irradiación (DNI) es el componente que interviene en la tecnología térmica (energía solar de concentración, CSP) y fotovoltaica de concentración (fotovoltaica de concentración, CPV).
- La irradiación/irradiancia global horizontal (GHI) es la suma de la radiación directa y difusa recibida en un plano horizontal. GHI es una radiación de referencia para la comparación de zonas climáticas; también es un parámetro esencial para el cálculo de la radiación en un plano inclinado.
- La radiación/radiancia global inclinada (GTI), o la radiación total recibida en una superficie con inclinación y acimut definidos, fija o con seguimiento solar. Es la suma de la radiación dispersa, directa y reflejada. Es una referencia para las aplicaciones fotovoltaicas (FV), y puede verse afectada ocasionalmente por la sombra.

2.2 MODELOS BASADOS EN SATÉLITES

Los modelos de irradiación solar de última generación como Solargis utilizan los datos de entrada más modernos (satelitales y atmosféricos), que son sistemáticamente controlados y validados en cuanto a su calidad. Los modelos y los datos de entrada están integrados y adaptados regionalmente para funcionar de manera fiable en una amplia gama de condiciones geográficas.

Este proceso se basa en sólidos fundamentos teóricos y muestra resultados coherentes y estables desde el punto de vista computacional. Los enfoques antiguos suelen ser menos elaborados, por lo

que no pueden alcanzar la precisión de los modelos modernos. Incluso si los modelos se basan en principios similares, las diferencias en la aplicación pueden dar lugar a resultados diferentes.

Los modelos de irradiación basados en satélites son capaces de estimar los niveles de radiación solar (niveles históricos, recientes y futuros) sin necesidad de instalar sensores terrestres en el lugar de interés. Los modelos de irradiación basados en satélites van desde los físicamente rigurosos hasta los puramente empíricos:

- Los modelos físicos intentan explicar la irradiación de la Tierra observada resolviendo las ecuaciones de transferencia de radiación. Estos modelos requieren información precisa sobre la composición de la atmósfera y también dependen de la calibración exacta de los sensores de los satélites.
- Los modelos empíricos consisten en una simple regresión entre la intensidad registrada del canal visible del satélite y una estación de medición en la superficie terrestre.
- Los modelos semiempíricos utilizan un enfoque simple de transferencia radiactiva y cierto grado de adaptación a las observaciones. Hoy en día, todos los enfoques operacionales se basan en el uso de este

2.3 ALGORITMOS DE SOLARGIS

Para los datos históricos y recientes, Solargis utiliza un modelo de radiación solar semi-empírica. Los datos de los satélites se utilizan para la identificación de las propiedades de las nubes utilizando los algoritmos más avanzados. Se consideran la mayoría de los procesos físicos de atenuación atmosférica de la radiación solar y también se utilizan algunos parámetros físicos de entrada. Por lo tanto, este enfoque es capaz de reproducir situaciones reales.

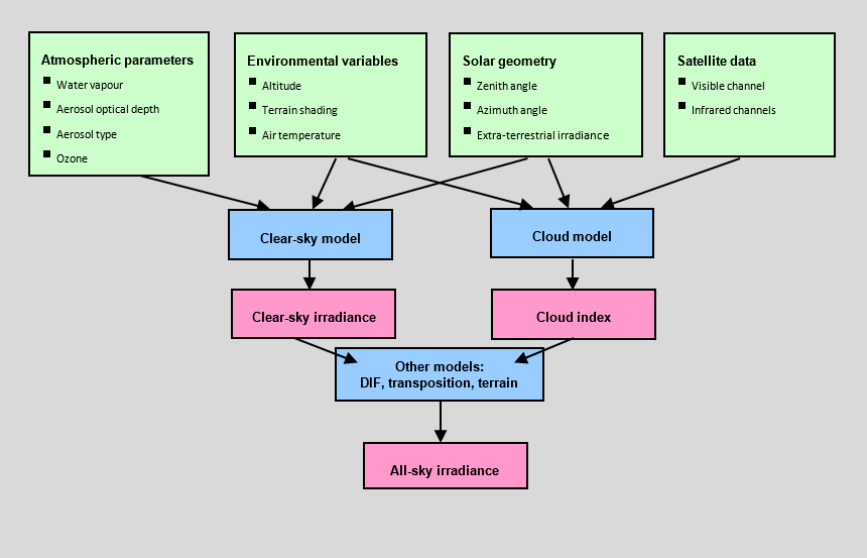
Por otra parte, se utilizan los resultados de los modelos meteorológicos numéricos operacionales (NWP) para los datos de pronóstico; en la fase de posprocesamiento, se utiliza la información calculada operacionalmente del modelo de satélite para mejorar dinámicamente la exactitud del pronóstico.

La recuperación de la radiación solar en el modelo de satélites Solargis se divide básicamente en tres etapas:

- En primer lugar, se calcula la irradiancia de cielo despejado (la irradiancia que llega a tierra con el supuesto de ausencia de nubes) utilizando el modelo de cielo despejado.
- En segundo lugar, los datos de los satélites (información de varios satélites geoestacionarios) se utilizan para cuantificar el efecto de atenuación de las nubes mediante el cálculo del índice

de nubes. La irradiancia de cielo claro se combina con el índice de nubes para recuperar la irradiancia de todo el cielo. El resultado del procedimiento es la irradiancia normal directa y la irradiancia horizontal global.

- En tercer lugar, la irradiancia normal directa y la irradiancia horizontal global se utilizan para calcular la irradiancia difusa y la irradiancia global inclinada (irradiancia en el plano de la matriz, en superficies inclinadas o de seguimiento) y/o la irradiancia corregida por los efectos de sombreado del terreno u objetos circundantes.



2.4 DESCRIPCIÓN DE LAS ENTRADAS DE SOLARGIS

Los datos de entrada más avanzados se utilizan en los algoritmos de Solargis. Como resultado, los datos de los satélites aseguran una cobertura temporal muy alta (más del 99% en la mayoría de las regiones). Los datos de series temporales suministrados tienen todas las lagunas cubiertas mediante algoritmos inteligentes.

El paso temporal primario de los parámetros de recursos solares es de 15 minutos para la zona del satélite MSG, 30 minutos para la zona de los satélites MFG y MTSAT, y 30 minutos (y parcialmente hasta 3 horas) para la zona del satélite GOES. Los parámetros atmosféricos (aerosoles y vapor de agua) representan datos diarios.

La resolución espacial de los datos del Meteosat, el GOES y el MTSAT considerados en el esquema de cálculo es de aproximadamente 3 km en el punto subsatelital (más detalles en el cuadro que figura a

continuación). Los resultados del modelo se remuestrean a una cuadrícula regular de 2 minutos de arco (aprox. 4x4 km) en el sistema de coordenadas geográficas WGS84.

La resolución espacial de los productos de datos se aumenta hasta 3 arcosegundos (que es de unos 90 metros en el ecuador, menos hacia los polos).

Los datos de entrada utilizados en el modelo de Solargis

Inputs	Source of input data		Spatial coverage	Time representation	Original time step	Approx. grid resolution
Atmospheric Optical Depth	MERRA-2 reanalysis	NASA	Global	1994 to 2002	Daily (calculated from 3-hourly)	55 km
	MACC-II reanalysis	ECMWF			Monthly (long-term calculated from reanalysis)	125 km
	MACC-II reanalysis			2003 to 2012	Daily (calculated from 6-hourly)	125 km
	MACC-II operational			2013 to present	Daily (calculated from 3-hourly)	125 km 85 km (since October 2015) 45 km (since June 2016)
Water vapour	CFSR	NOAA	Global	1994 to 2010	1 hour	35 km
	GFS			2011 to present	3 hours	55 km
Cloud index	Meteosat PRIME	EUMETSAT	Europe and Africa	1994 to 2004	30 minutes	3 to 4 km
				2005 to present	15 minutes	
	Meteosat IODC		South Asia, Middle East, Central Asia and parts of East Asia	1999 to 02/2017	30 minutes	
				03/2017 to present	15 minutes	
	GOES EAST	NOAA	North America and South America	1999 to present	30 minutes	
	GOES WEST					
	MTSAT	JSA	East Asia and Western Pacific Rim Countries	2007 to 2016	30 minutes	
	Himawari			2016 to present	10 minutes	
Altitude and horizon	SRTM3	SRTM	Global	-	-	90 metres

2.5 DATOS DE RADIACIÓN

Para la ubicación de la planta, obtenemos a través de la base de SolarGIS los siguientes datos de radiación:

LONG-TERM MONTHLY AVERAGES OF SOLAR RADIATION AND AIR TEMPERATURE

Report number: IMAPS-89725-2307-502
Issued: 11 July 2023 07:05 (UTC)

Site info

Site name:	Griñón Comunidad de Madrid, España
Coordinates:	40° 14' 8.57" N, 03° 52' 2.09" W
Elevation a.s.l.:	662 m
Slope inclination:	2°
Slope azimuth:	270° west

Location on the map: http://solargis.info/imaps/#tl=Google:satellite=40.2357135787,-3.86724786942=14

Geographic position





Google Maps © 2023 Google

Climate data

Month	Gh_d	Gh_m	Dh_d	Dh_m	T_{24}
Jan	2.14	66	0.80	25	4.1
Feb	3.22	90	1.09	31	5.6
Mar	4.57	142	1.55	48	8.8
Apr	5.77	173	2.00	60	11.1
May	6.61	205	2.30	71	16.5
Jun	7.67	230	2.29	69	22.6
Jul	7.96	247	1.90	59	25.8
Aug	6.93	215	1.88	58	24.9
Sep	5.29	159	1.72	52	19.3
Oct	3.62	112	1.33	41	13.5
Nov	2.40	72	0.91	27	8.2
Dec	1.89	59	0.72	22	5.2
Year	**4.85**	**1770**	**1.54**	**563**	**13.8**

Long-term averages:

- Gh_d Daily sum of global horizontal irradiation (kWh/m^2)
- Gh_m Monthly sum (annual) of global horizontal irradiation (kWh/m^2)
- Dh_d Daily sum of diffuse horizontal irradiation (kWh/m^2)
- Dh_m Monthly sum (annual) of diffuse horizontal irradiation (kWh/m^2)
- T_{24} Daily (diurnal) air temperature (°C)

3 SIMULACIÓN DE PRODUCCIÓN

3.1 ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

La estimación de la energía de producida (E) de una planta fotovoltaica durante un período específico de tiempo se lleva a cabo a través de una evaluación independiente de los siguientes parámetros:

$$E = P_P \cdot \left(\frac{I_{GEN}}{I}\right) \cdot PR \cdot D$$

- **P_P** (*Potencia Pico*): Parámetro de diseño que indica la potencia pico total de todos los módulos instalados en la Planta.
- **I_{GEN}** (*Irradiación en el plano del módulo*): La irradiación que alcanza la superficie de los módulos fotovoltaicos.
- **I***: Constante que corresponde con la irradiación en condiciones estándar[1] (STC).
- **PR** (*Performance Ratio*): Parámetro que muestra el rendimiento de un Sistema fotovoltaico.
- **D** (*Disponibilidad*): Porcentaje de tiempo en el que el sistema fotovoltaico funciona al 100%.

Se ha estimado la eficiencia de la Planta, que está representado por el PR de diseño. Merece la pena señalar que se ha modelado el diseño de la Planta con el software PVSyst versión 7.20, desarrollado por la Universidad de Ginebra. PVSyst v.7.2 ha sido utilizado teniendo en cuenta el modelo de transposición Pérez[2], y es apoyado por un método propio mediante el cual Enermat realiza un post-procesado de los resultados de PVSyst con el fin de mejorar la representatividad de los datos.

[1] *Irradiancia de 1,000 W/m2, AM 1.5G y temperatura de célula de 25°C*

[2] *Este modelo es más sofisticado que otros, como el modelo de Hay, pero requiere buenos datos de irradiación horizontal (medición correcta) y valores fiables de irradiación difusa*

3.2 RESULTADOS DEL ESTUDIO DE PRODUCCIÓN

Seguidamente se acompaña el informe completo extraído de la simulación bajo PVsyst.

[redacted]

EL INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL
Antonio Moreno Sanchez
Colegiado 1.327 COGITI C.REAL

Versión 7.2.11

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: NEXER - ARROYADAS

Variante: ARROYADAS -TRACKER 1V - 5,5M - TRIN650 - BIFACIAL - HUAWEI 330

Sistema de rastreo, con retroceso

Potencia del sistema: 5070 kWp

Arroyadas - Spain

Autor(a)

RENERIX SOLAR S.L.

PVsyst V7.2.11
VC9, Fecha de simulación:
12/07/23 13:57
con v7.2.11

Resumen del proyecto

Sitio geográfico
Arroyadas
España

Situación

Latitud	40.24 °N
Longitud	-3.87 °W
Altitud	662 m
Zona horaria	UTC

Configuración del proyecto
Albedo 0.20

Datos meteo
Arroyadas
SolarGIS Monthly aver. , period not spec. - Sintético

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red

Sistema de rastreo, con retroceso

Orientación campo FV
Orientación
Plano de rastreo, eje inclinado

Inclinación del eje	-3 °
Azimut	0 °

Algoritmo de rastreo
Optimización de irradiancia
Retroceso activado

Sombreados cercanos
Según las cadenas
Efecto eléctrico 100 %

Información del sistema
Conjunto FV

Núm. de módulos	7800 unidades
Pnom total	5070 kWp

Inversores

Núm. de unidades	13 unidades
Pnom total	4290 kWca
Límite de potencia de red	4007 kWca
Proporción de red lim. Pnom	1.265

Necesidades del usuario
Carga ilimitada (red)

Resumen de resultados

Energía producida	10 GWh/año	Producción específica	1891 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	81.90 %
Energía aparente	10129 MVAh				

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados 2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema. 3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados 5
Resultados principales 6
Diagrama de pérdida 7
Gráficos especiales 8
Balance de emisiones de CO_2 9

Parámetros generales

Sistema conectado a la red

Sistema de rastreo, con retroceso

Orientación campo FV

Orientación
Plano de rastreo, eje inclinado
Inclinación del eje -3 °
Azimut 0 °

Algoritmo de rastreo
Optimización de irradiancia
Retroceso activado

Estrategia de retroceso
Núm. de rastreadores 152 unidades

Tamaños
Espaciado de rastreador 5.50 m
Ancho de colector 2.38 m
Proporc. cob. suelo (GCR) 43.3 %
Phi mín/máx. -/+ 55.0 °

Ángulo límite del retroceso
Límites de phi +/- 64.1 °

Modelos usados
Transposición Perez
Difuso Perez, Meteonorm
Circunsolar con difuso

Horizonte
Horizonte libre

Sombreados cercanos
Según las cadenas
Efecto eléctrico 100 %

Necesidades del usuario
Carga ilimitada (red)

Sistema bifacial

Modelo Cálculo 2D
rastreadores ilimitados

Geometría del modelo bifacial

Espaciado de rastreador	5.50 m
Ancho de rastreador	2.38 m
GCR	43.3 %
Altura del eje sobre el suelo	1.50 m

Definiciones del modelo bifacial

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

Punto de inyección de red

Limitación de potencia de red
Potencia activa 4007 kWca
Proporción Pnom 1.265

Factor de potencia
Cos(phi) (principal) 0.950

Características del conjunto FV

Módulo FV

Fabricante Trina Solar
Modelo TSM-650DEG21C.20
(Definición de parámetros personalizados)
Unidad Nom. Potencia 650 Wp
Número de módulos FV 7800 unidades
Nominal (STC) 5070 kWp
Módulos 260 Cadenas x 30 En series

En cond. de funcionam. (50°C)
Pmpp 4651 kWp
U mpp 1021 V
I mpp 4556 A

Inversor

Fabricante Huawei Technologies
Modelo SUN2000-330KTL-H1-Preliminary V0.2
(Definición de parámetros personalizados)
Unidad Nom. Potencia 330 kWca
Número de inversores 13 unidades
Potencia total 4290 kWca
Voltaje de funcionamiento 500-1500 V
Potencia máx. (=>30°C) 330 kWca
Proporción Pnom (CC:CA) 1.18

Potencia FV total

Nominal (STC) 5070 kWp
Total 7800 módulos
Área del módulo 24230 m²
Área celular 22703 m²

Potencia total del inversor

Potencia total 4290 kWca
Número de inversores 13 unidades
Proporción Pnom 1.18

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto
Frac. de pérdida 2.0 %

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

Pérdidas de cableado CC
Res. conjunto global 2.5 mΩ
Frac. de pérdida 1.0 % en STC

LID - Degradación Inducida por Luz
Frac. de pérdida 1.8 %

Pérdida de calidad módulo
Frac. de pérdida 0.0 %

Pérdidas de desajuste de módulo
Frac. de pérdida 1.0 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas
Frac. de pérdida 0.1 %

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

0°	40°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.998	0.992	0.983	0.961	0.933	0.853	0.000

Pérdidas del sistema.

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

Pérdidas de cableado CA

Línea de salida del inv. hasta transfo MV
Voltaje inversor 800 Vca tri
Frac. de pérdida 1.97 % en STC
Inversor: SUN2000-330KTL-H1-Preliminary V0.2
Sección cables (13 Inv.) Alu 13 x 3 x 240 mm²
Longitud media de los cables 226 m

Línea MV hasta inyección
Voltaje MV 15 kV
Cables Alu 3 x 240 mm²
Longitud 2370 m
Frac. de pérdida 0.76 % en STC

Pérdidas de CA en transformadores

Transfo MV
Voltaje de red 15 kV
Pérdidas operativas en STC
Potencia nominal en STC 4986 kVA
Pérdida de hierro (Conexión 24/24) 4.89 kW
Frac. de pérdida 0.10 % en STC
Resistencia equivalente de bobinas 3 x 1.31 mΩ
Frac. de pérdida 1.02 % en STC

Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

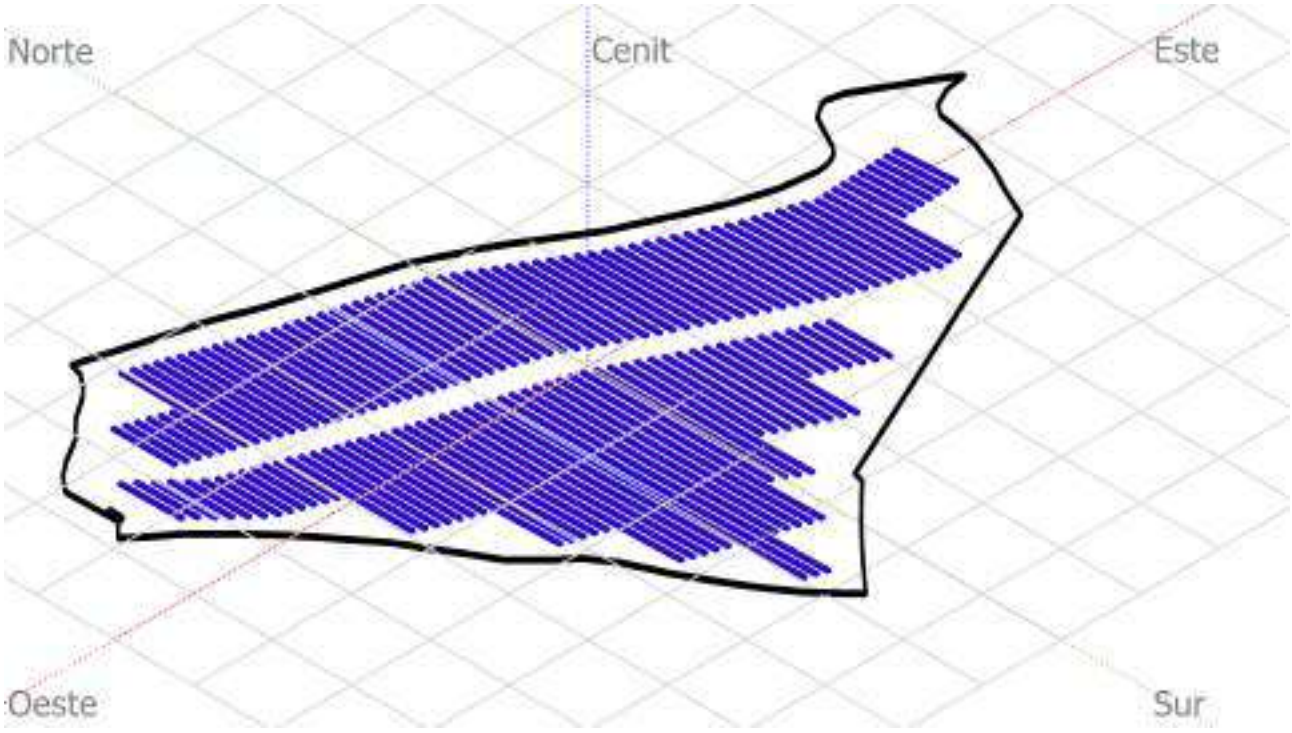
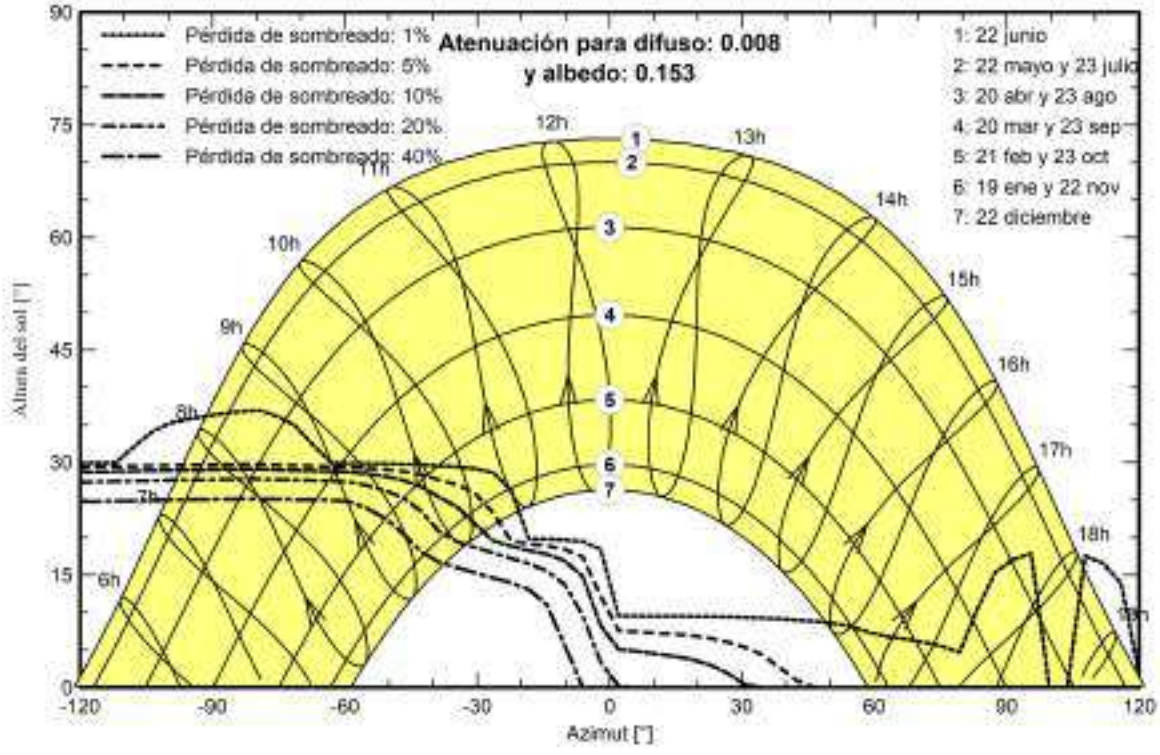


Diagrama de iso-sombreados

Orientación #1



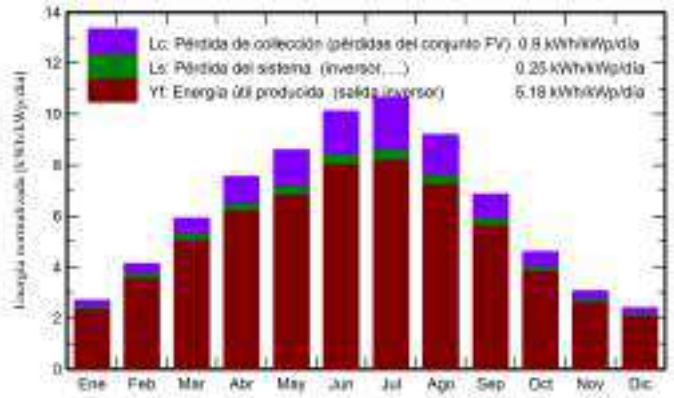
PVsyst V7.2.11
VC9, Fecha de simulación:
12/07/23 13:57
con v7.2.11

Resultados principales

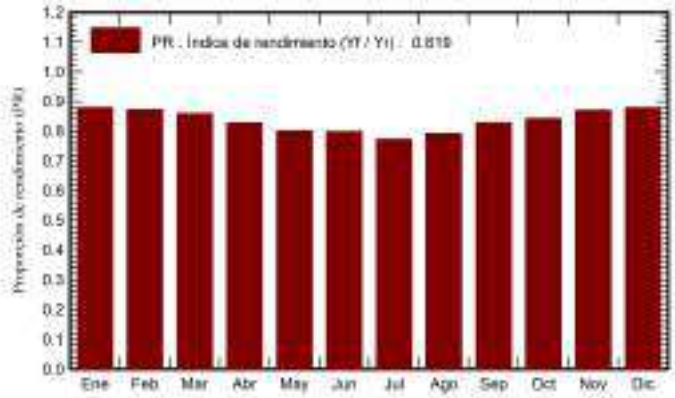
Producción del sistema

Energía producida	10 GWh/año	Producción específica	1891 kWh/kWp/año
Energía aparente	10129 MVAh	Proporción de rendimiento (PR)	81.90 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



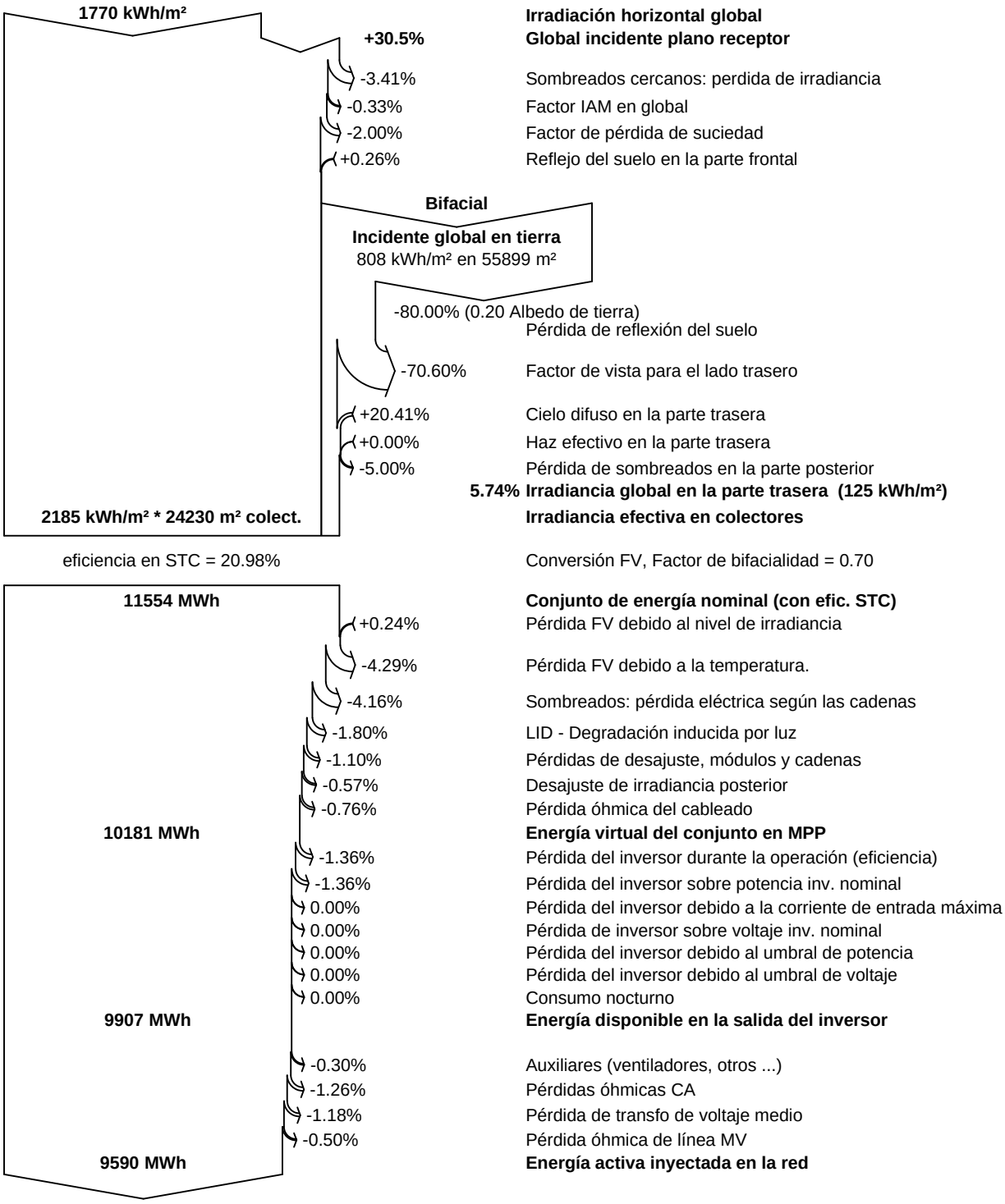
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR proporción
Enero	66.0	25.00	4.10	83.3	77.8	0.387	0.371	0.879
Febrero	90.0	31.00	5.60	115.6	108.9	0.534	0.512	0.872
Marzo	142.0	48.00	8.80	183.7	173.6	0.836	0.799	0.858
Abril	173.0	60.00	11.10	226.5	214.0	0.994	0.950	0.827
Mayo	205.0	71.00	16.50	266.6	252.9	1.134	1.082	0.800
Junio	230.0	69.00	22.60	303.3	287.8	1.289	1.228	0.798
Julio	247.0	59.00	25.80	330.5	314.4	1.360	1.294	0.772
Agosto	215.0	58.00	24.90	285.4	271.0	1.203	1.146	0.792
Septiembre	159.0	52.00	19.30	206.0	195.0	0.905	0.864	0.827
Octubre	112.0	41.00	13.50	142.9	134.4	0.637	0.610	0.842
Noviembre	72.0	27.00	8.20	91.6	85.8	0.421	0.404	0.870
Diciembre	59.0	22.00	5.19	74.2	69.2	0.344	0.331	0.879
Año	1770.0	562.99	13.85	2309.7	2184.7	10.045	9.590	0.819

Leyendas

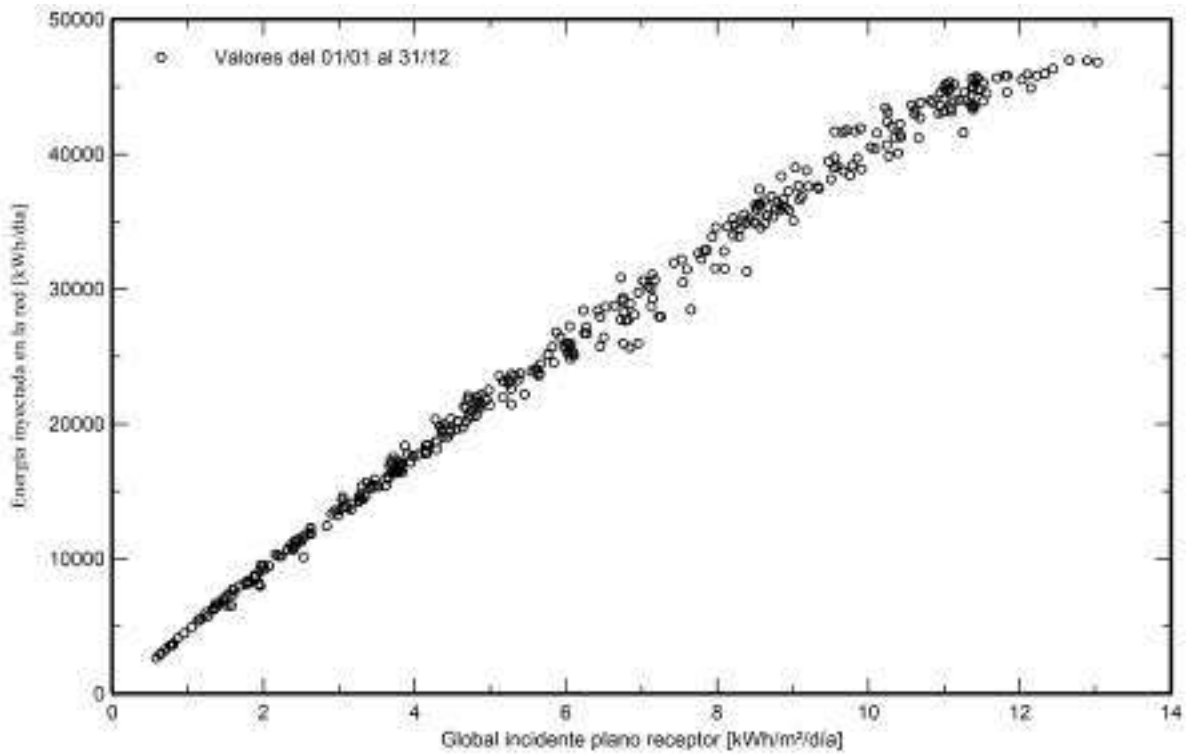
GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		

Diagrama de pérdida

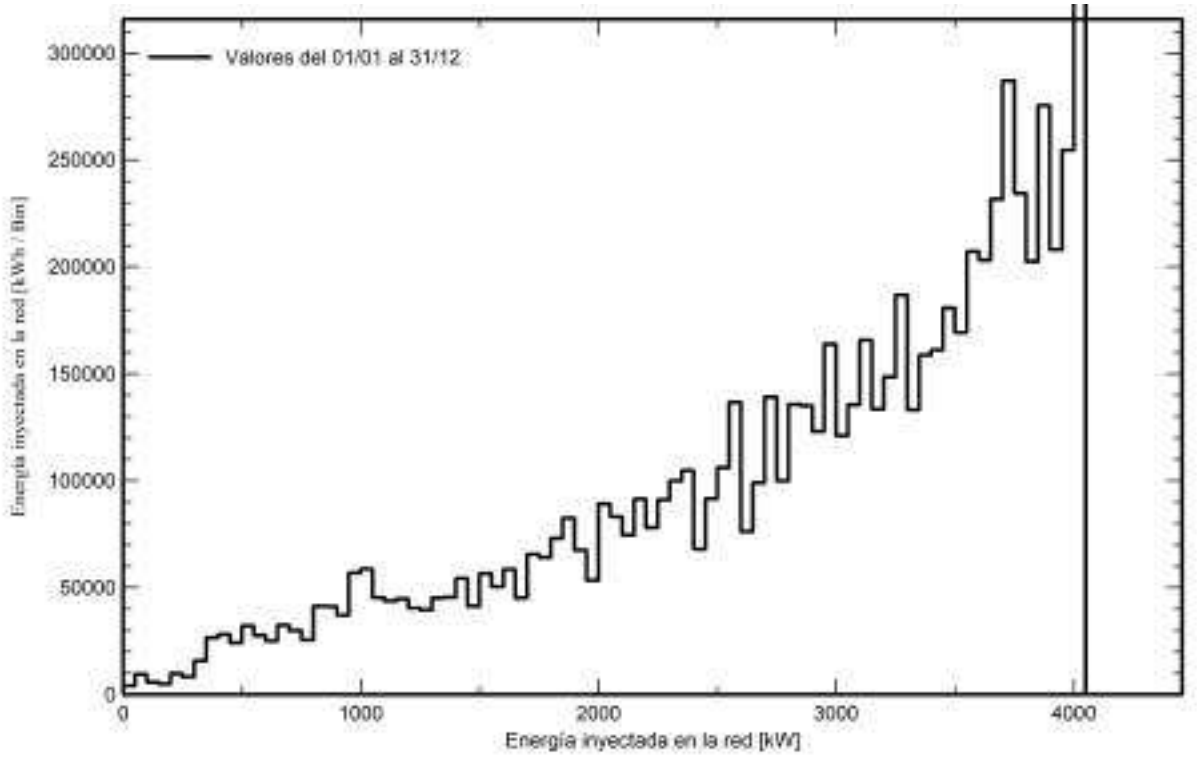


Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



Balance de emisiones de CO_2

Total: 62209.7 tCO_2

Emisiones generadas

Total: 9432.53 tCO_2

Fuente: Cálculo detallado de la siguiente tabla:

Emisiones reemplazadas

Total: 82569.0 tCO_2

Sistema de producción: 9589.89 MWh/año

Emisiones del ciclo de vida de la red: 287 gCO_2/kWh

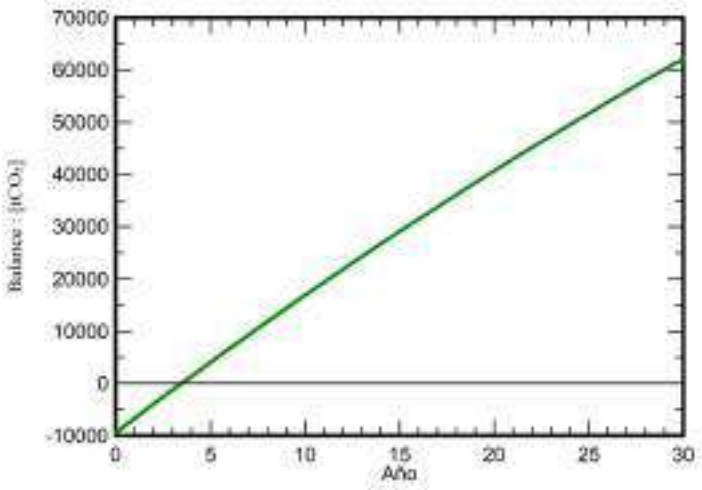
Fuente: Lista IEA

País: Spain

Toda la vida: 30 años

Degradación anual: 1.0 %

Emisión de CO_2 ahorrada vs tiempo



Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema

Artículo	LCE	Cantidad	Subtotal
			[$kgCO_2$]
Módulos	1713 kgCO2/kWp	5070 kWp	8683490
Soportes	1.91 kgCO2/kg	390000 kg	746573
Inversores	190 kgCO2/	13.0	2465

Preparado para:

MAGALE INVESTMENTS, S.L.

ANEXO II. CÁLCULOS SECCIÓN DE CONDUCTORES CC Y CA

PROYECTO DE EJECUCIÓN
PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED
"PF LAS ARROYADAS"

MORALEJA DE ENMEDIO
(MADRID)

JULIO 2023

PROMOTOR: MAGALE INVESTMENTS, S.L.

Av. de Bruselas, 31, 28108 Alcobendas, MADRID

Preparado para:

MAGALE INVESTMENTS, S.L.

Versión	Nombre	Fecha	Realizado	Revisado	Aprobado
00	**Emisión inicial**	**07/07/2023**	**D.C.C.**	**R.C.C.**	**A.M.S.**

ÍNDICE

1 CORRIENTE MÁXIMA ADMISIBLE. 4

2 TENSIÓN NOMINAL 8

3 FÓRMULAS UTILIZADAS 9

3.1 INTENSIDAD DE CORRIENTE CONTINUA Y ALTERNA MONOFÁSICA 9
3.2 INTENSIDAD DE CORRIENTE ALTERNA TRIFÁSICA 9
3.3 CAÍDA DE TENSIÓN Y SECCIÓN EN CORRIENTE CONTINUA Y ALTERNA MONOFÁSICA 9
3.4 CAÍDA DE TENSIÓN Y SECCIÓN EN CORRIENTE ALTERNA TRIFÁSICA 10
3.5 PUESTA A TIERRA 10

4 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE CABLEADO. 11

5 FACTORES DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA 14

6 CRITERIO DE ISC PARA CÁLCULO DE LA SECCIÓN DEL CONDUCTOR. 18

7 RESULTADOS 22

7.1 CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA GENERAL 22
7.2 CALCULO DE FUSIBLES 23
7.3 CALCULO DE SECCIONES DE CABLES 28

1 CORRIENTE MÁXIMA ADMISIBLE.

La sección del cable debe ser finalmente verificada en función de la intensidad de corriente máxima de servicio que circulará por el cable. La corriente máxima que puede circular por un módulo, o por una rama (agrupación de módulos conectados en serie) se corresponde a la corriente de cortocircuito.

La corriente máxima admisible por los cables está influenciada por la temperatura ambiente, el agrupamiento de los cables y las conducciones utilizadas. Para la determinación de las corrientes admisibles reales de la instalación, los valores teóricos de corriente máxima deberán ser corregidos con los correspondientes factores de corrección asociados que indica la normativa.

Se divide en distintos tramos (de los módulos a los cuadros DC, de los cuadros DC a los inversores, …), cada uno de estos tramos tiene un método de instalación distinto, uno tipo de cable distinto, secciones distintas y coeficientes de corrección distintos.

Los cálculos se realizarán con respecto a la norma UNE-HD 60364-5-52:2014, HD 60364-5-52:2011, IEC 60364-5-52:2009 CORR 2011.

De esta norma en función del material del conductor, método de instalación, tipo de aislante y sección de conductor se obtendrán los valores de I máxima admisible del cable.

Para cable en instalación aérea:

Tabla C.52.1 bis – Corrientes admisibles en amperios – Temperatura ambiente 40 °C en el aire

Método de referencia de la tabla B.52.1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																	
A1		PVC3	PVC2				XLPE 3		XLPE 2									
A2	PVC3	PVC2			XLPE 3		XLPE 2											
B1				PVC3		PVC2					XLPE 3				XLPE 2			
B2			PVC3	PVC2					XLPE 3		XLPE 2							
C						PVC3				PVC2			XLPE 3			XLPE 2		
E								PVC3				PVC2			XLPE 3		XLPE 2	
F										PVC3				PVC2		XLPE 3		XLPE 2
1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Sección mm² Cobre																		
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	–
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	–
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	–
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	–
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	–
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	–
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
35	–	–	–	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
50	–	–	–	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
70	–	–	–	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
95	–	–	–	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
120	–	–	–	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150	–	–	–	–	–	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
185	–	–	–	–	–	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
240	–	–	–	–	–	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617
Aluminio																		
2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20	20	21	23	25	–
4	15	16	17	19	20	21	22	22	23	24	25	26	28	27	29	31	34	–
6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35	36	38	40	44	–
10	26	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	46	49	50	52	56	60	–
16	35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66	66	70	76	82	–
25	46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81	84	88	91	98	110
35	–	–	–	74	78	78	81	83	87	89	93	97	101	104	109	114	122	136
50	–	–	–	90	94	95	100	101	106	108	113	118	123	127	132	140	149	167
70	–	–	–	115	121	121	127	130	136	139	145	151	158	162	170	180	192	215
95	–	–	–	140	146	147	154	159	166	169	177	183	192	197	206	219	233	262
120	–	–	–	161	169	171	179	184	192	196	205	213	222	228	239	254	273	306
150	–	–	–	–	–	196	205	213	222	227	237	246	257	264	276	294	314	353
185	–	–	–	–	–	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361	406
240	–	–	–	–	–	261	273	287	300	306	320	332	347	355	372	399	427	482

Para cables enterrados:

Tabla C.52.2 bis – Corrientes admisibles en amperios – Temperatura ambiente 25 °C en el terreno

Método de instalación	Sección mm²	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento			
		PVC2	PVC3	XLPE2	XLPE3
D1/D2	Cobre				
	1,5	20	17	24	21
	2,5	27	22	32	27
	4	36	29	42	35
	6	44	37	53	44
	10	59	49	70	58
	16	76	63	91	75
	25	98	81	116	96
	35	118	97	140	117
	50	140	115	166	138
	70	173	143	204	170
	95	205	170	241	202
	120	233	192	275	230
	150	264	218	311	260
	185	296	245	348	291
	240	342	282	402	336
	300	387	319	455	380
D1/D2	Aluminio				
	2,5	20	17,5	24	21
	4	27	22	32	27
	6	34	28	40	34
	10	45	38	53	45
	16	58	49	70	58
	25	76	62	89	74
	35	91	76	107	90
	50	107	89	126	107
	70	133	111	156	132
	95	157	131	185	157
	120	179	149	211	178
	150	202	169	239	201
	185	228	190	267	226
	240	263	218	309	261
	300	297	247	349	295

Además, esta norma presenta coeficientes de corrección en función de la temperatura, de la resistividad del terreno o los circuitos que discurren en paralelo.

Tabla C.52.3 – Factores de reducción para grupos de varios circuitos o de varios cables multipolares (a utilizar con los valores de corrientes admisibles de la tabla C.52.1)

Punto	Disposición	Número de circuitos o de cables multipolares								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Agrupados en el aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre muros, suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	–	–	–
3	Capa única fijada directamente al techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	–	–	–
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	–	–	–
5	Capa única sobre bandeja de escalera, soportes o bridas de amarre, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	–	–	–

Para cumplir con este criterio la intensidad que circula en cada tramo tiene que ser superior a la máxima admisible que soporta el conductor empleado tras las pertinentes correcciones que marca la norma.

2 TENSIÓN NOMINAL

La caída de tensión medio será inferior al 1,5% en la parte de corriente continua y alterna y máximo de 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a las cajas de conexiones.

3 FÓRMULAS UTILIZADAS

3.1 INTENSIDAD DE CORRIENTE CONTINUA Y ALTERNA MONOFÁSICA

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

Donde:

I: Intensidad en amperios [A].

P: Potencia en vatios [W].

V: Tensión en voltios [V].

Cos φ: Factor de potencia. (Cos φ = 1 para corriente continua).

3.2 INTENSIDAD DE CORRIENTE ALTERNA TRIFÁSICA

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

Donde:

I: Intensidad en amperios [A].

P: Potencia en vatios [W].

U: Tensión entre fases en voltios [V].

Cos φ: Factor de potencia.

3.3 CAÍDA DE TENSIÓN Y SECCIÓN EN CORRIENTE CONTINUA Y ALTERNA MONOFÁSICA

$$e = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{K \cdot S}$$

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{K \cdot e}$$

Donde:

e: Caída de tensión en voltios [V].

L: Longitud de la línea en metros [m].

I: Intensidad de la línea en amperios [A].

Cos φ: Factor de potencia. (Cos φ = 1 para corriente continua).

K: Conductividad (56 para Cu).

S: Sección del conductor en milímetros cuadrados [mm²].

3.4 CAÍDA DE TENSIÓN Y SECCIÓN EN CORRIENTE ALTERNA TRIFÁSICA

$$e = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{K \cdot S}$$

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{K \cdot e}$$

Donde:

e: Caída de tensión en voltios [V].

L: Longitud de la línea en metros [m].

I: Intensidad de la línea en amperios [A].

Cos φ : Factor de potencia.

K: Conductividad (56 para Cu).

S: Sección del conductor en milímetros cuadrados [mm²].

3.5 PUESTA A TIERRA

Caso de pica vertical:

$$R = \frac{\rho}{\mathrm{n} \cdot L}$$

Caso de conductor enterrado horizontalmente):

$$R = \frac{2\rho}{L}$$

Donde:

R: Resistencia de tierra en Ohm [Ω].

ρ: Resistividad del terreno en Ohm por metro [Ωm].

n: Número de picas.

L: Longitud de la pica/conductor, ambos casos en metros [m].

4 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE CABLEADO.

El criterio fundamental en el diseño de las secciones del cableado es el de reducir lo máximo posible las pérdidas resistivas en los cables, lo que se traduce en evitar pérdidas de energía generada en forma de calor (efecto Joule).

Como ya se ha mencionado el generador fotovoltaico generalmente operará a lo largo del año en torno al 80% de su potencia nominal debido a que las condiciones meteorológicas reales difieren notablemente de las condiciones de prueba de los módulos. Por lo tanto, la corriente de operación será generalmente inferior a la corriente nominal en condiciones estándar (STC). Por lo que una intensidad igual a la mitad de la corriente nominal del generador, implicará una reducción de las pérdidas por efecto Joule.

Por lo tanto, el diseño considerando las condiciones nominales de operación implicará un porcentaje de pérdidas menor que el esperado.

En el diseño del cableado de continua se debe considerar la caída de tensión máxima que se corresponde a la total desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor, por lo que, si existen varios tramos, cada uno puede tener una caída de tensión distinta pero la suma de las pérdidas en cada uno de ellos no debe superar esa caída de tensión definida. De esta forma se obtienen las distintas dimensiones de los cableados en función de las distancias que tengamos en cada caso.

La sección mínima calculada se deberá luego ajustar al valor nominal superior existente en el mercado y que cumpla con la normativa.

Una vez optimizada la sección del cable en cada uno de los tramos de manera de minimizar las pérdidas por efecto Joule, se debe comprobar que la sección seleccionada admite la correspondiente intensidad de corriente máxima del generador en cada tramo.

Por último, señalar que, para una eficaz protección de tierra y cortocircuito, es recomendable usar cables unipolares aislados para los positivos y negativos de la instalación.

El dimensionado del cableado de alterna dependerá igualmente de la energía a transportar y de la distancia a recorrer por la corriente eléctrica. A fin de optimizar la sección del cableado, emplearemos en su diseño el criterio de la caída de tensión máxima admisible.

Una vez optimizada la sección del cable en cada uno de los tramos de manera de minimizar las pérdidas por efecto Joule, se debe comprobar que la sección seleccionada admite la correspondiente intensidad de corriente máxima del generador en cada tramo.

Por otro lado, se realizan los cálculos de caídas de tensión, que como en el caso anterior se realiza por tramos y posteriormente se hace una sumatoria para ver la caída de tensión total.

Para el cálculo de caída de tensión en continua, se necesita conocer la conductancia en el conductor a la temperatura de funcionamiento, en este caso con la temperatura ambiente (del terreno o del suelo en función de si la instalación es bajo suelo o al aire), la temperatura de funcionamiento se obtiene de:

$$T=Tamb+(90-Tamb)*(I/Imax\ adm)2$$

Con dicha temperatura se puede obtener la resistividad del conductor de cobre (W mm2/m) con la siguiente fórmula y calculando la inversa obtenemos la conductancia que luego emplearemos en las caídas de tensión en este tramo en concreto.

$$Resistividad=0.018*(1+0.00392*(T-20))$$

Si el conductor fuera de aluminio la fórmula para obtener la resistividad del conductor de aluminio (W mm2/m) sería la que se ve a continuación, posteriormente calculando la inversa obtenemos la conductancia que luego emplearemos en las caídas de tensión en este tramo en concreto.

$$Resistividad=0.029*(1+0.00403*(T-20))$$

Como ya hemos explicado, la conductancia del conductor sería la inversa de la resistividad del conductor. Con dicho valor calculamos la caída de tensión en V y posteriormente en % (que es el coeficiente de la caída de tensión en voltios dividido de la tensión en el conductor).

$$Caída\ de\ tensión=2*Imp*longitud\ del\ tramo/(sección\ del\ conductor*conductancia)$$

En la parte de alterna, la fórmula para calcular la temperatura de funcionamiento es la misma y para el cálculo de la resistividad del conductor también.

Para calcular la caída de tensión en alterna en V y posteriormente en % (que es el coeficiente de la caída de tensión en voltios dividido de la tensión en el conductor) utilizaremos la siguiente fórmula:

$$Caída\ de\ tensión=√3*Imp*longitud\ del\ tramo/(sección\ del\ conductor*conductividad)$$

Al final del presente documento puede comprobar las tablas donde se ven los cálculos para los distintos tramos y los resultados globales por caja de nivel, así como el resultado sobre la condición de cumplir o no con la caída máxima de tensión permitida y la intensidad máxima admisible del conductor empleado.

5 FACTORES DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA.

Para los cálculos de la sección del cable se ha considerado las siguientes fórmulas y tablas aplicables, a través de las cuales se puede ver la temperatura máxima que soportan los conductores en función de su aislante y los valores de corrección por temperatura.

Ya se ha indicado anteriormente que, cuando la temperatura ambiente es distinta a los 40ºC, las intensidades de las tablas se deberán multiplicar por un factor de corrección que tenga en cuenta el distinto salto térmico a utilizar en:

$$I = \sqrt{(\Delta\theta / n \cdot R_E \cdot R_T)}$$

Fórmula que nos da la intensidad admisible en un conductor a partir de la ley de Ohm eléctrica y la "ley de Ohm térmica".

Según la "ley de Ohm térmica" la potencia disipada en forma de calor del cable:

$$\Delta\theta = P \cdot R_T \rightarrow P = \frac{\Delta\theta}{R_T}$$

Según la ley de Ohm eléctrica, la potencia generada en forma de calor de un cable con n conductores activos:

$$P = n \cdot R_E \cdot I^2$$

Donde:

RE representa la resistencia óhmica del cable (Ω/m)
RT la resistencia térmica del ambiente que le rodea (ºC·m/W)
Δθ es la diferencia de temperatura entre el conductor (TC=90ºC) y el ambiente que le rodea TT(ºC)
n es el número de conductores activos con carga en la línea (3 en caso de circuitos trifásicos y 2 en monofásicos).

Igualando los términos tenemos la relación de I con la temperatura del ambiente:

$$I = \sqrt{\Delta\theta / n \cdot R_E \cdot R_T}$$

Y con esta fórmula obtenemos el valor del coeficiente a aplicar según la temperatura del terreno.

$$I' = \sqrt{(\Delta\theta'/n \cdot R_E \cdot R_T)}$$

$$K = \frac{I'}{I} = \frac{\sqrt{\Delta\theta'}}{\sqrt{\Delta\theta}}$$

Para termoplásticos:

$$\mathrm{K} = \sqrt{\frac{70 - \theta\mathrm{a}'}{70 - 40}}$$

Para termoestables:

$$K = \sqrt{\frac{90 - \theta a'}{90 - 40}}$$

Por tanto, este factor de corrección por temperatura valdrá, en el caso de cables con aislamiento termoplástico tipo PVC (soportan 70ºC en régimen permanente) y en los de aislamiento termoestable tipo XLPE o EPR (soportan 90ºC en régimen permanente).

Sobre la base de estas expresiones se han obtenido los factores de corrección que se indican a continuación:

Tabla B.52.14 – Factores de corrección para temperaturas ambiente diferentes de 30 °C a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para cables en el aire

Temperatura ambiente [a] °C	Aislamiento			
			Mineral[a]	
	PVC	XLPE y EPR	Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00	1,00
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,78	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	–	0,65	–	0,70
70	–	0,58	–	0,65
75	–	0,50	–	0,60
80	–	0,41	–	0,54
85	–	–	–	0,47
90	–	–	–	0,40
95	–	–	–	0,32

[a] Para temperaturas ambiente más elevadas, consultar al fabricante.

Luego cuando la temperatura ambiente será inferior a 40ºC, la mejor refrigeración de los cables les permitirá transportar corrientes superiores. Recíprocamente, temperaturas ambientes más elevadas deben corresponderse con corrientes más reducidas. Esto es especialmente importante cuando en canalizaciones antiguas se añaden nuevos circuitos a los ya existentes. Si no se tiene en cuenta la mayor temperatura ambiente que suponen estos nuevos cables y se reduce la carga de los circuitos antiguos se pueden producir sobrecalentamientos peligrosos para la instalación. En estos casos hay que recalcular las intensidades de cada circuito teniendo en cuenta el agrupamiento final resultante.

Los factores de corrección de la intensidad máxima admisible para temperaturas ambiente del terreno diferentes de 20ºC a aplicar para cables (en conductos enterrados):

Tabla B. 52.15 – Factores de corrección para temperaturas ambiente del terreno diferentes de 20 °C a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para cables en conductos en el suelo

Temperatura del terreno °C	Aislamiento	
	PVC	XLPE y EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1,00	1,00
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	–	0,60
70	–	0,53
75	–	0,46
80	–	0,38

Factores de corrección por resistividad del terreno.

La normativa vigente considera la resistividad estándar del terreno de 2,5 K·m/W frente a 1 K·m/W de otras versiones, lo que supone una drástica reducción de las intensidades admisibles en cables enterrados en instalaciones interiores o receptoras (las que no son redes de distribución) frente al método que se venía utilizando hasta ahora proveniente de la ITC-BT-07.

Tabla B.52.16 – Factores de corrección para cables enterrados directamente en el suelo o en conductos enterrados para terrenos de resistividad diferente de 2,5 K·m/W a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para el método de referencia D

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

NOTA 1 Los factores de corrección dados están promediados para los rangos de dimensiones de conductores y los tipos de instalación de las tablas B.52.2 a B.52.5. La precisión global de los factores de corrección es de ±5%.

NOTA 2 Los factores de corrección se aplican a los cables en conductos enterrados; para cables tendidos directamente en el terreno los factores de corrección para resistividades térmicas inferiores a 2,5 K·m/W serán más elevados. Si se necesitan valores más precisos, pueden calcularse por medio de los métodos dados en la Norma IEC 60287.

NOTA 3 Los factores de corrección se aplican a los conductos enterrados hasta una profundidad de 0,8 m.

NOTA 4 Se asume que las propiedades del terreno son uniformes. No se ha contemplado la posibilidad de la migración de humedad que puede comportar la existencia de una región de alta resistividad térmica alrededor del cable. Si se prevé el secado parcial del terreno, la corriente admisible debería determinarse a partir de los métodos especificados en la Norma IEC 60287.

6 CRITERIO DE ISC PARA CÁLCULO DE LA SECCIÓN DEL CONDUCTOR.

Según la norma IEC 60364-4-43 en el punto 434.5:

Table 43A – Values of *k* for conductors

Property/ condition	Type of conductor insulation							
	PVC Thermoplastic		PVC Thermoplastic 90°C		EPR XLPE Thermosetting	Rubber 60 °C Thermosetting	Mineral PVC sheathed	Mineral Bare unsheathed
Conductor cross-sectional area mm²	≤ 300	>300	≤ 300	>300				
Initial temperature °C	70		90		90	60	70	105
Final temperature °C	160	140	160	140	250	200	160	250
Conductor material:								
Copper	115	103	100	86	143	141	115	135 -115 [a]
Aluminium	76	68	66	57	94	93	–	–
Tin-soldered joints in copper conductors	115	–	–	–	–	–	–	–

[a] This value shall be used for bare cables exposed to touch.

NOTE 1 Other values of *k* are under consideration for:

- small conductors (particularly for cross-sectional areas less than 10 mm²);
- other types of joints in conductors;
- bare conductors.

NOTE 2 The nominal current of the short-circuit protective device may be greater than the current-carrying capacity of the cable.

NOTE 3 The above factors are based on IEC 60724.

NOTE 4 See Annex A of IEC 60364-5-54:2002 for the calculation-method of factor *k*.

$$S = \frac{\sqrt{I^2 t}}{k}$$

Donde:

S es la sección del conductor de protección, en mm2.
I es el valor eficaz de la corriente de defecto que puede atravesar el dispositivo de protección para un defecto de impedancia despreciable, en amperios.
t es el tiempo de funcionamiento del dispositivo de corte, en segundos.

k es el factor cuyo valor depende de la naturaleza del material del conductor de protección de los aislamientos y otras partes y de las temperaturas inicial y final (para la determinación véase tabla 43A).

Para otros valores se puede calcular k de la siguiente forma:

El factor k viene determinado por la fórmula:

$$k = \sqrt{\frac{Q_c\,(B_o + 20)}{\rho_{20}} \cdot \ln\left(1 + \frac{\theta_f - \theta_i}{B_o + \theta_i}\right)}$$

Donde:

Q_c: es la capacidad térmica volumétrica del material conductor (J/°C · m³).
B_o: es la inversa del coeficiente de temperatura de la resistividad a 0 °C para el conductor (°C).
ρ_{20}: es la resistividad eléctrica del material conductor a 20 °C (Ω · m).
θ_i: es la temperatura inicial del conductor (°C).
θ_f: es la temperatura final del conductor (°C).
k: es la expresión ($A \cdot s^{1/2} \cdot mm^{-2}$).

Material	B_o (°C)	C_v (J/°C · m³)	ρ_{20} (Ω · m)
Cobre	234,5	3,45 · 10^6	17,241 · 10^{-9}
Aluminio	228	2,5 · 10^6	28,264 · 10^{-9}

Para conductores de cobre desnudos que no corren riesgo de dañar materiales próximos para las temperaturas indicadas (tabla 54E de la UNE 20-460-90/5-54):

Qc=3,45E-03 J/ºCmm3
B=234,5ºC
ρ20=17,241E-6 Ωmm
θi=30ºC
θf=200ºC
Sustituyendo:
k=159

Con todo ello se puede comprobar que la sección del conductor de la red de tierra es adecuada para la máxima corriente admisible que permite la celda en corta duración y el tiempo de corte de los fusibles instalados en la celda, que en este caso es inferior a 0,05 segundos.

Calculando la sección:

$$S = \frac{\sqrt{I^2 t}}{k}$$

Con:

I=16000A
k=159
t=0,05s

S= 23mm2<sección del cable que se va a utilizar.

Para comprobar el resto de conductores no desnudos:

El valor de k es 143 para cobre y 94 para aluminio para conductores XLPE Y EPR, con temperatura inicial de 90ºC y temperatura final 250ºC.

$$I^2t=k^2S^2$$

Se puede comprobar la Isc que los distintos conductores pueden soportar.

Para el conductor solar de Cu 6 mm2, K = 143, t = 5s, el resultado es I = 383,7A. Como la Isc máx en este cable es la del módulo que está en torno a 18,35A se puede concluir que está correcto.

Para el conductor solar de Cu 10 mm2, K = 143, t = 5s, el resultado es I = 639,5A. Como la Isc máx en este cable es la del módulo que está en torno a 18,35A y se puede concluir que está correcto.

Para el conductor de Al 150 mm2, K = 94, t = 5s, el resultado es I = 6.306A. Como la Isc máx en este cable es la corriente máxima para los inversores, que es inferior a 200 A, se puede concluir que está correcto.

Para el conductor de Al 185 mm2, K = 94, t = 5s, el resultado es I = 7.777A. Como la Isc máx en este cable es la corriente máxima para los inversores, que es inferior a 200 A, se puede concluir que está correcto.

Para el conductor de Al 240 mm2, K = 94, t = 5s, el resultado es I = 10.089A. Como la Isc máx en este cable es la corriente máxima para los inversores, que es inferior a 200 A, se puede concluir que está correcto.

7 RESULTADOS

7.1 CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA GENERAL

ELECTRICAL DESIGN STRING

POWER PLANT

Total Power Plant	5.070.000	Wp
Trafo Station / Plant	1	ud
No. Inverter / TS	13	ud
No. Inverter / Plant	13	ud
Total No. Strings	260	ud
Power Peak / Inverter	390.000	Wp
Power Peak / TS	5.070.000	Wp

GENERAL INFORMATION

Ratio DC/AC	1,30	
I String fuse >	22,9375	.--> 25 A
I CB fuse >	458,75	.--> 350 A
Cos ϕ	1,00	
Average voltage drop (Average AC)	1,10%	
Maximum voltage drop (Max AC)	1,50%	
Average voltage drop (Average DC)	0,60%	
Maximum voltage drop (Max DC)	1,50%	

INVERTER: Huawei SUN2000-330KTL-H1

INPUT	P_N	300	kW
	V_{OC}	1500	V
	Nominal input voltage (startup)	550	V
	Range Mppt max V_{DC}	1500	V
	Range Mppt min V_{DC}	500	V
	I_{mpp} max (DC)	390	A
	I_{SC} max (DC)	690	A
OUTPUT	Nominal (AC) Voltage	800	V
	Nominal (AC) Current	216,6	A
	Nominal (AC) Power at Cos ϕ = 1	300,13	kW
	Nº inputs Inverter	20	
	I_{CC} max (DC) (per input)	34,50	A
	I max /etape (AC)	30	A
	Pmax/Pnom (%)	100,04%	

MODULE: TRINA TSM-DEG21C.20 650W

P	650	Wp
V_{mpp}	37,7	V
I_{mpp}	17,27	A
V_{OC}	45,5	V
I_{SC}	18,35	A
Δt V_{OC}	-0,11375	V / ºC
Δt I_{SC}	0,00734	A/ºC
Δt V_{mpp}	-0,12818	V/ºC
Vmax	1500	V
NOTC	43	ºC
U (Factor de pérdida térmica)	29	W/m²·k
Eficiencia	20,9%	

Setting String

Modules/string	30	modules
Strings/inverter	20,00	strings
Power / inverter	390.000	Wp
Modules per inverter	600	ud
Modules / Trafo Station	7.800	ud
Modules Plant	7.800	ud
Inverters / Trafo Station	13	ud
Trafo Station / Plant	1	ud
Inverters / Plant	13	ud
Isc (DC) / Inverter	367	A
Vmpp / Inverter	1131	V

Electrical Parameters

Check Isc input to inverter @ max ambient temp	OK
Check Impp input to inverter @ max ambient temp	OK
Check Voc input to system @ min ambient temp	OK
Check Vmpp input to inverter @ max ambient temp	OK

Impp max input inv. @ max cell temp (Ipanel x strings < Impp inv)	351,89	A
Isc max input inv. @ max cell temp (Ipanel x strings < Isc inv)	373,49	A
Voc input to sys. @ min cell temp (Voc panel x modules < Voc sys.)	1453,87	V
Vmpp input to inv. @ max cell temp (Vmpp panel x modules > Vmin inv)	946,65	V
I_{SC} MPPT inverter	18,35	A
I_{mpp} Inverter	345,4	A
P_{DC} String	19500	Wp
Nº strings max/inverter	20	
P_{max}/inv	390.000	Wp
Imaxpot/inv	345,4	A

Meteorological Information. Method IEC

Tmin	-4,1	ºC	Irradiance in the array @Tmin	106,3	W/m2
Tmax	37,4	ºC	Irradiance in the array @Tmax	1105,8	W/m2
To	25	ºC	T cell @Tmin	-1,04	ºC
			Tcell @Tmax	69,19	ºC

Meteorological Information. Method PVsyst

Tmin	-4,1	ºC	Irradiance in the array @Tmin	106,3	W/m2
Tmax	37,4	ºC	Irradiance in the array @Tmax	1105,8	W/m2
To	25	ºC	T cell @Tmin	-1,49	ºC
			Tcell @Tmax	64,55	ºC

7.2 CALCULO DE FUSIBLES

Para los cálculos de los fusibles empleados en AC se han considerado las siguientes fórmulas y tablas aplicables de la instrucción técnica complementaria *ITC-BT-22: Protección contra sobre intensidades*.

A continuación, se explica la aplicación de las dos condiciones que deben cumplir los fusibles de la línea que se pretenda proteger.

- ***CONDICIÓN 1:***

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Donde:
I_b: corriente de diseño del circuito correspondiente.
I_n: corriente nominal del fusible.
I_z: corriente máxima admisible del conductor protegido.

Esta condición indica físicamente que el fusible debe dejar pasar la corriente necesaria para que la instalación funcione según la demanda prevista, pero no debe permitir que se alcance una corriente que deteriore el cable, concretamente, su aislamiento, que es la parte débil.

La intensidad de diseño se calcula a partir de las fórmulas previamente expuestas en este anexo, tomando en cuenta que la potencia será la correspondiente al tramo de la instalación que estemos protegiendo.

Los valores normalizados de fusibles son los que se muestran en la siguiente tabla:

2	4	6	10	16	20	25	35
40	50	63	80	100	125	160	200
250	315	400	425	500	630	800	1000

Intensidades Nominales normalizadas de los fusibles de BT

La corriente máxima admisible del conductor protegido se obtiene de la forma previamente explicada en este anexo.

- ***CONDICIÓN 2:***

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

Donde:
I_f: corriente que garantiza el funcionamiento efectivo de la protección

Esta desigualdad expresa que en realidad los cables eléctricos pueden soportar sobrecargas transitorias (no permanentes) sin deteriorarse de hasta un 145% de la intensidad máxima admisible térmicamente y sólo entonces los fusibles han de actuar, fundiéndose, durante el tiempo convencional se mantiene la corriente convencional de fusión.

La I_z se obtiene de la siguiente tabla:

In (A)	Tiempo convencional (h)	Corriente convencional de fusión
In ≤ 4	1	2,1 In
4 < In ≤ 16	1	1,9 In
16 < In ≤ 63	1	1,6 In
63 <In ≤ 160	2	1,6 In
160 <In ≤ 400	3	1,6 In
400 < In	4	1,6 In

Dadas las características de la instalación a proteger, los fusibles tendrán siempre un valor de corriente nominal superior a 63 A, por tanto, la segunda condición quedaría:

$$1{,}6 \cdot I_n \leq 1{,}45 \cdot I_z$$

Ejemplo de diseño:
Si tomamos como ejemplo de cálculo un posible tramo de la instalación:
Potencia: 300 kW
Sección del conductor del tramo: 240 mm^2

Aplicando la CONDICIÓN 1, necesitaríamos un fusible con un valor de I_n de 250 A

$$216{,}6 \leq I_n \leq 290{,}00$$

Aplicando la CONDICIÓN 2, y dado que el fusible tiene una corriente nominal mayor a 160 A, se tendría:

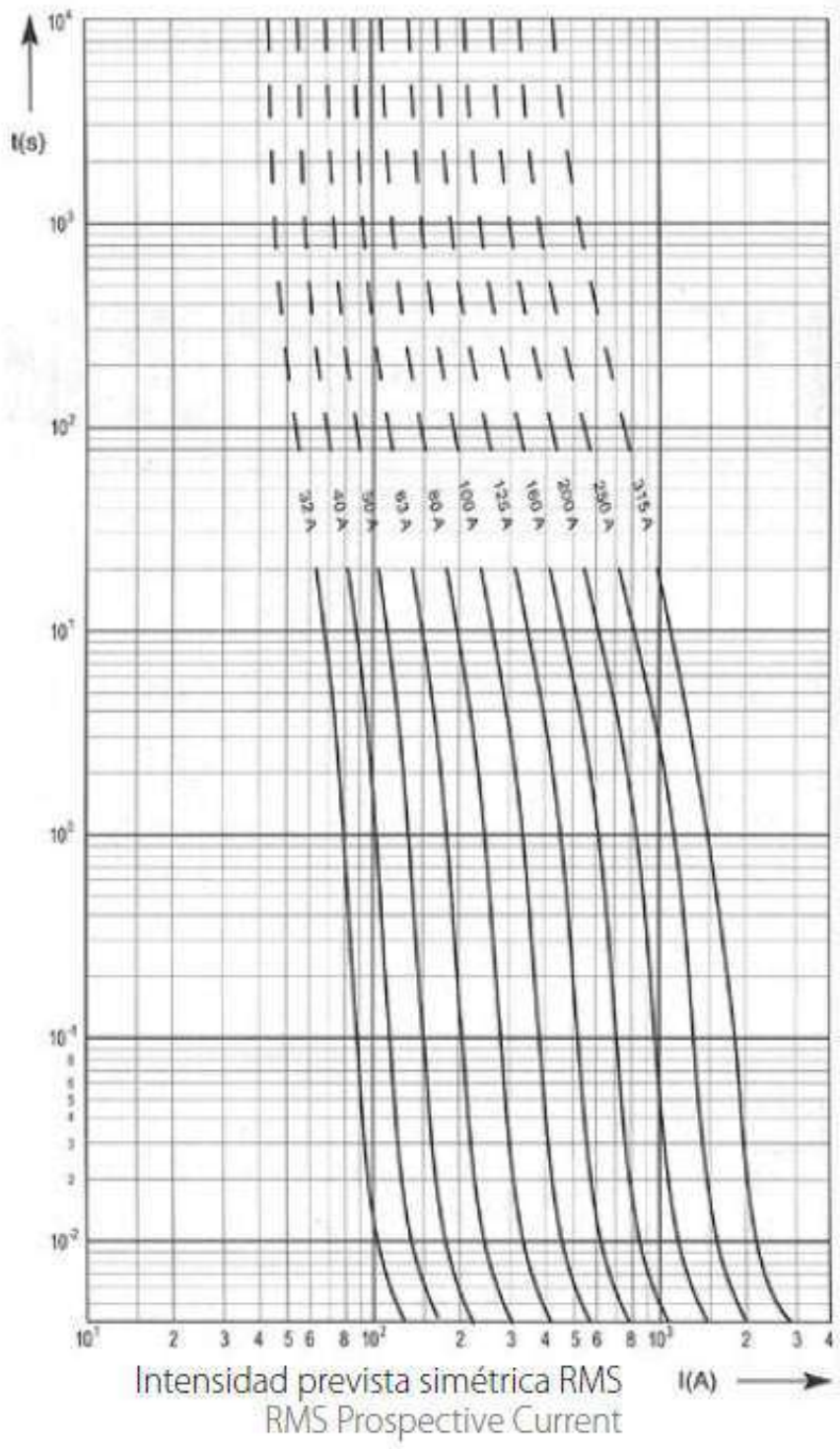
$$I_n \leq \frac{1{,}45}{1{,}6} \cdot 290{,}00 \quad \rightarrow \quad I_n \leq 262{,}81$$

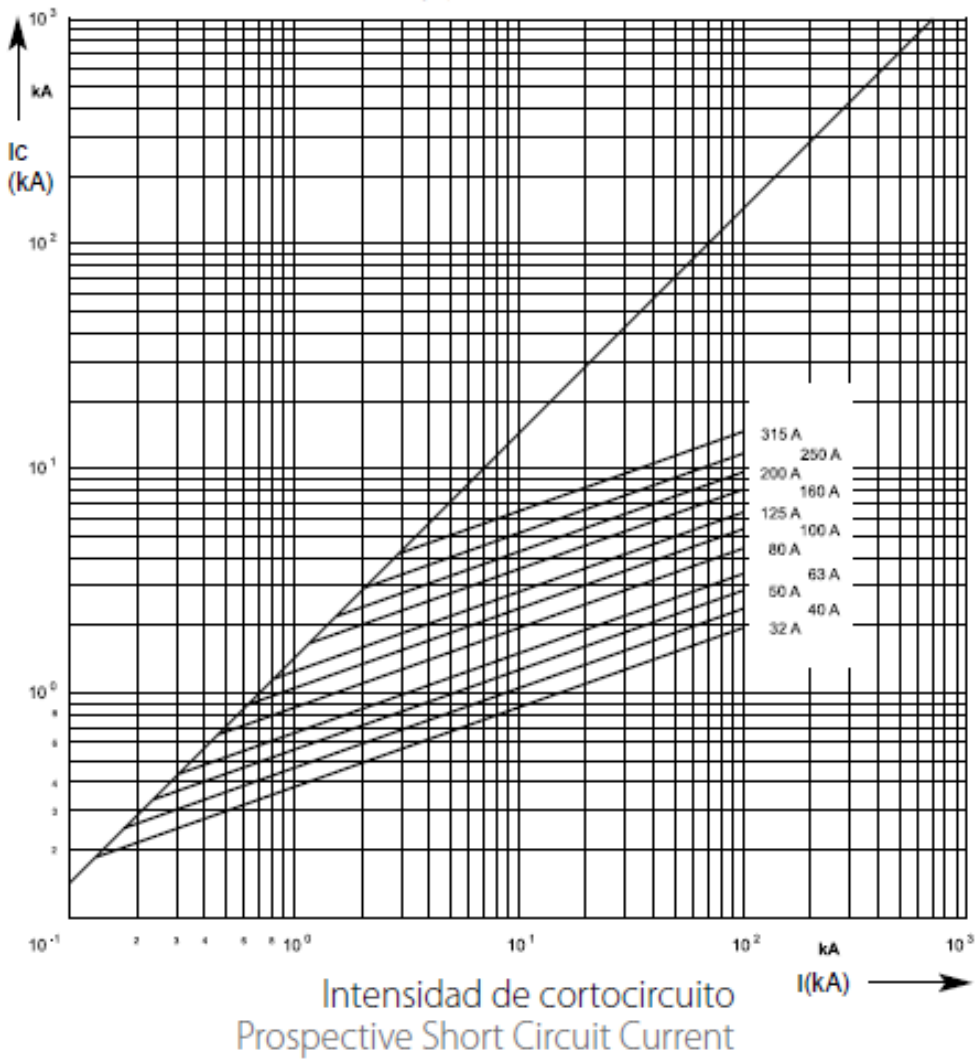
Por tanto, el fusible elegido para este tramo en concreto sería uno con una corriente nominal de 250 A, cumpliendo así ambas condiciones.

Los cálculos por cada línea, a continuación:

	FUSES INPUT DC BOX (INVERTER)							
Line Code	**Sección**	**Ib**	**Iz**	**If**	**If***	**In**	**Condicion 1**	**Condición 2**
TS1.I1	150,00	216,60	440,00	400	638,00	**250**	**ok**	**ok**
TS1.I2	150,00	216,60	440,00	400	638,00	**250**	**ok**	**ok**
TS1.I3	150,00	216,60	440,00	400	638,00	**250**	**ok**	**ok**
TS1.I4	185,00	216,60	500,00	400	725,00	**250**	**ok**	**ok**
TS1.I5	185,00	216,60	500,00	400	725,00	**250**	**ok**	**ok**
TS1.I6	240,00	216,60	580,00	400	841,00	**250**	**ok**	**ok**
TS1.I7	240,00	216,60	580,00	400	841,00	**250**	**ok**	**ok**
TS1.I8	150,00	216,60	440,00	400	638,00	**250**	**ok**	**ok**
TS1.I9	150,00	216,60	440,00	400	638,00	**250**	**ok**	**ok**
TS1.I10	150,00	216,60	440,00	400	638,00	**250**	**ok**	**ok**
TS1.I11	150,00	216,60	440,00	400	638,00	**250**	**ok**	**ok**
TS1.I12	150,00	216,60	440,00	400	638,00	**250**	**ok**	**ok**
TS1.I13	150,00	216,60	440,00	400	638,00	**250**	**ok**	**ok**

A continuación, se muestran las curvas de los fusibles seleccionados:


t(s)
32 A
40 A
50 A
63 A
80 A
100 A
125 A
160 A
200 A
250 A
315 A
Intensidad prevista simétrica RMS
RMS Prospective Current
I(A)



Intensidad de cortocircuito
Prospective Short Circuit Current

7.3 CALCULO DE SECCIONES DE CABLES

[redacted]

EL INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL
Antonio Moreno Sánchez
Colegiado 1.327 COGITI CREAL

DESIGN DATA MODULE: TRINA TSM-DEG21C.20 650W		
Maximum power module	650	Wp
Voltage at maximum power (Vmax)	37,70	V
Open circuit voltage (Voc)	45,5	V
short-circuit current (Isc)	18,35	A
Current at Maximum Power (Impp)	17,27	A
Temperature Coefficient of Vmpp	-128,18	mV/ºC
Ambient air temperature (max.)	34,5	ºC
Soil temperature	20	ºC
T cell @Tmin	-1,04	ºC
Tcell @Tmax	69,19	ºC
No. modules in series	30	modules
Average voltage drop (Average DC)	1,00%	
Maximum voltage drop (Max DC)	1,50%	
Temperature Coefficient of Isc	7,340	mA/ºC
Thermal resistivity	0,82	m K/W

VD MAX TOTAL	1,456%
VD AVG. TOTAL	0,749%
DELTA MAX	1,189%

UNE-HD 60364-5-52:2014_method B
HD 60364-5-52:2011_method B
IEC 60364-5-52:2009 CORR 2011_method B

TS	1

CABLE CALCULATIONS (VOLTAGE DROP AND MAXIMUM CURRENT)

PV LAS ARROYADAS

POWER STATION 1 - INVERTER 1 to 13

Line code	From	To	PS	Inverter	String	PVCASE	No. of branches grouped	Max. grouped circuits	Cable material	Installation Type (Installation Method)	Cable Type	Power in Circuit (kWp)	Maximum Voltage (V)	Maximum Current (A)	Section (mm2)	n (Conductors Per Phase)	N (Active Poles)	Nc (Circuits in Parallel)	Factor Current	Distance Between Cables	Length (m)	Total Length (m)	Cable Temperature (ºC)	Voltage drop (%)	Máx Voltage Drop in Circuit (%)	Ampacity (A)	Thermal Resistivity Factor (Kr)	Temperature Factor (Kt)	Group Cables Factor (Ka)	Overall Reduction Factor (K)	Current Rating (A)	Line Current (A)	Oversizing (A)	Voltage Drop	Maximum Current
TS1.I1.S01	String	Inverter	1	1	1	String 1-1-1	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	60,6	121,2	46,19	0,779%	0,779%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I1.S02	String	Inverter	1	1	2	String 1-1-2	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	54,8	109,6	46,19	0,704%	0,704%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I1.S03	String	Inverter	1	1	3	String 1-1-3	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	49,0	97,9	46,19	0,629%	0,629%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I1.S04	String	Inverter	1	1	4	String 1-1-4	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	43,1	86,3	46,19	0,555%	0,555%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I1.S05	String	Inverter	1	1	5	String 1-1-5	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	37,3	74,6	46,19	0,480%	0,480%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I1.S06	String	Inverter	1	1	6	String 1-1-6	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	31,5	63,0	46,19	0,405%	0,405%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I1.S07	String	Inverter	1	1	7	String 1-1-7	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	20,4	40,8	46,19	0,262%	0,262%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I1.S08	String	Inverter	1	1	8	String 1-1-8	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	60,0	120,0	46,19	0,772%	0,772%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I1.S09	String	Inverter	1	1	9	String 1-1-9	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	29,9	59,8	46,19	0,385%	0,385%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I1.S10	String	Inverter	1	1	10	String 1-1-10	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	69,5	139,1	46,19	0,894%	0,894%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I1.S11	String	Inverter	1	1	11	String 1-1-11	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	35,7	71,5	46,19	0,460%	0,460%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I1.S12	String	Inverter	1	1	12	String 1-1-12	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	75,4	150,7	46,19	0,969%	0,969%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I1.S13	String	Inverter	1	1	13	String 1-1-13	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	41,6	83,1	46,19	0,535%	0,535%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I1.S14	String	Inverter	1	1	14	String 1-1-14	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	81,2	162,4	46,19	1,044%	1,044%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I1.S15	String	Inverter	1	1	15	String 1-1-15	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	47,4	94,8	46,19	0,609%	0,609%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I1.S16	String	Inverter	1	1	16	String 1-1-16	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	87,0	174,0	46,19	1,119%	1,119%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I1.S17	String	Inverter	1	1	17	String 1-1-17	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	53,2	106,4	46,19	0,684%	0,684%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I1.S18	String	Inverter	1	1	18	String 1-1-18	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	92,8	185,7	46,19	1,194%	1,194%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I1.S19	String	Inverter	1	1	19	String 1-1-19	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	59,0	118,1	46,19	0,759%	0,759%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I1.S20	String	Inverter	1	1	20	String 1-1-20	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	98,7	197,3	46,19	1,269%	1,269%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
																								VD MAX TOTAL	1,269%								OK	
																								VD AVG. TOTAL	0,725%								OK	
																								DELTA MAX	1,006%									
TS1.I2.S01	String	Inverter	1	2	1	String 1-2-1	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	47,0	94,1	46,19	0,605%	0,605%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I2.S02	String	Inverter	1	2	2	String 1-2-2	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	86,7	173,3	46,19	1,114%	1,114%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I2.S03	String	Inverter	1	2	3	String 1-2-3	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	41,2	82,4	46,19	0,530%	0,530%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I2.S04	String	Inverter	1	2	4	String 1-2-4	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	80,8	161,7	46,19	1,039%	1,039%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I2.S05	String	Inverter	1	2	5	String 1-2-5	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	35,4	70,8	46,19	0,455%	0,455%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I2.S06	String	Inverter	1	2	6	String 1-2-6	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	75,0	150,0	46,19	0,965%	0,965%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I2.S07	String	Inverter	1	2	7	String 1-2-7	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	29,6	59,1	46,19	0,380%	0,380%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I2.S08	String	Inverter	1	2	8	String 1-2-8	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	69,2	138,4	46,19	0,890%	0,890%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I2.S09	String	Inverter	1	2	9	String 1-2-9	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	20,1	40,1	46,19	0,258%	0,258%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I2.S10	String	Inverter	1	2	10	String 1-2-10	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	59,7	119,3	46,19	0,767%	0,767%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I2.S11	String	Inverter	1	2	11	String 1-2-11	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	30,0	60,0	46,19	0,386%	0,386%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I2.S12	String	Inverter	1	2	12	String 1-2-12	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	69,6	139,2	46,19	0,895%	0,895%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I2.S13	String	Inverter	1	2	13	String 1-2-13	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	35,8	71,6	46,19	0,461%	0,461%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I2.S14	String	Inverter	1	2	14	String 1-2-14	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	75,4	150,9	46,19	0,970%	0,970%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I2.S15	String	Inverter	1	2	15	String 1-2-15	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	41,6	83,3	46,19	0,536%	0,536%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I2.S16	String	Inverter	1	2	16	String 1-2-16	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	81,3	162,5	46,19	1,045%	1,045%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I2.S17	String	Inverter	1	2	17	String 1-2-17	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	47,5	94,9	46,19	0,610%	0,610%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I2.S18	String	Inverter	1	2	18	String 1-2-18	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	87,1	174,2	46,19	1,120%	1,120%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I2.S19	String	Inverter	1	2	19	String 1-2-19	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	53,4	106,7	46,19	0,686%	0,686%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I2.S20	String	Inverter	1	2	20	String 1-2-20	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	93,0	185,9	46,19	1,195%	1,195%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
																								VD MAX TOTAL	1,20%								OK	
																								VD AVG. TOTAL	0,75%								OK	
																								DELTA MAX	0,94%									
TS1.I3.S01	String	Inverter	1	3	1	String 1-3-1	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	48,1	96,1	46,19	0,618%	0,618%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I3.S02	String	Inverter	1	3	2	String 1-3-2	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	87,7	175,4	46,19	1,128%	1,128%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I3.S03	String	Inverter	1	3	3	String 1-3-3	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	42,3	84,7	46,19	0,544%	0,544%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I3.S04	String	Inverter	1	3	4	String 1-3-4	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	81,9	163,9	46,19	1,054%	1,054%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I3.S05	String	Inverter	1	3	5	String 1-3-5	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	36,6	73,2	46,19	0,471%	0,471%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I3.S06	String	Inverter	1	3	6	String 1-3-6	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	76,2	152,4	46,19	0,980%	0,980%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I3.S07	String	Inverter	1	3	7	String 1-3-7	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	30,9	61,7	46,19	0,397%	0,397%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I3.S08	String	Inverter	1	3	8	String 1-3-8	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	70,5	140,9	46,19	0,906%	0,906%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I3.S09	String	Inverter	1	3	9	String 1-3-9	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	20,1	40,1	46,19	0,258%	0,258%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I3.S10	String	Inverter	1	3	10	String 1-3-10	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	59,7	119,3	46,19	0,767%	0,767%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I3.S11	String	Inverter	1	3	11	String 1-3-11	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	31,5	63,1	46,19	0,406%	0,406%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I3.S12	String	Inverter	1	3	12	String 1-3-12	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	71,1	142,3	46,19	0,915%	0,915%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I3.S13	String	Inverter	1	3	13	String 1-3-13	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	37,5	75,1	46,19	0,483%	0,483%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I3.S14	String	Inverter	1	3	14	String 1-3-14	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	77,1	154,3	46,19	0,992%	0,992%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I3.S15	String	Inverter	1	3	15	String 1-3-15	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	43,5	87,1	46,19	0,560%	0,560%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I3.S16	String	Inverter	1	3	16	String 1-3-16	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	83,1	166,3	46,19	1,069%	1,069%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I3.S17	String	Inverter	1	3	17	String 1-3-17	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	49,5	99,1	46,19	0,637%	0,637%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I3.S18	String	Inverter	1	3	18	String 1-3-18	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	89,1	178,3	46,19	1,146%	1,146%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I3.S19	String	Inverter	1	3	19	String 1-3-19	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	55,4	110,9	46,19	0,713%	0,713%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I3.S20	String	Inverter	1	3	20	String 1-3-20	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	95,0	190,1	46,19	1,222%	1,222%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
																								VD MAX TOTAL	1,22%								OK	
																								VD AVG. TOTAL	0,76%								OK	
																								DELTA MAX	0,96%									
TS1.I4.S01	String	Inverter	1	4	1	String 1-4-1	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	50,0	100,1	46,19	0,643%	0,643%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I4.S02	String	Inverter	1	4	2	String 1-4-2	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	89,6	179,3	46,19	1,153%	1,153%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I4.S03	String	Inverter	1	4	3	String 1-4-3	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	43,7	87,3	46,19	0,561%	0,561%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I4.S04	String	Inverter	1	4	4	String 1-4-4	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	83,3	166,6	46,19	1,071%	1,071%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I4.S05	String	Inverter	1	4	5	String 1-4-5	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	37,3	74,6	46,19	0,480%	0,480%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I4.S06	String	Inverter	1	4	6	String 1-4-6	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	76,9	153,8	46,19	0,989%	0,989%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I4.S07	String	Inverter	1	4	7	String 1-4-7	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	30,9	61,9	46,19	0,398%	0,398%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I4.S08	String	Inverter	1	4	8	String 1-4-8	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6

CABLE CALCULATIONS (VOLTAGE DROP AND MAXIMUM CURRENT)

PV LAS ARROYADAS

POWER STATION 1 - INVERTER 1 to 13

Line code	From	To	PS	Inverter	String	PVCASE	No. of branches grouped	Max. grouped circuits	Cable material	Installation Type (Installation Method)	Cable Type	Power in Circuit (kWp)	Maximum Voltage (V)	Maximum Current (A)	Section (mm2)	n (Conductors Per Phase)	N (Active Poles)	Nc (Circuits in Parallel)	Factor Current	Distance Between Cables	Length (m)	Total Length (m)	Cable Temperature (ºC)	Voltage drop (%)	Máx Voltage Drop in Circuit (%)	Ampacity (A)	Thermal Resistivity Factor (Kr)	Temperature Factor (Kt)	Group Cables Factor (Ka)	Overall Reduction Factor (K)	Current Rating (A)	Line Current (A)	Oversizing (A)	Voltage Drop	Maximum Current
TS1.I5.S01	String	Inverter	1	5	1	String 1-5-1	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	44,7	89,5	46,19	0,575%	0,575%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I5.S02	String	Inverter	1	5	2	String 1-5-2	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	84,4	168,7	46,19	1,085%	1,085%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I5.S03	String	Inverter	1	5	3	String 1-5-3	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	38,4	76,8	46,19	0,494%	0,494%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I5.S04	String	Inverter	1	5	4	String 1-5-4	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	78,0	156,0	46,19	1,003%	1,003%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I5.S05	String	Inverter	1	5	5	String 1-5-5	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	52,3	104,5	46,19	0,672%	0,672%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I5.S06	String	Inverter	1	5	6	String 1-5-6	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	91,9	183,7	46,19	1,181%	1,181%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I5.S07	String	Inverter	1	5	7	String 1-5-7	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	33,4	66,9	46,19	0,430%	0,430%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I5.S08	String	Inverter	1	5	8	String 1-5-8	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	45,9	91,8	46,19	0,590%	0,590%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I5.S09	String	Inverter	1	5	9	String 1-5-9	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	85,5	171,0	46,19	1,099%	1,099%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I5.S10	String	Inverter	1	5	10	String 1-5-10	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	22,0	44,1	46,19	0,283%	0,283%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I5.S11	String	Inverter	1	5	11	String 1-5-11	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	38,9	77,8	46,19	0,500%	0,500%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I5.S12	String	Inverter	1	5	12	String 1-5-12	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	78,5	157,0	46,19	1,010%	1,010%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I5.S13	String	Inverter	1	5	13	String 1-5-13	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	33,0	65,9	46,19	0,424%	0,424%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I5.S14	String	Inverter	1	5	14	String 1-5-14	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	45,2	90,4	46,19	0,581%	0,581%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I5.S15	String	Inverter	1	5	15	String 1-5-15	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	84,8	169,6	46,19	1,090%	1,090%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I5.S16	String	Inverter	1	5	16	String 1-5-16	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	39,2	78,4	46,19	0,504%	0,504%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I5.S17	String	Inverter	1	5	17	String 1-5-17	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	51,5	102,9	46,19	0,662%	0,662%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I5.S18	String	Inverter	1	5	18	String 1-5-18	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	91,1	182,1	46,19	1,171%	1,171%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I5.S19	String	Inverter	1	5	19	String 1-5-19	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	57,7	115,5	46,19	0,743%	0,743%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I5.S20	String	Inverter	1	5	20	String 1-5-20	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	97,3	194,7	46,19	1,252%	1,252%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
																								VD MAX TOTAL	**1,25%**									OK	
																								VD AVG. TOTAL	**0,77%**									OK	
																								DELTA MAX	**0,97%**										
TS1.I6.S01	String	Inverter	1	6	1	String 1-6-1	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	57,7	115,4	46,19	0,742%	0,742%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I6.S02	String	Inverter	1	6	2	String 1-6-2	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	51,3	102,6	46,19	0,660%	0,660%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I6.S03	String	Inverter	1	6	3	String 1-6-3	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	42,3	84,6	46,19	0,544%	0,544%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I6.S04	String	Inverter	1	6	4	String 1-6-4	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	81,9	163,8	46,19	1,053%	1,053%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I6.S05	String	Inverter	1	6	5	String 1-6-5	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	44,9	89,9	46,19	0,578%	0,578%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I6.S06	String	Inverter	1	6	6	String 1-6-6	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	35,9	71,9	46,19	0,462%	0,462%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I6.S07	String	Inverter	1	6	7	String 1-6-7	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	75,5	151,1	46,19	0,971%	0,971%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I6.S08	String	Inverter	1	6	8	String 1-6-8	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	29,6	59,1	46,19	0,380%	0,380%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I6.S09	String	Inverter	1	6	9	String 1-6-9	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	69,1	138,3	46,19	0,889%	0,889%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I6.S10	String	Inverter	1	6	10	String 1-6-10	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	20,0	40,1	46,19	0,258%	0,258%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I6.S11	String	Inverter	1	6	11	String 1-6-11	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	59,6	119,3	46,19	0,767%	0,767%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I6.S12	String	Inverter	1	6	12	String 1-6-12	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	29,9	59,8	46,19	0,385%	0,385%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I6.S13	String	Inverter	1	6	13	String 1-6-13	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	69,5	139,0	46,19	0,894%	0,894%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I6.S14	String	Inverter	1	6	14	String 1-6-14	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	36,2	72,4	46,19	0,465%	0,465%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I6.S15	String	Inverter	1	6	15	String 1-6-15	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	75,8	151,6	46,19	0,974%	0,974%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I6.S16	String	Inverter	1	6	16	String 1-6-16	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	42,5	85,0	46,19	0,546%	0,546%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I6.S17	String	Inverter	1	6	17	String 1-6-17	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	82,1	164,1	46,19	1,055%	1,055%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I6.S18	String	Inverter	1	6	18	String 1-6-18	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	49,3	98,6	46,19	0,634%	0,634%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I6.S19	String	Inverter	1	6	19	String 1-6-19	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	88,9	177,8	46,19	1,143%	1,143%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I6.S20	String	Inverter	1	6	20	String 1-6-20	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	55,5	111,0	46,19	0,714%	0,714%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
																								VD MAX TOTAL	**1,14%**									OK	
																								VD AVG. TOTAL	**0,71%**									OK	
																								DELTA MAX	**0,89%**										
TS1.I7.S01	String	Inverter	1	7	1	String 1-7-1	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	98,2	196,4	46,19	1,263%	1,263%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I7.S02	String	Inverter	1	7	2	String 1-7-2	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	52,7	105,5	46,19	0,678%	0,678%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I7.S03	String	Inverter	1	7	3	String 1-7-3	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	92,3	184,7	46,19	1,187%	1,187%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I7.S04	String	Inverter	1	7	4	String 1-7-4	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	46,9	93,8	46,19	0,603%	0,603%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I7.S05	String	Inverter	1	7	5	String 1-7-5	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	86,5	172,9	46,19	1,112%	1,112%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I7.S06	String	Inverter	1	7	6	String 1-7-6	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	41,0	82,0	46,19	0,527%	0,527%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I7.S07	String	Inverter	1	7	7	String 1-7-7	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	80,6	161,2	46,19	1,036%	1,036%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I7.S08	String	Inverter	1	7	8	String 1-7-8	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	33,7	67,3	46,19	0,433%	0,433%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I7.S09	String	Inverter	1	7	9	String 1-7-9	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	73,3	146,5	46,19	0,942%	0,942%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I7.S10	String	Inverter	1	7	10	String 1-7-10	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	28,2	56,4	46,19	0,363%	0,363%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I7.S11	String	Inverter	1	7	11	String 1-7-11	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	67,8	135,6	46,19	0,872%	0,872%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I7.S12	String	Inverter	1	7	12	String 1-7-12	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	20,0	40,1	46,19	0,258%	0,258%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I7.S13	String	Inverter	1	7	13	String 1-7-13	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	59,6	119,2	46,19	0,767%	0,767%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I7.S14	String	Inverter	1	7	14	String 1-7-14	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	67,7	135,5	46,19	0,871%	0,871%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I7.S15	String	Inverter	1	7	15	String 1-7-15	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	73,0	145,9	46,19	0,938%	0,938%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I7.S16	String	Inverter	1	7	16	String 1-7-16	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	78,5	156,9	46,19	1,009%	1,009%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I7.S17	String	Inverter	1	7	17	String 1-7-17	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	83,9	167,9	46,19	1,079%	1,079%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I7.S18	String	Inverter	1	7	18	String 1-7-18	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	89,5	178,9	46,19	1,150%	1,150%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I7.S19	String	Inverter	1	7	19	String 1-7-19	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	95,0	189,9	46,19	1,221%	1,221%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I7.S20	String	Inverter	1	7	20	String 1-7-20	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	100,5	200,9	46,19	1,292%	1,292%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
																								VD MAX TOTAL	**1,29%**									OK	
																								VD AVG. TOTAL	**0,88%**									OK	
																								DELTA MAX	**1,03%**										
TS1.I8.S01	String	Inverter	1	8	1	String 1-8-1	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	75,2	150,4	46,19	0,967%	0,967%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I8.S02	String	Inverter	1	8	2	String 1-8-2	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	69,6	139,1	46,19	0,895%	0,895%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I8.S03	String	Inverter	1	8	3	String 1-8-3	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	62,9	125,8	46,19	0,809%	0,809%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I8.S04	String	Inverter	1	8	4	String 1-8-4	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	55,2	110,4	46,19	0,709%	0,709%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I8.S05	String	Inverter	1	8	5	String 1-8-5	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	48,1	96,2	46,19	0,618%	0,618%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I8.S06	String	Inverter	1	8	6	String 1-8-6	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	40,2	80,3	46,19	0,516%	0,516%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I8.S07	String	Inverter	1	8	7	String 1-8-7	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	32,8	65,5	46,19	0,421%	0,421%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I8.S08	String	Inverter	1	8	8	String 1-8-8	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	22,0	44,1	46,19	0,283%	0,283%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I8.S09	String	Inverter	1	8	9	String 1-8-9	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	31,5	63,0	46,19	0,405%	0,405%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I8.S10	String	Inverter	1	8	10	String 1-8-10	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	37,3	74,6	46,19	0,480%	0,480%	53	1,20	1,00

CABLE CALCULATIONS (VOLTAGE DROP AND MAXIMUM CURRENT)

PV LAS ARROYADAS

POWER STATION 1 - INVERTER 1 to 13

Line code	From	To	PS	Inverter	String	PVCASE	No. of branches grouped	Max. grouped circuits	Cable material	Installation Type (Installation Method)	Cable Type	Power in Circuit (kWp)	Maximum Voltage (V)	Maximum Current (A)	Section (mm2)	n (Conductors Per Phase)	N (Active Poles)	Nc (Circuits in Parallel)	Factor Current	Distance Between Cables	Length (m)	Total Length (m)	Cable Temperature (ºC)	Voltage drop (%)	Máx Voltage Drop in Circuit (%)	Ampacity (A)	Thermal Resistivity Factor (Kr)	Temperature Factor (Kt)	Group Cables Factor (Ka)	Overall Reduction Factor (K)	Current Rating (A)	Line Current (A)	Oversizing (A)	Voltage Drop	Maximum Current
TS1.I9.S01	String	Inverter	1	9	1	String 1-9-1	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	43,4	86,8	46,19	0,558%	0,558%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I9.S02	String	Inverter	1	9	2	String 1-9-2	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	83,0	166,0	46,19	1,067%	1,067%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I9.S03	String	Inverter	1	9	3	String 1-9-3	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	37,5	75,0	46,19	0,482%	0,482%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I9.S04	String	Inverter	1	9	4	String 1-9-4	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	77,1	154,2	46,19	0,992%	0,992%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I9.S05	String	Inverter	1	9	5	String 1-9-5	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	31,6	63,2	46,19	0,407%	0,407%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I9.S06	String	Inverter	1	9	6	String 1-9-6	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	71,2	142,5	46,19	0,916%	0,916%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I9.S07	String	Inverter	1	9	7	String 1-9-7	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	20,7	41,4	46,19	0,266%	0,266%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I9.S08	String	Inverter	1	9	8	String 1-9-8	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	60,3	120,7	46,19	0,776%	0,776%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I9.S09	String	Inverter	1	9	9	String 1-9-9	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	102,8	205,6	46,19	1,322%	1,322%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I9.S10	String	Inverter	1	9	10	String 1-9-10	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	31,1	62,2	46,19	0,400%	0,400%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I9.S11	String	Inverter	1	9	11	String 1-9-11	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	70,7	141,5	46,19	0,909%	0,909%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I9.S12	String	Inverter	1	9	12	String 1-9-12	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	113,2	226,4	46,19	1,456%	1,456%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I9.S13	String	Inverter	1	9	13	String 1-9-13	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	36,9	73,8	46,19	0,475%	0,475%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I9.S14	String	Inverter	1	9	14	String 1-9-14	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	76,5	153,0	46,19	0,984%	0,984%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I9.S15	String	Inverter	1	9	15	String 1-9-15	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	10	1	2	6	1,25	In contact	119,0	238,0	34,60	0,880%	0,880%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,34	27,78	OK	OK
TS1.I9.S16	String	Inverter	1	9	16	String 1-9-16	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	42,7	85,4	46,19	0,549%	0,549%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I9.S17	String	Inverter	1	9	17	String 1-9-17	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	82,3	164,6	46,19	1,059%	1,059%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I9.S18	String	Inverter	1	9	18	String 1-9-18	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	10	1	2	6	1,25	In contact	124,8	249,6	34,60	0,923%	0,923%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,34	27,78	OK	OK
TS1.I9.S19	String	Inverter	1	9	19	String 1-9-19	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	10	1	2	6	1,25	In contact	88,1	176,2	34,60	0,652%	0,652%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,34	27,78	OK	OK
TS1.I9.S20	String	Inverter	1	9	20	String 1-9-20	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	10	1	2	6	1,25	In contact	130,6	261,2	34,60	0,966%	0,966%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,34	27,78	OK	OK
																								VD MAX TOTAL	**1,46%**									OK	
																								VD AVG. TOTAL	**0,80%**									OK	
																								DELTA MAX	**1,19%**										
TS1.I10.S01	String	Inverter	1	10	1	String 1-10-1	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	37,0	74,0	46,19	0,476%	0,476%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I10.S02	String	Inverter	1	10	2	String 1-10-2	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	31,1	62,3	46,19	0,400%	0,400%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I10.S03	String	Inverter	1	10	3	String 1-10-3	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	70,7	141,5	46,19	0,910%	0,910%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I10.S04	String	Inverter	1	10	4	String 1-10-4	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	111,9	223,8	46,19	1,439%	1,439%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I10.S05	String	Inverter	1	10	5	String 1-10-5	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	10	1	2	6	1,25	In contact	151,5	303,0	34,60	1,121%	1,121%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,34	27,78	OK	OK
TS1.I10.S06	String	Inverter	1	10	6	String 1-10-6	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	20,7	41,4	46,19	0,266%	0,266%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I10.S07	String	Inverter	1	10	7	String 1-10-7	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	60,3	120,7	46,19	0,776%	0,776%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I10.S08	String	Inverter	1	10	8	String 1-10-8	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	101,5	203,0	46,19	1,305%	1,305%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I10.S09	String	Inverter	1	10	9	String 1-10-9	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	10	1	2	6	1,25	In contact	141,1	282,2	34,60	1,044%	1,044%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,34	27,78	OK	OK
TS1.I10.S10	String	Inverter	1	10	10	String 1-10-10	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	30,6	61,2	46,19	0,394%	0,394%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I10.S11	String	Inverter	1	10	11	String 1-10-11	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	70,2	140,5	46,19	0,903%	0,903%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I10.S12	String	Inverter	1	10	12	String 1-10-12	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	111,4	222,8	46,19	1,432%	1,432%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I10.S13	String	Inverter	1	10	13	String 1-10-13	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	10	1	2	6	1,25	In contact	151,0	302,0	34,60	1,117%	1,117%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,34	27,78	OK	OK
TS1.I10.S14	String	Inverter	1	10	14	String 1-10-14	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	36,4	72,8	46,19	0,468%	0,468%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I10.S15	String	Inverter	1	10	15	String 1-10-15	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	76,0	152,1	46,19	0,978%	0,978%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I10.S16	String	Inverter	1	10	16	String 1-10-16	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	10	1	2	6	1,25	In contact	117,2	234,4	34,60	0,867%	0,867%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,34	27,78	OK	OK
TS1.I10.S17	String	Inverter	1	10	17	String 1-10-17	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	10	1	2	6	1,25	In contact	156,8	313,6	34,60	1,160%	1,160%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,34	27,78	OK	OK
TS1.I10.S18	String	Inverter	1	10	18	String 1-10-18	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	42,2	84,4	46,19	0,543%	0,543%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I10.S19	String	Inverter	1	10	19	String 1-10-19	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	81,8	163,7	46,19	1,052%	1,052%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I10.S20	String	Inverter	1	10	20	String 1-10-20	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	10	1	2	6	1,25	In contact	123,0	246,0	34,60	0,910%	0,910%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,34	27,78	OK	OK
																								VD MAX TOTAL	**1,44%**									OK	
																								VD AVG. TOTAL	**0,88%**									OK	
																								DELTA MAX	**1,17%**										
TS1.I11.S01	String	Inverter	1	11	1	String 1-11-1	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	10	1	2	6	1,25	In contact	157,0	313,9	34,60	1,161%	1,161%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,34	27,78	OK	OK
TS1.I11.S02	String	Inverter	1	11	2	String 1-11-2	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	30,7	61,4	46,19	0,395%	0,395%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I11.S03	String	Inverter	1	11	3	String 1-11-3	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	70,3	140,7	46,19	0,904%	0,904%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I11.S04	String	Inverter	1	11	4	String 1-11-4	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	111,5	223,0	46,19	1,434%	1,434%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I11.S05	String	Inverter	1	11	5	String 1-11-5	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	10	1	2	6	1,25	In contact	151,1	302,2	34,60	1,118%	1,118%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,34	27,78	OK	OK
TS1.I11.S06	String	Inverter	1	11	6	String 1-11-6	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	10	1	2	6	1,25	In contact	193,6	387,2	34,60	1,432%	1,432%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,34	27,78	OK	OK
TS1.I11.S07	String	Inverter	1	11	7	String 1-11-7	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	20,7	41,4	46,19	0,266%	0,266%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I11.S08	String	Inverter	1	11	8	String 1-11-8	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	60,3	120,7	46,19	0,776%	0,776%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I11.S09	String	Inverter	1	11	9	String 1-11-9	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	101,5	203,0	46,19	1,305%	1,305%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I11.S10	String	Inverter	1	11	10	String 1-11-10	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	10	1	2	6	1,25	In contact	141,1	282,2	34,60	1,044%	1,044%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,34	27,78	OK	OK
TS1.I11.S11	String	Inverter	1	11	11	String 1-11-11	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	10	1	2	6	1,25	In contact	183,6	367,2	34,60	1,358%	1,358%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,34	27,78	OK	OK
TS1.I11.S12	String	Inverter	1	11	12	String 1-11-12	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	30,2	60,4	46,19	0,388%	0,388%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I11.S13	String	Inverter	1	11	13	String 1-11-13	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	69,8	139,6	46,19	0,898%	0,898%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I11.S14	String	Inverter	1	11	14	String 1-11-14	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	111,0	222,0	46,19	1,427%	1,427%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I11.S15	String	Inverter	1	11	15	String 1-11-15	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	10	1	2	6	1,25	In contact	150,6	301,2	34,60	1,114%	1,114%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,34	27,78	OK	OK
TS1.I11.S16	String	Inverter	1	11	16	String 1-11-16	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	10	1	2	6	1,25	In contact	193,1	386,2	34,60	1,428%	1,428%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,34	27,78	OK	OK
TS1.I11.S17	String	Inverter	1	11	17	String 1-11-17	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	36,0	72,0	46,19	0,463%	0,463%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I11.S18	String	Inverter	1	11	18	String 1-11-18	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	75,6	151,2	46,19	0,972%	0,972%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I11.S19	String	Inverter	1	11	19	String 1-11-19	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	10	1	2	6	1,25	In contact	116,8	233,6	34,60	0,864%	0,864%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,34	27,78	OK	OK
TS1.I11.S20	String	Inverter	1	11	20	String 1-11-20	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	10	1	2	6	1,25	In contact	156,4	312,8	34,60	1,157%	1,157%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,34	27,78	OK	OK
																								VD MAX TOTAL	**1,43%**									OK	
																								VD AVG. TOTAL	**1,00%**									OK	
																								DELTA MAX	**1,17%**										
TS1.I12.S01	String	Inverter	1	12	1	String 1-12-1	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	36,3	72,6	46,19	0,467%	0,467%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I12.S02	String	Inverter	1	12	2	String 1-12-2	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	75,9	151,8	46,19	0,976%	0,976%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I12.S03	String	Inverter	1	12	3	String 1-12-3	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	10	1	2	6	1,25	In contact	117,1	234,1	34,60	0,866%	0,866%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,34	27,78	OK	OK
TS1.I12.S04	String	Inverter	1	12	4	String 1-12-4	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	10	1	2	6	1,25	In contact	156,7	313,3	34,60	1,159%	1,159%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,34	27,78	OK	OK
TS1.I12.S05	String	Inverter	1	12	5	String 1-12-5	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	30,5	60,9	46,19	0,392%	0,392%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I12.S06	String	Inverter	1	12	6	String 1-12-6	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	70,1	140,2	46,19	0,901%	0,901%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I12.S07	String	Inverter	1	12	7	String 1-12-7	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	111,2	222,5	46,19	1,430%	1,430%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I12.S08	String	Inverter	1	12	8	String 1-12-8	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	10	1	2	6	1,25	In contact	150,8	301,7	34,60	1,116%	1,116%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,34	27,78	OK	OK
TS1.I12.S09	String	Inverter	1	12	9	String 1-12-9	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	20,7	41,4	46,19	0,266%	0,266%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,34	14,82	OK	OK
TS1.I12.S10	String	Inverter	1	12	10	String 1-12-10	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	17,95	961,1	18,67	6	1	2	6	1,25	In contact	60,3	120,7	46,19	0,776%	0,776%	53	1,20	1,00

DESIGN DATA INVERTER: Huawei SUN2000-330KTL-H1		
Nominal (AC) Power at Cos φ = 1	**300,13**	kW
Nominal (AC) Voltage	**800**	V
Nominal (AC) Current	**216,6**	A
Ambient air temperature (max.)	**34,5**	ºC
Soil temperature	**20**	ºC
Average voltage drop (Average AC)	**1,50%**	
Maximum voltage drop (Max AC)	**1,50%**	
Thermal resistivity	**0,82**	m K/W

VD MAX TOTAL	**1,363%**
VD AVG. TOTAL	**0,887%**

UNE-HD 60364-5-52:2014 method B
HD 60364-5-52:2011_method B
IEC 60364-5-52:2009 CORR 2011 method B

CABLE CALCULATIONS (VOLTAGE DROP AND MAXIMUM CURRENT)

PV LAS ARROYADAS

AC LV

Line Code	From	To	Cable Material	Installation Type (Installation Method)	Cable Type	Power in Circuit (kW)	Nominal Voltage (V)	Nominal Current (A)	Section (mm2)	n (Conductors Per Phase)	Nc (Active Poles)	N (Circuits in Parallel)	Factor Current	Distance Between Cables	Length (m)	Total Length (m)	Cable Temperature (ºC)	Voltage Drop (%)	Máx Voltage Drop in Circuit (%)	Ampacity (A)	Thermal Resistivity Factor (Kr)	Temperature Factor (Kt)	Group Cables Factor (Ka)	Overall Reduction Factor (K)	Current Rating (A)	Line Current (A)	Oversizing (A)	Voltage Drop	Maximum Current
TS1.I1	I1	CBT	Al XLPE3	þ or multicore cable directly buried without additional protection against mechanic	AL XLPE 0.6/1KV	300,13	800,0	216,60	185	2	3	13	1	φ Cable	95,6	573,6	54,66	0,387%	0,387%	**500**	**1,62**	**1,00**	**0,38**	**0,62**	307,80	216,60	91,20	**OK**	**OK**
TS1.I2	I2	CBT	Al XLPE3	þ or multicore cable directly buried without additional protection against mechanic	AL XLPE 0.6/1KV	300,13	800,0	216,60	185	2	3	13	1	φ Cable	159,2	955,1	54,66	0,644%	0,644%	**500**	**1,62**	**1,00**	**0,38**	**0,62**	307,80	216,60	91,20	**OK**	**OK**
TS1.I3	I3	CBT	Al XLPE3	þ or multicore cable directly buried without additional protection against mechanic	AL XLPE 0.6/1KV	300,13	800,0	216,60	185	2	3	13	1	φ Cable	218,0	1307,9	54,66	0,882%	0,882%	**500**	**1,62**	**1,00**	**0,38**	**0,62**	307,80	216,60	91,20	**OK**	**OK**
TS1.I4	I4	CBT	Al XLPE3	þ or multicore cable directly buried without additional protection against mechanic	AL XLPE 0.6/1KV	300,13	800,0	216,60	185	2	3	13	1	φ Cable	278,5	1671,3	54,66	1,127%	1,127%	**500**	**1,62**	**1,00**	**0,38**	**0,62**	307,80	216,60	91,20	**OK**	**OK**
TS1.I5	I5	CBT	Al XLPE3	þ or multicore cable directly buried without additional protection against mechanic	AL XLPE 0.6/1KV	300,13	800,0	216,60	185	2	3	13	1	φ Cable	337,1	2022,6	54,66	1,363%	1,363%	**500**	**1,62**	**1,00**	**0,38**	**0,62**	307,80	216,60	91,20	**OK**	**OK**
TS1.I6	I6	CBT	Al XLPE3	þ or multicore cable directly buried without additional protection against mechanic	AL XLPE 0.6/1KV	300,13	800,0	216,60	240	2	3	13	1	φ Cable	372,5	2235,0	45,76	1,125%	1,125%	**580**	**1,62**	**1,00**	**0,38**	**0,62**	357,05	216,60	140,45	**OK**	**OK**
TS1.I7	I7	CBT	Al XLPE3	þ or multicore cable directly buried without additional protection against mechanic	AL XLPE 0.6/1KV	300,13	800,0	216,60	240	2	3	13	1	φ Cable	438,6	2631,5	45,76	1,324%	1,324%	**580**	**1,62**	**1,00**	**0,38**	**0,62**	357,05	216,60	140,45	**OK**	**OK**
TS1.I8	I8	CBT	Al XLPE3	þ or multicore cable directly buried without additional protection against mechanic	AL XLPE 0.6/1KV	300,13	800,0	216,60	185	2	3	13	1	φ Cable	80,0	480,0	54,66	0,324%	0,324%	**500**	**1,62**	**1,00**	**0,38**	**0,62**	307,80	216,60	91,20	**OK**	**OK**
TS1.I9	I9	CBT	Al XLPE3	þ or multicore cable directly buried without additional protection against mechanic	AL XLPE 0.6/1KV	300,13	800,0	216,60	185	2	3	13	1	φ Cable	150,0	899,7	54,66	0,606%	0,606%	**500**	**1,62**	**1,00**	**0,38**	**0,62**	307,80	216,60	91,20	**OK**	**OK**
TS1.I10	I10	CBT	Al XLPE3	þ or multicore cable directly buried without additional protection against mechanic	AL XLPE 0.6/1KV	300,13	800,0	216,60	185	2	3	13	1	φ Cable	185,0	1110,0	54,66	0,748%	0,748%	**500**	**1,62**	**1,00**	**0,38**	**0,62**	307,80	216,60	91,20	**OK**	**OK**
TS1.I11	I11	CBT	Al XLPE3	þ or multicore cable directly buried without additional protection against mechanic	AL XLPE 0.6/1KV	300,13	800,0	216,60	185	2	3	13	1	φ Cable	213,4	1280,6	54,66	0,863%	0,863%	**500**	**1,62**	**1,00**	**0,38**	**0,62**	307,80	216,60	91,20	**OK**	**OK**
TS1.I12	I12	CBT	Al XLPE3	þ or multicore cable directly buried without additional protection against mechanic	AL XLPE 0.6/1KV	300,13	800,0	216,60	185	2	3	13	1	φ Cable	242,7	1456,5	54,66	0,982%	0,982%	**500**	**1,62**	**1,00**	**0,38**	**0,62**	307,80	216,60	91,20	**OK**	**OK**
TS1.I13	I13	CBT	Al XLPE3	þ or multicore cable directly buried without additional protection against mechanic	AL XLPE 0.6/1KV	300,13	800,0	216,60	185	2	3	13	1	φ Cable	287,0	1721,8	54,66	1,161%	1,161%	**500**	**1,62**	**1,00**	**0,38**	**0,62**	307,80	216,60	91,20	**OK**	**OK**
																		VD MAX TOTAL	**1,363%**								**OK**	
																		VD AVG. TOTAL	**0,887%**								**OK**	

Preparado para:

MAGALE INVESTMENTS, S.L.

ANEXO III. PUESTA A TIERRA

PROYECTO DE EJECUCIÓN
PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED
PF LAS ARROYADAS

MORALEJA DE ENMEDIO
(MADRID)

JULIO 2023

PROMOTOR: MAGALE INVESTMETS, S.L.
Av. de Bruselas, 31, 28108 Alcobendas, MADRID

Preparado para:

MAGALE INVESTMENT S.L.

Versión	Nombre	Fecha	Realizado	Revisado	Aprobado
00	**Emisión inicial**	**07/07/2023**	**D.C.C.**	**R.C.C.**	**A.M.S.**

ÍNDICE

1 OBJETO. 4

2 CÁLCULO DE PUESTA A TIERRA 5

3 JUSTIFICACIÓN DE SECCIONES A UTILIZAR DE LA RED DE TIERRAS 7

4 CÁLCULO DE LA RESISTENCIA A TIERRA 8

4.1 RESISTENCIA A TIERRA DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN 9
4.2 RESISTENCIA A TIERRA DE LOS INVERSORES DE STRINGS 9
4.3 RESISTENCIA A TIERRA DE LOS ELECTRODOS DE LAS ZANJAS DE BT 10
4.4 RESISTENCIA A TIERRA DEL SISTEMA DE SEGURIDAD 10
4.5 RESISTENCIA A TIERRA DEL VALLADO PERIMETRAL 11

5 CÁLCULO DE TENSIONES DE PASOS Y CONTACTO. 12

5.1 CIRCUITO DE GENERACIÓN DE CONTINUA 12
5.2 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 14
5.3 INVESTIGACIÓN DE TENSIONES TRANSFERIBLES AL EXTERIOR 16
5.4 CORRECCIÓN Y AJUSTE DEL DISEÑO INICIAL ESTABLECIENDO EL DEFINITIVO 16

6 CONCLUSIONES 17

1 OBJETO.

El objeto del presente documento, concebido como Anexo técnico del Proyecto de Ejecución Administrativo para la planta fotovoltaica "PF LAS ARROYADAS", se redacta para incorporar una justificación y cálculos para el dimensionamiento del sistema de puesta a tierra, comprobación de las tensiones de paso y tensiones de contacto, para las diferentes instalaciones que se pretenden legalizar en el expediente, teniendo en cuenta la normativa y reglamentación vigente.

2 CÁLCULO DE PUESTA A TIERRA

En general, los sistemas de puesta a tierra cumplen los requisitos siguientes:

- Resistir los esfuerzos mecánicos y la corrosión.
- Resistir, desde un punto de vista térmico, la corriente de falta más elevada determinada en el cálculo.
- Garantizar la seguridad de las personas con respecto a tensiones que aparezcan durante una falta a tierra en los sistemas de puesta a tierra.
- Proteger de daños a propiedades y equipos.

Este sistema está constituido por uno o varios electrodos de puesta a tierra enterrado en el suelo y por las líneas que conectan dichos electrodos a los elementos que deban quedar puestos a tierras. Para este tipo de instalaciones cabe distinguir dos sistemas de puesta a tierra:

- Sistema de puesta a tierra de protección o general, constituido por las líneas de tierra y los correspondientes electrodos de puesta a tierra que conexionan directamente a tierra las partes conductoras de la instalación y los pararrayos.
- Sistema de puesta a tierra de servicio o del neutro de baja tensión, constituido por la línea de tierra y los correspondientes electrodos de puesta a tierra que conexionan directamente a tierra el neutro de baja tensión.

Para esta instalación se diseñará un sistema de red de puesta a tierra común para todos los receptores de campo de alta y baja tensión y resto de estructura metálica.

La salida del neutro de baja tensión, así como un borne secundario de los transformadores de medida del cuadro de baja tensión, se conectarán al sistema de puesta a tierra del neutro.

Cada uno de los sistemas de puesta a tierra estará conectado a una caja de seccionamiento independiente.

Además, se instalará una caja de unión de tierras que permita unir los electrodos de tierra general y de neutro, ya que se puede justificar dicha unión. En la caja se señalizará la posición habitual, tierras unidas o separadas.

A continuación, se resumen el régimen de neutro escogido para cada instalación:

Circuito	Fases	Frecuencia	Régimen de neutro
Tensión de generación Campo solar	Positivo y negativo	N/A	Aislado (IT)
Tensión generación Puentes de baja tensión	3F	50 Hz	Aislado (IT)
Tensión de Sistema colector (MT)	3F	50 Hz	Aislado (IT)
Tensión de servicios auxiliares	3F+N	50 Hz	Neutro Rígido a tierra (TN)

Los electrodos de puesta a tierra serán dimensionados para que los valores de las tensiones de contacto y de paso que se presentan en la instalación, sean menores que los valores reglamentarios admisibles.

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

- Cable de cobre desnudo.
  - Alrededor de Centros de transformación 50 mm2
  - Resto de zonas (vallado perimetral y canalizaciones) 35 mm2
- Picas de acero recubierto de cobre de 14 mm de diámetro, y de 2 metros de longitud.
  - Una en cada caja de nivel de planta.
  - Una en cada esquina del anillo los centros de transformación.
  - Una pica por cada cámara de videovigilancia.
- Los conductores de tierra, siempre y cuando coincidan con las canalizaciones de fuerza, se tenderán en la misma zanja, grapados a las paredes o directamente enterrados. Con una separación mínima de 5 cm.
- Los cables de enlace con el electrodo de puesta a tierra serán protegidos mediante cubierta polimérica amarilla y verde, y fijados adecuadamente. Tendrán una sección de 35 mm2.
- Los electrodos de puesta a tierra deberán situarse a una profundidad suficiente para evitar el efecto de la congelación del agua ocluida en el terreno, por lo que los electrodos horizontales de puesta a tierra se situarán a una profundidad mínima de 0,5 m, pudiendo ser necesarias profundidades mayores en zonas muy frías. Esta medida garantiza también una cierta protección mecánica.

3 JUSTIFICACIÓN DE SECCIONES A UTILIZAR DE LA RED DE TIERRAS

Según la norma UNE-HD 60364-5-54, la sección de la red de tierras debe ser como mínimo la determinada por la fórmula siguiente (aplicable solamente para tiempos de corte no superiores a 5s):

$$S_P \geq \frac{\sqrt{I^2 t}}{k}$$

SIENDO:

- Sp: Sección del conductor de protección en mm2.
- I: Valor eficaz de la corriente de defecto que puede atravesar el dispositivo de protección para un defecto de impedancia despreciable, en amperios.
- t: Tiempo de funcionamiento del dispositivo de corte, en segundos
- k: Factor cuyo valor depende de la naturaleza del material del conductor de protección de los aislamientos y otras partes y de las temperaturas inicial y final.

En la siguiente tabla se indican las densidades máximas admisibles de corriente de cortocircuito en los conductores de cobre, de los cables aislados con diferentes materiales, en función de los tiempos de cortocircuito, tal y como se definen en el ITC-BT-7. La variable K coincide con el valor de densidad del corriente tabulado para Tcc =0,5 segundo.

	Duración del cortocircuito								
Tipo de aislamiento	0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
XLPE y EPR	449	318	259	201	142	116	100	90	82
PVC Sección ≤ 300mm^2	364	257	2100	163	115	94	81	73	66
PVC Sección > 300mm^2	322	228	186	144	102	83	72	64	59

Tomando el valor de K=201, Icc=4.771 A (correspondiente a la corriente de cortocircuito para todos los strings agrupados en el CT) y para un tiempo de t=0,5 s. Sustituimos en la fórmula y tenemos:

$$S_P \geq \frac{\sqrt{4771^2 \cdot 0{,}5}}{201} = 16{,}78 mm^2$$

En nuestro caso hemos usado secciones de 35mm2 y 70mm2.

4 CÁLCULO DE LA RESISTENCIA A TIERRA

La resistividad del terreno es un dato básico, en general puede determinarse al momento del estudio de suelos que se realiza para el proyecto. El objeto es conocer la resistividad del terreno con el fin de determinar la resistencia de la puesta a tierra del campo fotovoltaico.

Para este proyecto no se tiene ningún estudio de resistividad, en este caso se considera un valor de 100 Ω.m. Según la ITC-RAT 13, al estimar un valor de intensidad de cortocircuito a tierra superior a 1000 A y valor de resistividad del terreno a 200 Ω.m, se deberá justificar dicho valor mediante un estudio que incluya mediciones de la resistividad.

La resistencia a tierra se puede calcular en base a las siguientes fórmulas:

Electrodo	Resistencia de Tierra en Ω
Placa enterrada	$R_{PLACA} = \frac{0{,}8\rho}{L}$
Pica vertical	$R_{PICA} = \frac{\rho}{L}$
Conductor enterrado horizontalmente	$R_C = \frac{2\rho}{L}$

Donde:

- ρ =Resistividad del terreno
- P = perímetro.
- L = Longitud.

Partiendo de estas fórmulas, el cálculo de la resistencia a tierra de la planta se realiza considerando la resistencia a tierra de los diferentes elementos de la misma y que contribuyen al valor de la resistencia a tierra equivalente final de la planta.

4.1 RESISTENCIA A TIERRA DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Este campo fotovoltaico está compuesto de 1 Bloques, y la protección de puesta a tierra de los CT está compuesto por un conductor de cobre desnudo de 35mm2 y 8 picas verticales dispuestas en sus esquinas, la fórmula utilizada para determinar la resistencia de puesta a tierra es la siguiente

$$\frac{1}{R_{anilloCT}} = \frac{1}{R_{8p} + R_C}$$

Donde:

- R_{8p} ≡ La resistencia de las 8 picas.
- R_C ≡ la resistencia del cable.
- R_{CT} ≡ La resistencia equivalente del anillo del CT.

Sustituyendo los valores se tiene:

Bloque CT	R_{CTs}
CT	6,5 Ω

4.2 RESISTENCIA A TIERRA DE LOS INVERSORES DE STRINGS

Se colocará una pica por cada uno de los inversores multi-string distribuidas a lo largo del sistema, cuyo número es 10. Partiendo se determina la resistencia de puesta a tierra de los inversores según:

$$R_{PICA} = \frac{\rho}{L}$$

Sustituyendo en la fórmula se tiene:

$$R_{PICA} = \frac{100 \cdot \Omega \cdot m}{2 \cdot m} = 50\Omega$$

$$R_{INV} = \frac{50}{15} = 3{,}846\Omega$$

4.3 RESISTENCIA A TIERRA DE LOS ELECTRODOS DE LAS ZANJAS DE BT

Para el cálculo de la resistencia a tierra de los electrodos que discurren por las zanjas de BT se dispondrá de un conductor desnudo de cobre de 35mm^2 con una longitud total de 2842 metros aprox. Utilizando la fórmula:

Obteniendo como resultado una Rc = 0,07 Ω.

4.4 RESISTENCIA A TIERRA DEL SISTEMA DE SEGURIDAD

De cara al sistema de videovigilancia, se colocará una pica por cada cámara perimetral, sumando un total de 17 picas, que utilizando la fórmula:

$$R_{PICA} = \frac{\rho}{L}$$

Sustituyendo en la fórmula se tiene:

$$R_{PICA} = \frac{100 \cdot \Omega \cdot m}{2 \cdot m} = 50\Omega$$

Considerando las 17 picas totales y la resistencia equivalente de la pica:

$$R_{CCTV} = \frac{50}{110} = 2{,}941\Omega$$

4.5 RESISTENCIA A TIERRA DEL VALLADO PERIMETRAL

De cara al vallado perimetral se ha considerado la instalación de conductor desnudo de cobre de 35mm2 con una longitud total de 2644 metros aprox. que utilizando la fórmula:

$$R_{PICA} = \frac{2\rho}{L}$$

Obteniendo como resultado una $R_{perimetral}$ = 0,146 Ω

Finalmente, en base a todos los datos calculados de puesta a tierra para cada elemento del sistema previamente descrito, se estimará la resistencia total.

R_{CTs}	R_{INV}	R_{cable}	R_{CCTV}	$R_{perimetral}$	R_{total}
6,5 Ω	3,846Ω	0,07 Ω	2,94 Ω	0,146 Ω	0,045Ω

5 CÁLCULO DE TENSIONES DE PASOS Y CONTACTO.

5.1 CIRCUITO DE GENERACIÓN DE CONTINUA

Según la norma ITC-BT-18 el valor de la resistencia de puesta a tierra será tal que cualquier masa no supere el valor máximo de 24 V (local o emplazamiento conductor) y 50 V (en los demás casos), en este caso se utiliza el caso más restrictivo. Utilizando ley de ohm obtenemos que:

- Corriente Alterna 24V≥ R_A x I_F
- Corriente Continua 24V≥ R_A x I_F

Donde:

- R_A ≡ Resistencia de puesta a tierra de las masas, determinada en el apartado anterior (Ω).
- I_F ≡ Corriente de defecto de falla (A).

La protección que debe proporcionarse contra los contactos indirectos a los seres humanos en caso de una falta debe desarrollarse tomando en cuenta lo siguiente:

- Disposiciones para el paso de la corriente que resulte de una falla y que pueda pasar a través del cuerpo de una persona.
- Limitar la magnitud de la corriente que resulte de una falla, a un valor no peligroso, la cual pueda pasar por el cuerpo humano sin causar daño.
- Limitar la duración de corriente que resulte de una falla, que puede pasar a través del cuerpo, en un periodo no peligroso.

En relación con la protección contra los contactos indirectos, las aplicaciones del método de conexión de puesta a tierra constituyen un principio fundamental a la seguridad.

A continuación, se procederá a establecer los valores de I_{cc} del lado de DC de la planta en función de las características de los propios módulos instalados:

La tabla siguiente muestra las características generales del módulo usado en la instalación:

DATOS ELÉCTRICOS	
Potencia máxima nominal (Pmáx)	650W
Tipo	BiFacial
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmp)	37,7V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imp)	17,27A
Tensión de circuito abierto (Vca)	45,5V
Intensidad de cortocircuito (Icc)	18,35A
Eficiencia del módulo	20,9%
Clasificación de aplicación	Clase II
Tolerancia Potencia	0~+5W
Coeficiente Temperatura de Isc (a_Isc)	++0,04%/C
Coeficiente Temperatura de Voc(p_Voc)	--0,25%/C
Coeficiente Temperatura de Pmax (y_Pmp)	-+0,34%/C
STC	Irradiance 1000W/m2, cell temperatura 25C, AM1.5G

Con los valores anteriores y el diseño de la planta se puede establecer la máxima corriente de cortocircuito en el circuito de regeneración de continua. Asumimos que el caso más desfavorable de todos corresponde al de mayor número de strings aunque en la realidad sería menor dadas las protecciones y configuración eléctrica interna del inversor; en este caso es de 21 strings (número máximo).

$$I_{CC} = I_{SC} * nº\ strings = 17{,}27 * 21 = 362{,}67\ A$$

El cálculo de la tensión de contacto en caso de falla, en la instalación, se realiza como:

$$V_c = R_A\ x\ I_F$$

$$V_c = 0{,}045\ \text{x}\ 362.67 = 16{,}32\ V \leq 24\ V$$

5.2 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

Para el caso de los centros de transformación los valores admisibles de la tensión de contacto aplicada, a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre la mano y los pies, en función de la duración de la corriente de falta, se muestra en la siguiente tabla, según lo indicado en la ITC-RAT-13 del Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación

Duración de la corriente de falta tF (s)	Tensión de contacto aplicada admisible U_{ca} (V),	Tensión de paso aplicada $U_{pa}=10*U_{ca}$
0,05	735	7350
0,1	633	6330
0,2	528	5280
0,3	420	4200
0,4	310	3100
0,5	204	2040
1	107	1070
2	90	900
5	81	810
10	80	800
20	50	500

Para una duración de la corriente de falta de 0,4 segundos, la tensión de contacto aplicada admisible es de 310 V. El valor admisible de la tensión de paso aplicada se define como diez veces el valor admisible de la tensión de contacto aplicada, 3100V.

Para determinar el valor de la corriente de falla a tierra, necesitamos la corriente máxima de cortocircuito que pueda producirse en la red de la planta, siendo esta en el peor escenario posible la suma de todas las corrientes de cortocircuito de los inversores del CT. Se asumirán 238,2 A para cada inversor:

$$I_F = I_{SC} * n^{\underline{o}} \text{ inversores} = 238{,}2 * 13 = 3.069{,}6\ A$$

Con la intensidad de falla se puede obtener la tensión de contacto en la instalación:

$$V_c = R_A \, x \, I_F$$

Así como la tensión de paso:

$$V_p = 10\ x\ V_c$$

La siguiente tabla resume los valores obtenidos para los diferentes transformadores y centros de transformación de la planta.

Tensiones de contacto y paso	
Tensión de contacto	138.132
Tensión de paso	1381.32
Tiempo de despeje de falla	0,40

Se puede comprobar que los valores de las tensiones de paso y contacto calculadas para la instalación no superan las máximas admisibles en ninguna zona del terreno afectada.

También es de gran importancia desde el punto de vista de la seguridad, es el estudio de las posibles tensiones transferidas por tuberías, raíles, conductores de neutro de baja tensión, pantallas o blindajes de cables, vallas y en general, por cualquier elemento metálico que salga de la instalación proyectada y que puede transferir tensiones peligrosas fuera de la instalación de alta tensión.

En el caso de centros de transformación, en la mayoría de los casos, existirán sistemas de puesta a tierra separados para la puesta a tierra del neutro y puesta a tierra general del centro. Solamente se podrá utilizar un sistema único de puesta a tierra cuando el potencial absoluto de puesta a tierra, $V_E = R_A\ x\ I_F$, adquiere un valor inferior o igual a 1000 V. En este proyecto se supone que $V_E = V_C$, por tanto, se utiliza un sistema único de puesta a tierra ($138{,}132 \leq 1000\ V$).

Por último, se debe comprobar el nivel de aislamiento del cuadro de distribución de baja tensión del centro de transformación.

Según la ITC-RAT 13, la tensión soportada por el cuadro de distribución de baja tensión de centro de transformación debe ser de 10 kV durante 1 minuto:

$$V_{aisl_BT_CT} = 10\ kV$$

$$V_{aisl_BT_CT} \geq R_A\ x\ I_F$$

Por tanto, se cumple que la tensión soportada por el cuadro de distribución de baja tensión de 10 kV es mayor de 138,132 V.

5.3 INVESTIGACIÓN DE TENSIONES TRANSFERIBLES AL EXTERIOR

Al no existir medios de transferencia de tensiones al exterior no se considera necesario un estudio previo para su reducción o eliminación.

No obstante, con el objeto de garantizar que el sistema de puesta a tierra de servicio no alcance tensiones elevadas cuando se produce un defecto, existirá una distancia de separación mínima Dmín, entre los electrodos de los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio del CT, determinada por la expresión:

$$Dmín = \frac{\sigma * Id}{2.000 * \pi}$$

con: σ= 100 Ω.m.

El neutro de la red de distribución en Media Tensión está aislado. Por esto, la intensidad máxima de defecto dependerá de la capacidad entre la red y tierra. Dicha capacidad dependerá no sólo de la línea a la que está conectado el Centro, sino también de todas aquellas líneas tanto aéreas como subterráneas que tengan su origen en la misma subestación de cabecera, ya que en el momento en que se produzca un defecto (y hasta su eliminación) todas estas líneas estarán interconectadas.

En este caso, según datos proporcionados por la compañía, la intensidad máxima de defecto, es de 80 A.

Obteniendo como resultado:

$$Dmin = \frac{100 \cdot 80}{2000 \cdot \pi} = 1{,}27m$$

5.4 CORRECCIÓN Y AJUSTE DEL DISEÑO INICIAL ESTABLECIENDO EL DEFINITIVO

No se considera necesario la corrección del sistema proyectado. No obstante, si el valor medido de las tomas de tierra resultara elevado y pudiera dar lugar a tensiones de paso o contacto excesivas, se corregirían estas mediante la disposición de una alfombra aislante en el suelo del Centro, o cualquier otro medio que asegure la no peligrosidad de estas tensiones.

6 CONCLUSIONES

Para el estudio de puesta tierra del proyecto "PF BUENAVISTA", se siguieron los procedimientos establecidos por las IT-RAT-14 del Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación y ITC-BT-18 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Se diseñó un sistema de puesta a tierra que permite evitar contactos eléctricos accidentales en caso de falta en la instalación. También, se realizó la comprobación de la sección del conductor que forman del electrodo de puesta a tierra. La sección seleccionada es la suficiente para soportar el paso de la intensidad de puesta a tierra durante el tiempo previsto de actuación de las protecciones.

Los resultados obtenidos cumplen con las exigencias reglamentarias, es decir, las tensiones de contacto y de paso que se presentan en la instalación, para las intensidades de puesta a tierra correspondientes, son inferiores a los valores de tensión de contacto y paso admisibles en la instalación. De igual manera una vez finalizada la instalación se deberán realizar las medidas necesarias para tener una mayor certeza de que el diseño del sistema de puesta a tierra es correcto con respecto de la seguridad de las personas.

Como mínimo se realizarán las medidas siguientes:

- Medida de la resistencia de puesta a tierra de la instalación, para comprobarla con el valor teórico proyectado.
- Medida de la tensión de contacto aplicada en toda la instalación.
- Para las instalaciones en las que se aplicaron por proyecto medidas adicionales de seguridad para evitar el riesgo por tensión de contacto, se medirá la tensión de paso aplicada.

En caso de no cumplirse los valores establecidos de resistencia o de tensiones de paso y contacto aplicadas, se realizarán los cambios necesarios en la instalación hasta lograr conseguir los valores necesarios para garantizar la seguridad de las personas y de las instalaciones.



EL INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL
Antonio Moreno Sánchez
Colegiado 1.327 COGITI CREAL

Preparado para:

MAGALE INVESTMENTS, S.L.

ANEXO IV. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN, PROTECCION, MEDIDA Y CONTROL (CTPMC)

PROYECTO DE EJECUCIÓN
PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED
PF LAS ARROYADAS

MORALEJA DE ENMEDIO
(MADRID)

JULIO 2023

PROMOTOR: MAGALE INVESTMENTS, S.L.

Av. de Bruselas, 31, 28108 Alcobendas, MADRID

Preparado para:

MAGALE INVESTMENTS, S.L.

Versión	Nombre	Fecha	Realizado	Revisado	Aprobado
00	**Emisión inicial**	**07/07/2023**	**D.C.C.**	**R.C.C.**	**A.M.S.**

INDICE

1 INSTALACIÓN MEDIA TENSIÓN. MEMORIA DESCRIPTIVA 5

1.1 OBJETO 5
1.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CT 5
1.3 PROGRAMA DE NECESIDADES Y POTENCIA A INSTALAR 6
1.4 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN 6
1.4.1 OBRA CIVIL 6
1.4.1.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES 6
1.4.2 INSTALACIÓN ELÉCTRICA 10
1.4.2.1 CARACTERÍSTICAS DE LA RED DE ALIMENTACIÓN 10
1.4.2.2 CARACTERÍSTICAS DE LA APARAMENTA DE ALTA TENSIÓN 10
1.4.2.3 CARACTERÍSTICAS DE LA APARAMENTA DE BAJA TENSIÓN 13
1.4.2.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS CELDAS Y TRANSFORMADORES DE MT. 13
1.4.2.5 RELÉS DE PROTECCIÓN, AUTOMATISMOS Y CONTROL 16
1.4.2.6 CARACTERÍSTICAS DESCRIPTIVAS DE LOS CUADROS DE BAJA TENSIÓN 24
1.4.2.7 MATERIAL VARIO DE MEDIA TENSIÓN Y BAJA TENSIÓN 24
1.4.3 MEDIDA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA 26
1.4.4 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA 30
1.4.4.1 PUESTA A TIERRA DE PROTECCIÓN 30
1.4.4.2 PUESTA A TIERRA DE SERVICIO 30
1.4.4.3 TIERRAS INTERIORES 31
1.4.5 INSTALACIONES SECUNDARIAS 32
1.4.6 PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS 34

2 CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS 36

2.1 INTENSIDAD DE ALTA TENSIÓN 36
2.2 INTENSIDAD DE BAJA TENSIÓN 37
2.3 CORTOCIRCUITOS 38
2.3.1 OBSERVACIONES 38
2.3.2 CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO 38
2.3.3 CORTOCIRCUITO EN EL LADO DE MEDIA TENSIÓN 39
2.3.4 CORTOCIRCUITO EN EL LADO DE BAJA TENSIÓN 39
2.4 DIMENSIONADO DEL EMBARRADO 40
2.4.1 COMPROBACIÓN POR DENSIDAD DE CORRIENTE 40
2.4.2 COMPROBACIÓN POR SOLICITACIÓN ELECTRODINÁMICA 40
2.4.3 COMPROBACIÓN POR SOLICITACIÓN TÉRMICA 40
2.5 PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS 41
2.6 DIMENSIONADO DE LOS PUENTES DE MEDIA TENSIÓN 42
2.7 DIMENSIONADO DE LA VENTILACIÓN DEL CENTROS DE TRANSFORMACIÓN 44

2.8 DIMENSIONADO DEL POZO APAGAFUEGOS 47
2.9 CÁLCULO DE LAS INSTALACIONES DE PUESTA A TIERRA 48
2.10 JUSTIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LOS LÍMITES DE RUIDO 49
2.10.1 CALCULO DEL NIVEL DE RUIDO. 51
2.10.2 CALCULO DEL NIVEL DE RUIDO EN EL INTERIOR DEL PROPIO CT 53
2.10.3 CALCULO DEL NIVEL DE RUIDO EN EL EXTERIOR DEL CT (CUMPLIMIENTO RD 1367/2007) 55

1 INSTALACIÓN MEDIA TENSIÓN. MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1 OBJETO

En este anexo se pretende definir las características y medidas adoptadas para la instalación y puesta en servicio de Centro de Transformación MT/BT de 4.000 kVA para la interconexión con la Red Eléctrica de la planta Fotovoltaica “PF LAS ARROYADAS”.

El Centro de Transformación englobará también la aparamenta y equipos de protección, medida y control exigidos por la compañía para la interconexión, de este modo en el proyecto se definirá este centro como Centro de Transformación, Protección, Medida y Control (CTPMC).

1.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CT

El Centro de Transformación estará integrado por un transformador de 4.000 kVA y la aparamenta necesaria para la protección y medida de la planta generadora. El CT será de tipo exterior sobre plataforma de hormigón o edificio de tipo prefabricado, en hormigón o envolvente metálica, concebido para la distribución eléctrica de la energía generada en los parques fotovoltaicos. La ubicación de los centros queda reflejada en el documento “planos”.

La interconexión eléctrica entre el Centro de Transformación, Protección, Medida y Control y el Centro de Seccionamiento se realizará mediante una línea de MT subterránea a 15 kV.

Los tipos generales de equipos MT empleados son:

- Celdas modulares de aislamiento y corte en gas, extensibles “in situ” a derecha e izquierda, sin necesidad de reponer gas.

1.3 PROGRAMA DE NECESIDADES Y POTENCIA A INSTALAR

Para el Centro de Transformación de la planta, se prevé una potencia en Baja Tensión de 4.000kWn. Esta potencia prevista está justificada en el correspondiente capítulo de la memoria, referente a la configuración de la instalación fotovoltaica. Se precisa el suministro de energía a 800 V. La potencia instalada por transformador será de 4.000kVA.

1.4 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

1.4.1 OBRA CIVIL

El Centros de Transformación será de interior del tipo prefabricado, ya sea en hormigón o envolvente metálica, y se situará lo más próximo posible al lugar donde se instalen los inversores.

1.4.1.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES

Centros de Transformación – Caseta de hormigón

- Descripción

Los edificios a utilizar, de superficie y maniobra interior (tipo caseta), están formados por distintos elementos prefabricados de hormigón, que se ensamblan en obra para constituir un edificio, en cuyo interior se incorporan todos los componentes eléctricos, desde la aparamenta de MT hasta los cuadros de BT, incluyendo los transformadores, dispositivos de control e interconexiones entre los diversos elementos.

Estos Centros de Transformación pueden ser fácilmente transportados para ser instalados en lugares de difícil acceso gracias a su estructura modular.

- Envolvente

Los paneles que forman la envolvente están compuestos por hormigón armado vibrado y tienen las inserciones necesarias para su manipulación.

Las piezas construidas en hormigón ofrecen una resistencia característica de 300 kg/cm². Además, disponen de una armadura metálica, que permite la interconexión entre sí y al colector de tierras. Esta unión se realiza mediante latiguillos de cobre, dando lugar a una superficie equipotencial que envuelve completamente al centro. Las puertas y rejillas están aisladas eléctricamente.

El transformador va ubicado sobre una "Meseta de Transformador" diseñada específicamente para distribuir el peso del mismo uniformemente sobre la placa base y recoger el volumen de líquido refrigerante del transformador ante un eventual derrame.

La placa base está formada por una losa de forma rectangular con una serie de bordes elevados, que se une en sus extremos con las paredes. En su perímetro se sitúan los orificios de paso de los cables de MT y BT. Estos orificios están semiperforados, realizándose en obra la apertura de los que sean necesarios para cada aplicación. De igual forma, dispone de unos orificios semiperforados practicables para las salidas a las tierras exteriores.

- Placa piso

Sobre la placa base, y a una altura de unos 500 mm, se sitúa la placa piso, que se apoya en un resalte interior de las paredes, permitiendo este espacio el paso de cables de MT y BT, a los que se accede a través de unas troneras cubiertas con losetas.

- Accesos

En las paredes frontal y posterior se sitúan las puertas de acceso de peatones, las puertas de transformador (ambas con apertura de 180º) y rejillas de ventilación. Todos estos materiales están fabricados en chapa de acero.

Las puertas de acceso de peatón disponen de un sistema de cierre con objeto de garantizar la seguridad de funcionamiento para evitar aperturas intempestivas de las mismas. Para ello se

utiliza una cerradura de diseño propio que ancla la puerta en dos puntos, uno en la parte superior y otro en la inferior.

Está previsto que al Centro de Transformación, Protección, Medida y Control accedan desde el interior de la planta fotovoltaica la propiedad y personal de OyM y, desde fuera de la planta, acceda el personal de la compañía eléctrica. Por lo que la puerta de acceso en la pared posterior, destinada para la entrada I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U. (Iberdrola), dispondrá de cerraduras homologadas por la Distribuidora.

- Ventilación

Las rejillas de ventilación están formadas por lamas en forma de "V" invertida, diseñadas para formar un laberinto que evita la entrada de agua de lluvia en El Centro de Transformación, e interiormente se complementa con una rejilla con malla mosquitera.

- Acabado

El acabado de las superficies exteriores se efectúa con pintura acrílica rugosa de color blanco en las paredes y marrón en el perímetro de las cubiertas o techo, puertas y rejillas de ventilación.

Las piezas metálicas expuestas al exterior están tratadas adecuadamente contra la corrosión.

- Varios

Sobrecargas admisibles y condiciones ambientales de funcionamiento según normativa vigente.

- Cimentación

Para la ubicación del Centro de Transformación, es necesaria una excavación, cuyas dimensiones variarán en función del modelo y de la solución adoptada para la red de tierras, sobre cuyo fondo se extiende una capa de arena compactada y nivelada de unos 100 mm de espesor.

- Características detalladas

- Nº de transformadores: 1
- Tipo de ventilación: Especial

- Puertas de acceso peatón: 2 puerta
- Dimensiones exteriores aproximadas:
  - Longitud: 8080 mm
  - Fondo: 2380 mm
  - Altura: 3250 mm
  - Altura vista: 2790 mm
  - Peso: 29090 kg

Nota: Estas dimensiones son aproximadas en función de la solución adoptada para el anillo de tierras.

- Materiales de seguridad y primeros auxilios.

El CTPMC dispondrá de los siguientes elementos de seguridad:

- Banqueta aislante.
- Discos de señalización de peligro (NO TOCAR; PELIGRO DE MUERTE).
- Guantes de goma para la correcta ejecución de las maniobras.
- Placa de instrucciones para primeros auxilios.
- Insuflador boca a boca.
- Documentación básica del CT.

El proveedor entregará en formato papel, y en soporte informático los protocolos de cada transformador.

- Etiquetado Centros de Transformación.

La caseta prefabricada, en su parte exterior y en sitio bien visible, llevará una placa en la que se indicará, con letra indeleble y fácilmente legible, la identificación del Centro de Transformación, mediante la codificación: [CT]-[nº identificación], siendo:

- CT: Centros de Transformación.
- Nº identificación: enumeración de doble dígito.

1.4.2 INSTALACIÓN ELÉCTRICA

1.4.2.1 CARACTERÍSTICAS DE LA RED DE ALIMENTACIÓN

El Centro de Transformación, Protección, Medida y Control, se conectará con el Centro de Seccionamiento mediante una línea de interconexión de MT. Esta línea tendrá una tensión de servicio de 15kV, nivel de aislamiento 12/20kV, y una frecuencia de 50 Hz.

Al tratarse de líneas de 15kV, se clasifican como líneas de Tercera Categoría. La línea estará formada por conductores unipolares de aluminio aislado de 3x240mm² de sección, designación HEPRZ1 AL 12/20kV.

La conexión de la línea a cada elemento se realizará mediante conectores acodados de 12/20kV.

1.4.2.2 CARACTERÍSTICAS DE LA APARAMENTA DE ALTA TENSIÓN

Características generales de los tipos de aparamenta empleados en la instalación:

CELDAS:

Sistema de celdas de Media Tensión modulares bajo envolvente metálica de aislamiento integral en gas SF6 de acuerdo a la normativa UNE-EN 62271-200 para instalación interior, clase -5ºC según IEC 62271-1, hasta una altitud de 2000m sobre el nivel del mar sin mantenimiento con las siguientes características generales estándar:

- Construcción

Cuba de acero inoxidable de sistema de presión sellado, según IED 62271-1, conteniendo los elementos del circuito principal sin necesidad de reposición de gas durante 30 años.

3 divisores capacitivos de 24 kV.
Bridas de sujeción de cables de Media Tensión diseñadas para sujeción de cables unipolares de hasta 630 mm² y para soportar los esfuerzos electrodinámicos en caso de cortocircuito.

Alta resistencia a la corrosión, soportando 150 h de niebla salina en el mecanismo de maniobra según norma ISO-7253.

- Seguridad

Enclavamientos propios que no permiten acceder al compartimento de cables hasta haber conectado la puesta a tierra, ni maniobrar el equipo con la tapa del compartimento de cables retirada. Del mismo modo, el interruptor y el seccionar de puesta a tierra no pueden estar conectados simultáneamente.

Enclavamientos por candado independientes para los ejes de maniobra del interruptor i de seccionador de puesta a tierra, no pudiéndose retirar la tapa del compartimento de mecanismo de maniobras con los candados colocados.

Posibilidad de instalación de enclavamiento por cerradura independiente en los ejes de interruptor y de seccionador de puesta a tierra.

Inundabilidad: equipo preparado para mantener servicio en el bucle de Media Tensión en caso de una eventual inundación de la instalación, soportando ensayo de 3 m de columna de agua durante 24h.

- Grados de protección

Celda / Mecanismos de maniobra: IP 2XD según EN 60529
Cuba: IP X7 según EN 60529
Protección a impactos en:

- Cubiertas metálicas: IK 08 según EN 5010
- Cuba: IK 09 según EN 5010

- Conexión de cables

La conexión de cables se realiza desde la parte frontal mediante unos pasatapas estándar.

- Enclavamientos

La función de los enclavamientos incluidos en las celdas supone que:

- No se pueda conectar el seccionador de puesta a tierra con el aparato principal cerrado, y recíprocamente, no se pueda cerrar el aparato principal si el seccionador de puesta a tierra está conectado.
- No se pueda quitar la tapa frontal si el seccionador de puesta a tierra está abierto, y a la inversa, no se pueda abrir el seccionador de puesta a tierra cuando la tapa frontal ha sido extraída.

- Características eléctricas

Las características generales de las celdas son las siguientes:

- Tensión asignada 24 kV
- Intensidad asignada: 400/630 A
- Intensidad de corta duración (1 o 3 s): 16/20 kA
- Nivel de aislamiento
  - Frecuencia industrial (1 min)
    a tierra y entre fases: 50 kV
    a la distancia de seccionamiento: 60 kV
  - Impulso tipo rayo
    a tierra y entre fases : 125 kV
    a la distancia de seccionamiento: 145 kV

En la descripción de cada celda se incluyen los valores propios correspondientes a las intensidades nominales, térmica y dinámica, etc.

1.4.2.3 CARACTERÍSTICAS DE LA APARAMENTA DE BAJA TENSIÓN

- Elementos de salida en BT:

Cuadros de BT, que tienen como misión la separación en distintas ramas de salida, de la intensidad secundaria de los transformadores.

1.4.2.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS CELDAS Y TRANSFORMADORES DE MT.

- Medida: **CELDA MODULAR DE MEDIDA CGMCOSMOS-M**

Celda modular de medida con aislamiento en aire. Alojamiento para transformadores de medida de tensión e intensidad, permitiendo comunicar con embarrado del centro de transformación, mediante barras o cables secos.

Las caracteriticas principales son:

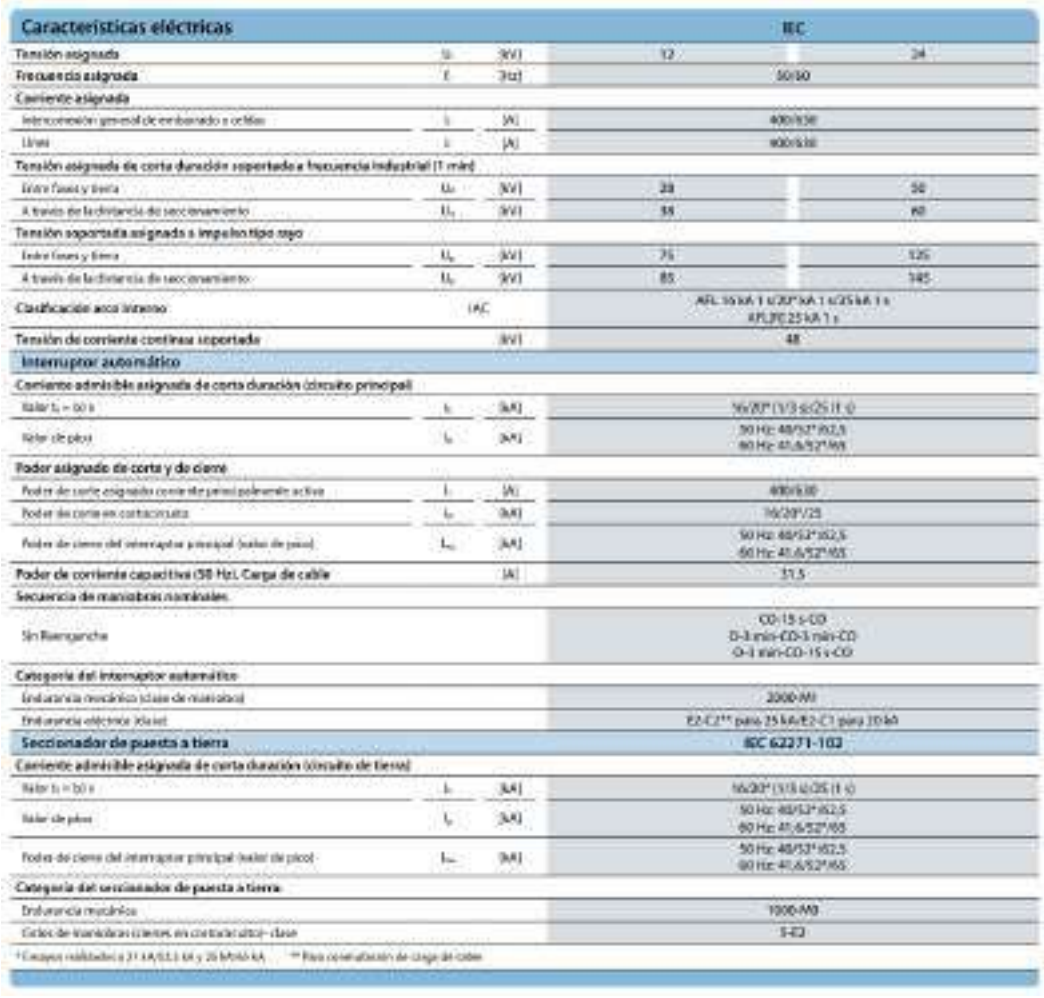
Características eléctricas			IEC	ANSI/IEEE
Tensión asignada	U_r	[kV]	12*	24
Frecuencia asignada	f	[Hz]	50/60	50/60
Corriente asignada				
Interconexión general de embarrado y celdas	I_r	[A]	400/630	400/630
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)				
Entre fases y tierra	U_d	[kV]	28	50
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo				
Entre fases y tierra	U_p	[kV]	75	125
Clasificación arco interno	IAC		AFL 20** kA 0,5 s/20** kA 1 s	
Corriente admisible asignada de corta duración Valor t_k = (x) s	I_r	[kA]	16/20** (1/3 s) / 25 (3 s)	

*También disponible con U_r = 7,2 kV bajo demanda **Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA

❖ Protección General: **CELDA MODULAR DE PROTECCIÓN GENERAL CON INTERRUPTOR AUTOMÁTICO CGMCOSMOS-V**

Celda modular de protección general con interruptor automático CGMCOSMOS-V, aislamiento integral en SF6, VN=24kV, In=400A / Icc=16kA, equipada con:

- Interruptor automático de corte en vacío (cat. E2-C2 s/IEC 62271-100). Con mando motor, e interruptor-seccionador de tres posiciones (cat. E3 s/IEV 62271-103), conexión-seccionamiento-puesta a tierra. Con mando manual. Incluye: relé de protección comunicalbe ekorRPS, indicador presencia tensión y sensores de intensidad.
- Unidad de detección de tensión ekorRTK.



Características eléctricas			IEC	
Tensión asignada	U_r	[kV]	12	24
Frecuencia asignada	f	[Hz]	50/60	
Corriente asignada				
Interconexión general de embarrado y celdas	I_r	[A]	400/630	
Línea	I_r	[A]	400/630	
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)				
Entre fases y tierra	U_d	[kV]	28	50
A través de la distancia de seccionamiento	U_d	[kV]	38	60
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo				
Entre fases y tierra	U_p	[kV]	75	125
A través de la distancia de seccionamiento	U_p	[kV]	85	145
Clasificación aco interno		IAC	AFL 16 kA 1 s/20* kA 1 s/25 kA 1 s AFLR 25 kA 1 s	
Tensión de corriente continua soportada		[kV]	48	
Interruptor automático				
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)				
Valor I_k – 00 s	I_k	[kA]	16/20* (1/3 s)/25 (1 s)	
Valor de pico	I_p	[kA]	50 Hz: 40/52*/62,5 60 Hz: 41,6/52*/65	
Poder asignado de corte y de cierre				
Poder de corte asignado cosmo de pérdidas activas	I_r	[A]	400/630	
Poder de corte en cortocircuito	I_{sc}	[kA]	16/20*/25	
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I_{ma}	[kA]	50 Hz: 40/52*/62,5 60 Hz: 41,6/52*/65	
Poder de corriente capacitiva (50 Hz). Carga de cable		[A]	31,5	
Secuencia de maniobras nominales				
Sin Reenganche			CO-15 s-CO O-3 min-CO-3 min-CO O-3 min-CO-15 s-CO	
Categoría del interruptor automático				
Endurancia mecánico (clase de maniobra)			2000-M1	
Endurancia eléctrica (clase)			E2-C2** para 25 kA/E2-C1 para 20 kA	
Seccionador de puesta a tierra			IEC 62271-102	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierra)				
Valor I_k – 00 s	I_k	[kA]	16/20* (1/3 s)/25 (1 s)	
Valor de pico	I_p	[kA]	50 Hz: 40/52*/62,5 60 Hz: 41,6/52*/65	
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I_{ma}	[kA]	50 Hz: 40/52*/62,5 60 Hz: 41,6/52*/65	
Categoría del seccionador de puesta a tierra				
Endurancia mecánica			1000-M0	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito) - clase			5-E2	

❖ Proteccion por fusibles: **CELDA MODULAR DE PROTECCION CGMCOSMOS-P**

Celda modular de protección con ruptofusible CGMCOSMOS-P, corte y aislamiento integral en SF6, interruptor-seccionador de tres posiciones (cat. E3 s/IEC 62271-103), conexión-seccionamiento-doble puesta a tierra. Vn=24kV, In=400A / Icc=16kA. Con mando manual (Clase M1, 1000 maniobras). Incluye indicador presencia tensión y fusibles limitadores.

Características eléctricas			IEC	
Tensión asignada	Ur	[kV]	12*	24
Frecuencia asignada	fr	[Hz]	50/60	
Corriente asignada				
Interconexión general de embarrado y celdas	Ir	[A]	400/630	
Bajante de transformador	Ir	[A]	200	
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)				
Entre fases y tierra	Ud	[kV]	28	50
A través de la distancia de seccionamiento	Ud	[kV]	32	60
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo				
Entre fases y tierra	Up	[kV]	75	125
A través de la distancia de seccionamiento	Up	[kV]	85	145
Clasificación arco interno	IAC		AFL 16 kA 0,5 s/ 16 kA 1 s/ 20** kA 1 s/25 kA 1 s AFL[R***] 20** kA 1 s	
Tensión de corriente continua soportada		[kV]	n/a	

❖ Celdas de línea: **CELDA MODULAR DE LÍNEA CGMCOSMOS-L**

Dos Celdas modulares de línea CGMCOSMOS-L, corte y aislamiento integral en SF6, interruptor-seccionador de tres posiciones (cat. E3 s/IEC 62271-103), conexión-seccionamiento-puesta a tierra. Vn=24kV, In=400A / Icc=16kA. Con mando manual (Clase M1, 1000 maniobras). Incluye indicador presencia tensión. Una de estas celdas esta prevista para la futura instalación BESS (sistema de almacenamiento por baterías)

Características eléctricas			IEC	
Tensión asignada	U_r	[kV]	12*	24
Frecuencia asignada	f_r	[Hz]	50/60	
Corriente asignada (embarrado y línea)	I_r	[A]	400/630	
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)				
Entre fases y tierra	U_d	[kV]	28	50
A través de la distancia de seccionamiento	U_d	[kV]	32	60
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo				
Entre fases y tierra	U_p	[kV]	75	125
A través de la distancia de seccionamiento	U_p	[kV]	85	145
Clasificación arco interno	IAC		AFL 16 kA 0,5 s/16 kA 1 s/20** kA 1 s/ 25 kA 1 s AFL[8***] 20** kA 1 s	
Tensión de corriente continua soportada		[kV]	48 kV sin dispositivo de comprobación de cable 50 kV con dispositivo de comprobación de cable	

1.4.2.5 RELÉS DE PROTECCIÓN, AUTOMATISMOS Y CONTROL

- Sistema Autónomo de Protección: ***ekorRPT y* ekorRPG**

Unidad de protección de transformadores de distribución instalada en celdas de interruptor combinado con fusibles. Todas las funciones de protección son realizadas por la unidad electrónica salvo los cortocircuitos polifásicos de alto valor que se producen en el primario del transformador. Dispone de entradas y salidas para la supervisión y el control del interruptor. El rango de potencias que puede proteger la misma unidad abarca desde 50 kVA hasta 2500 kVA en celdas del sistema cgmcosmos y desde 50 kVA hasta 1250 kVA en celdas del sistema cgm.3.

La unidad de protección, medida y control ekor.rpt, está enfocada a la protección de transformadores de distribución. Se instala en celdas de interruptor combinado con fusibles, de forma que todas las funciones de protección son realizadas por el sistema electrónico salvo los cortocircuitos polifásicos de alto valor que son despejados por los fusibles. Cuando se detecta una sobreintensidad que está dentro de los valores que puede abrir el interruptor en carga, el relé actúa sobre un disparador biestable de baja energía que abre el interruptor. En el caso de que la intensidad de defecto sea superior a la capacidad de corte del interruptor en carga, se bloquea el disparo del interruptor, para que se produzca la fusión de los fusibles. Por otro lado,

se consigue un seccionamiento del equipo en defecto evitando que los fusibles se queden en tensión.

Según el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23, el apartado 4.7 para Generadores conectados en redes de distribución indica que este apartado se aplicará a las instalaciones de producción de energía eléctrica que en virtud de su potencia nominal o de la tensión de la línea a la que se conecten no tengan una reglamentación específica en materia de seguridad y protección

El proyecto de ejecución de la planta fotovoltaica cumple con lo especificado en dicho apartado de ITC-RAT 09 con las siguientes protecciones instaladas:

a) **Mínima tensión, con medida de la tensión entre fases o fase tierra, según los criterios de protección de la red a la que se conecte la instalación**. Esta protección está incluida en el proyecto, según se indica en el Esquema de Media tensión del plano 1325-E, ya que la celda de protección general irá provista de una Unidad de protección multifuncional ekor.rps o similar, que actúa tanto como elemento autónomo de protección, medida y control.

b) **Máxima tensión, con medida de la tensión entre fases o fase tierra, según los criterios de protección de la red a la que se conecte la instalación**. Esta protección está incluida en el proyecto, según se indica en el Esquema de Media tensión del plano 1325-E, ya que la celda de protección general irá provista de una Unidad de protección multifuncional ekor.rps o similar, que actúa tanto como elemento autónomo de protección, medida y control.

c) Máxima tensión homopolar. Esta protección está incluida en el proyecto, según se indica en el Esquema de Media tensión del plano 1325-E, ya que la celda de protección general irá provista de una Unidad de protección multifuncional ekor.rps o similar, que actúa tanto como elemento autónomo de protección, medida y control.

d) Máxima y mínima frecuencia. Esta protección está incluida en el proyecto, según se indica en el Esquema de Media tensión del plano 1325-E, ya que la celda de protección general irá provista de una Unidad de protección multifuncional ekor.rps o similar, que actúa tanto como elemento autónomo de protección, medida y control.

e) Sobreintensidad de fase y neutro, tanto temporizada como instantánea. Esta protección está incluida en el proyecto, según se indica en el Esquema de Media tensión del plano 1325-E, ya que la celda de protección general irá provista de una Unidad de protección multifuncional ekor.rps o similar, que actúa tanto como elemento autónomo de protección, medida y control.

f) Protección anti-isla. Esta protección está incluida en las protecciones y funcionamiento del Inversor fotovoltaica. En sus características y certificados se recoge que el inversor no puede funcionar en isla.

Las Unidades de protección multifuncional que se incorporan en el proyecto son y tienen las siguientes características:

Unidad de protección multifuncional ekor.rps o similar.

- Funciones de Protección:
  - Sobreintensidad
    - Fases (3 x 50/51)
    - Neutro (50N/ 51 N)
    - Neutro Sensible (50Ns/51Ns)
    - Direccional de fases (3 x 67)
    - Direccional de neutro (67N)
    - Direccional de neutro sensible (67Ns)
    - Direccional de neutro aislado (67NA)
    - Imagen Térmica (49)
    - Desequilibrio de intensidades (46-46FA)
    - Arranque en carga fría (Cold Load Pickup)
    - Sobreintesidad controlada por tensión (51V)
    - Bloqueo del regulador de tensión: (50CSC)
    - Fallo de interruptor (50BF)
  - Subintensidad (37)
  - Tensión
  - Sobretensión (59)
  - Subtensión (27)
  - Sobretensión homopolar (59N)
  - Sincronismo (25)

- Desequilibrio de tensiones (47)
- Máxima y mínima frecuencia (81 M/m)
- Derivada de frecuencia (81R)
- Máxima / mínima potencia activa
- Máxima / mínima potencia aparente
- Inversión de potencia activa / reactiva
- Frecuencia
- Potencia

➢ Funciones Lógicas / Automatismos
➢ Reenganchador (79)
➢ Supervisión de interruptor
➢ Supervisión de circuitos de disparo y cierre
➢ Comprobación del sincronismo
➢ Programación de entradas / salidas
➢ Lógicas programables
➢ Otros
  - Autodiagnóstico del estado de la protección
  - Configuración de hasta 6 tablas de ajustes
➢ Intensidades de fases, neutro y neutro sensible
➢ Tensiones simples y compuestas
➢ Potencias
➢ Energías
➢ Factor de potencia
➢ Maxímetro de Intensidad
➢ Secuencia inversa
➢ Distorsión de Armónicos (THD)
➢ Registro cronológico de sucesos y faltas
➢ Registro histórico de medidas máxima y mínima

Unidad digital de protección ekor.rpg o similar

Unidad digital de protección desarrollada para su aplicación en la función de protección con interruptor automático. Es autoalimentado a través de transformadores de intensidad toroidal, comunicable y configurable por software con histórico de disparos.

➢ Rango de Potencias: 50 kVA - 25 MVA

- Funciones de Protección:
- Sobreintensidad
    - Fases (3 x 50/51)
    - Neutro (50N/ 51 N)
    - Neutro Sensible (50Ns/51Ns)
- Disparo exterior: Función de protección (49T)
- Reenganchador: Función de protección (79) [Con control integrado ekorRPGci]
- Detección de faltas de tierra desde 0,5 A
- Posibilidad de pruebas por primario y secundario
- Configurable por software (RS-232) y comunicable (RS-485)

➢ Histórico de disparos
➢ Medidas de intensidad de fase y homopolar: I1, I2, I3 e Io
➢ Autoalimentación a partir de 5 A en una fase

- Elementos del sistema:

- Un relé electrónico que dispone en su carátula frontal de teclas y display digital para realizar el ajuste y visualizar los parámetros de protección, medida y control. Para la comunicación dispone de un puerto frontal RS232 y en la parte trasera un puerto RS485 (5 kV).
- Los sensores de intensidad son transformadores toroidales de relación 300 A / 1 A y 1000 A / 1 A dependiendo de los modelos y que van colocados desde fábrica en los pasatapas de las celdas.
- La tarjeta de alimentación acondiciona la señal de los transformadores de autoalimentación y la convierte en una señal de CC para alimentar el relé de forma segura. Dispone de una entrada de 230 Vca para alimentación auxiliar exterior.
- El disparador biestable es un actuador electromecánico de bajo consumo integrado en el mecanismo de maniobra del interruptor.

- Otras características:

- Ith/Idin: 20 kA /50 kA
- Temperatura: -10 ºC a 60 ºC
- Frecuencia: 50 Hz; 60 Hz ± 1 %
- Ensayos:
    - De compatibilidad electromagnética según CEI 60255-22-X, CEI 61000-4-X y EN 50081-2/55011
    - De aislamiento según 60255-5
    - Climáticos según CEI 60068-2-X
    - Mecánicos según CEI 60255-21-X
    - De potencia según CEI 60265 y CEI 60056

Así mismo este producto cumple con la directiva de la Unión Europea sobre compatibilidad electromagnética 2004/108/CE y con la CEI 60255. Esta conformidad es resultada de un ensayo realizado según el artículo 10 de la directiva, y recogida en el protocolo B131-01-69-ME acorde a las normas genéricas EN 50081 y EN 50082.

- Sensores de tensión: **SENSORES DE TENSION CAPACITIVOS ekorEVTC**.

Sensores de tension capacitivos instaldos en barras. Sensor de tensión ekorEVTc. Para esta solución, resultan necesarios tres sensores de tensión ekorEVTc instalados en barras en el interior de un armario de control anexo para la realización de las funciones de protección que usan como referencia el valor de la tensión residual (67N y 59N). Sensor de tensión de tipo divisor capacitivo, funcionamiento autónomo y pasivo (sin alimentación auxiliar externa), con salida analógica de baja tensión y baja potencia aplicable directamente a los sistemas de medida sin acondicionamiento previo. Estos sensores de tensión ekorEVT-C disponen de las siguientes características:

- Relación de transformación 10.000 / 1 V o 10.000 V / 100 µA.
- Rango de medida hasta 36kV.
- Clase 0.5 medida y 3P protección, (conjunto relé + sensor).
- Salida en baja frecuencia para medida.
- Salida en alta frecuencia para comunicaciones PLC y medida de descargas parciales.

Alguna de las ventajas que presenta esta solución mediante sensores de tensión ekor EVT-C, frente a la instalación de los transformadores de tensión tradicionales, se enumeran a continuación:

- Volumen reducido. Utilización de celdas estándar.
- Mejor precisión. La precisión resulta para el conjunto (sensor-Relé), no solo del captador de tensión.
- Amplio rango. no es necesario cambiar los sensores por aumento de potencia.
- Mayor seguridad. Las partes activas al aire desaparecen.
- Mayor fiabilidad. El aislamiento integral.
- Independencia de la red. Eliminan ferroresonancia.
- Solución (ekorRPx, IV, Sensores) ensayada en su conjunto.
- No necesita celda de fusible ni celda medida con TT.

❖ Transformadores: **TRANSFORMADOR 4.000 kVA**

Transformador trifásico elevador de tensión, construido según las normas citadas anteriormente, con simple o doble devanado en el lado de baja tensión y sin neutron accesible en el secundario, de potencia 4.000 kVA y refrigeración natural seco o en aceite, de tensión primaria 15 kV y tensión secundaria 800 V.

- Otras características constructivas:

- Regulación en el primario: +/-2.5%,+/-5%,+10%
- Pérdidas y tension de corotcircuito (Ecc):

		MV Transformer / Hermetically Sealed Completely Filled			
General Information					
Category		Hermetic mineral oil-insulated transformer (vegetable oil insulated upon request)			
Rated frequency		50 / 60Hz			
Efficiency at rated power		99%			
Primary voltage regulator		± 2 x 2.5 %			
Insulation class	Primary winding	12 kV: 12 / 28 / 75 kV	17,5 kV: 17,5 / 38 / 95 kV	24 kV: 24 / 50 / 125 kV	36 kV: 36 / 70 / 170 kV
	Secondary winding	3.6 kV			
Primary / secondary conductive material		Aluminium / Aluminium (Copper optional)			
Vector group(1)		Dy11			
Primary connection		Delta(2)			
Secondary connection		Star			
Max. overtemperature for windings / oil		+65 / +60 K			
No load current		< 1%			
Max. peak starting current		< 15 x In(2)			
Installation		Indoor or outdoor			
Cooling type		ONAN			
Max. altitude above sea level(3)		4,500 m			
Short-circuit impedance at 75 °C		8%(2)			
General features		Terminal board for primary voltage adjustment, lifting lugs, earthing terminal, electrostatic shield and DGPT2 / RIS relay			

- Grupo de conexión: Dy11 o Dy11y11
- Protección incorporada al transformador: Central electrónica de alarmas

1.4.2.6 CARACTERÍSTICAS DESCRIPTIVAS DE LOS CUADROS DE BAJA TENSIÓN

- Cuadro BT Transformadores:

El Cuadro de Baja Tensión (CBT), es un conjunto de aparamenta de BT cuya función es recibir los circuitos principales de BT procedente de cada inversor del campo fotovoltaico y distribuirlo en un número determinado de circuitos individuales. El CTPMC dispondrá de 2 cuadros las siguientes características cada uno:

- CBT 3200 A, 800 V
- 1 x interruptor de corte en carga 3200A
- 1 x Descagador Sobretensiónes Tipo I+II
- 13x3 bases fusibles NH1 con enclavamiento
- 13x3 fusibles 250 A NH1 gRL (gS)

- Características Eléctricas:

- Tensión Asignada: 1000V
- Nivel de aislamiento:
  - Frecuencia industrial (1 min)
    a tierra y entre fases: 10 kV
    Entre fases: 2,5 kV
- Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta):30 kV

1.4.2.7 MATERIAL VARIO DE MEDIA TENSIÓN Y BAJA TENSIÓN

El material vario del Centros de Transformación, es aquel que, aunque forma parte del conjunto del mismo, no se ha descrito en las características del equipo ni en las características de la aparamenta.

- Interconexiones de MT:

- Puentes MT Transformadores: Cables MT 12/20kV
- Cables MT 12/20kV del tipo DHZ1, unipolares, con conductores de sección y material 3x150 Al.
- La terminación al transformador es EUROMOLD de 24 kV del tipo enchufable acodada.
- En el otro extremo, en la celda, es EUROMOLD de 24 kV del tipo cono difusor y modelo OTK.

- Interconexiones de BT:

- Centros de Transformación,
- Puentes BT - Transformador: Puentes transformador-cuadro
- La conexión eléctrica entre los transformadores de potencia y sus respectivos cuadros de BT se realizará con conductor tipo blindo-barra de Cu de sección adecuada a la corriente a transportar.

- Defensa de transformadores:

- Defensa de Transformador: Protección física transformador
- Protección metálica para defensa del transformador.

- Equipos de iluminación:

- Iluminación Edificio de Transformación: Equipo de iluminación
- Equipo de alumbrado que permita la suficiente visibilidad para ejecutar las maniobras y revisiones necesarias en los centros.
- Equipo autónomo de alumbrado de emergencia y señalización de la salida del local (en caso de ser cerrado).

1.4.3 MEDIDA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Los equipos de medida estarán alojados en un armario homologado destinado a ese uso y a albergar las protecciones necesarias.

Los equipos de medidas, armarios y celdas cumplirán con lo siguiente:

- Los contadores registradores serán acordes al RPM e ITC vigentes, según la clasificación de cada punto de medida.
- El sistema de medida será de 4 hilos (con 3 transformadores de medida de tensión y 3 transformadores de medida de intensidad).
- Los secundarios de medida de los transformadores de medida serán de uso exclusivo para la medida de los consumos y tránsito de energía (liquidación) en el punto frontera.
- Los transformadores de medida serán del tipo inductivo, se instalarán de forma que sean fácilmente accesibles para su verificación, cambio de relación o sustitución ante avería.
- La carga de los transformadores de tensión es conveniente que se aproxime a su potencia nominal. En ningún caso la carga simultánea de los transformadores de tensión estará por debajo del 50 % de su potencia nominal, ni el factor de potencia (cos Fi) será inferior a 0,8. Cuando existan otros devanados secundarios no dedicados a medida, los protocolos de los transformadores de tensión deberán incluir los ensayos que justifiquen que la precisión de la medida es adecuada para el rango de cargas instalado.
- Los protocolos de los transformadores de medida se entregarán al responsable de medida de Iberdrola de la zona e incluirán la carga simultánea de todos sus devanados, de medida y para otros fines.
- Los transformadores de medida de intensidad serán de gama extendida (S). Se recomienda que sean de doble relación, tales que la intensidad correspondiente a la potencia contratada se encuentre entre el 45 % de la intensidad nominal (o 20% para transformadores de clase S) y la intensidad máxima de precisión del transformador. Las relaciones de transformación serán números enteros y normalizadas.
- Los transformadores de medida de tensión serán de un valor de relación en primario comprendida entre el 80 % y el 120 % de la tensión nominal de la red a la que se conectan. Las relaciones de transformación serán números enteros y normalizadas.

- Los cables de interconexión entre los secundarios de los transformadores de medida y el bloque de pruebas o bornes de verificación a instalar en el armario de medida, serán de una sección mínima de 6 mm2 de tal forma que, para el caso de la interconexión de tensión la caída de tensión sea inferior al uno por mil, y en la de intensidad su carga sea inferior a 4 VA o que no pueda superar el 75% de la carga de precisión de los transformadores de intensidad (ambos criterios son válidos).
- Los cables de interconexión entre los transformadores y el armario de medida serán apantallados, con la pantalla conectada a tierra en el extremo de los transformadores y en el extremo del armario se dejará aislada. Se recomienda que exista una tierra de acompañamiento de sección suficiente para el caso de cortocircuitos a tierra entre la ubicación de los t/i y el devanado primario del transformador de potencia, en este caso se conectará la pantalla a tierra en ambos extremos. Serán preferentemente del tipo manguera con dos conductores por fase, o con cables unipolares por fase. Se utilizarán seis (6) conductores para los circuitos de intensidad y seis (6) conductores, o cuatro (4) conductores (ver anexo A) para los circuitos de tensión. La tensión de aislamiento de dichos cables de interconexión será de 0,6/1kV, serán ignífugos y se instalarán siempre bajo tubo rígido o flexible. El armario deberá estar puesto a la tierra de herrajes del centro a través de un cable de sección mínima de 35 mm2.
- Los armarios de medida serán los normalizados por Iberdrola de dimensiones mínimas 750mm x 750mm x 300mm y 750mm x 500mm x 300mm según corresponda por el tipo de instalación. Dispondrán de un dispositivo de verificación por cada contador tipo bloque de prueba de, al menos seis polos para el circuito de intensidades y otro bloque de pruebas de, al menos cuatro polos para el circuito de tensiones o regletero – bornero seccionable equivalente de al menos diez polos que englobe circuito de intensidad y tensión, tal que permita la manipulación en los contadores sin necesidad de interrumpir el suministro.
- El armario se colocará a una altura del suelo entre 70 y 180 cm. Deberá existir una distancia no inferior de 100 cm (pasillo de maniobra) desde la puerta del armario a las celdas de medida.
- Todos los puntos de suministros clasificados como Tipos 1 y 2 dispondrán de telelectura desde el Concentrador Secundario al que se conecte.

Contadores-registrador.

El sistema de medida empleado será de cuatro hilos. Los equipos tendrán que utilizar el protocolo de comunicaciones IEC 870.5.102 modificado y homologado por Red Eléctrica.

Equipos Tipo	Contador Activa	Contador Reactiva
2	≤ 0,5 S	≤ 1

El contador registrador a utilizar estará homologado, o dispondrá de autorización de uso y dispondrá de la pegatina de verificación primitiva o verificación en origen del laboratorio con competencia, o en su defecto, la etiqueta de verificación por parte de Industria correspondiente a cada territorio o del órgano competente autorizado.

El punto de medida (Tipo 2) dispondrá de comunicaciones exclusivas, es decir, dispondrá de módem GSM.

Transformador de Tensión.

Como norma general y para Vn ≤ 36 kV, los transformadores de tensión serán de aislamiento seco a base de resinas sintéticas y cumplirán las normas indicadas.

Características:

Tensión nominal de Red (V)	Tensión primaria del t\t.	Tensión más elevada en kV	Tensión secundaria del t\t	Potencia del t\t en VA	Clase de Precisión Medida
15000	16500: √3	24	110: √3	30	0,2

Transformadores de Intensidad.

La carga máxima del secundario dedicado a medida fiscal estará comprendida entre el 25% y el 100% de la carga de precisión.

Como norma general, para Vn ≤ 36 kV, los transformadores serán de aislamiento seco.

Características:

Tensión nominal de Red (V)	Tensión primaria del t\t.	Tensión más elevada en kV	Intensidad secundaria nominal (A)	Clase de Precisión			Potencia de Precisión (VA)		
				Medida		Protección	Medida		Protección
15000	16500: √3	24	5-5-5	0,2S	0,5	5P20	10	15	15

Esta medida tendrá acceso libre, directo y permanente desde la vía pública, del camino público “Camino Moralejita-Ermita”, con referencia catastral 28089A0040900500000S.

1.4.4 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

1.4.4.1 PUESTA A TIERRA DE PROTECCIÓN

Todas las partes metálicas no unidas a los circuitos principales de todos los aparatos y equipos instalados en el Centros de Transformación, se unen a la tierra de protección: envolventes de las celdas y cuadros de BT, rejillas de protección, carcasa de los transformadores, etc., así como la armadura del edificio (si éste es prefabricado). No se unirán, por contra, las rejillas y puertas metálicas del centro, si son accesibles desde el exterior.

Se conectarán a tierra los elementos metálicos de la instalación que no estén en tensión normalmente, pero que puedan estarlo a causa de averías o circunstancias externas.

La envolvente dispondrá de una pletina de cobre que constituye el colector de tierras de protección, a la que se conectaran las pantallas de los cables subterráneos y demás elementos.

La línea de tierras contará con una caja de seccionamiento grado IP54 situada en la parte frontal del Centro. A partir de esta caja la línea estará formada por un conductor de cobre desnudo de al menos 50 mm2 y picas de acero cobrizadas, cuya disposición y dimensiones están descritas en el apartado “Calculo de las instalaciones de puesta a tierra”.

1.4.4.2 PUESTA A TIERRA DE SERVICIO

Al tratarse de inversores trifásicos con salida en triángulo, no será necesario que el neutro sea accesible en los transformadores y, por lo tanto, no se conectará a tierra.

Para los transformadores de SSAA instalados en los edificios de inversión- transformación, y con objeto de evitar tensiones peligrosas en BT, el neutro del sistema de BT SSAA se conectará a una toma de tierra independiente del sistema de herrajes de MT, de tal forma que no exista influencia en la red general de tierra, para lo cual se emplea un cable de cobre aislado (0,6/1 kV).

Se conectará a tierra el neutro del transformador, según se indica en el apartado de “Cálculo de la instalación de puesta a tierra” de este anexo.

La línea de tierras contará con una caja de seccionamiento de grado de protección IP54, situada en el frontal del Centro en el lado de Baja tensión. A partir de esta caja y hasta el sistema de tierras se instalará cable de cobre de 50 mm2 aislado de 0,6/1 kV protegido con tubo de PVC con grado de protección 7 como mínimo. El sistema de tierras se unirá mediante cable desnudo de cobre de al menos 50 mm2.

La profundidad de la instalación de tierras será como mínimo de 50 cm.

1.4.4.3 TIERRAS INTERIORES

Las tierras interiores del Centros de Transformación, tendrán la misión de poner en continuidad eléctrica todos los elementos que deban estar conectados a tierra con sus correspondientes tierras exteriores.

La tierra interior de protección se realizará con cable de al menos 50 mm² de cobre desnudo formando un anillo. Este cable conectará a tierra los elementos indicados en el apartado anterior e irá sujeto a las paredes mediante bridas de sujeción y conexión, conectando el anillo al final a una caja de seccionamiento con un grado de protección IP54.

La tierra interior de servicio se realizará con cable de al menos 50 mm² de cobre aislado formando un anillo. Este cable conectará a tierra los elementos indicados en el apartado anterior e irá sujeto a las paredes mediante bridas de sujeción y conexión, conectando el anillo al final a una caja de seccionamiento con un grado de protección IP54.

Las cajas de seccionamiento de la tierra de servicio y protección estarán separadas por una distancia mínima de 1m.

1.4.5 INSTALACIONES SECUNDARIAS

- Alumbrado

En el interior del Centros de Transformación, (en caso de ser edificio prefabricado) se instalará un mínimo de dos puntos de luz capaces de proporcionar un nivel de iluminación suficiente para la comprobación y maniobra de los elementos del mismo. El nivel medio será como mínimo de 150 lux.

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

El interruptor se situará al lado de la puerta de entrada, de forma que su accionamiento no represente peligro por su proximidad a la MT.

Se dispondrá también un punto de luz de emergencia de carácter autónomo que señalizará los accesos al Centros de Transformación.

- Medidas de seguridad

Las celdas dispondrán de una serie de enclavamientos funcionales que responden a los definidos por la norma UNE-EN 60298, y que serán los siguientes:

- No será posible acceder a las zonas normalmente en tensión, si éstas no han sido puestas a tierra. Por ello, el sistema de enclavamientos interno de las celdas debe afectar al mando del aparato principal, del seccionador de puesta a tierra y a las tapas de acceso a los cables.
- Las celdas de entrada y salida serán con aislamiento integral y corte en gas, y las conexiones entre sus embarrados deberán ser apantalladas, consiguiendo con ello la insensibilidad a los agentes externos, y evitando de esta forma la pérdida

del suministro en el Centros de Transformación, interconectados con éste, incluso en el eventual caso de inundación del Centros de Transformación.

- Las bornas de conexión de cables y fusibles serán fácilmente accesibles a los operarios de forma que, en las operaciones de mantenimiento, la posición de trabajo normal no carezca de visibilidad sobre estas zonas.
- Los mandos de la aparamenta estarán situados frente al operario en el momento de realizar la operación, y el diseño de la aparamenta protegerá al operario de la salida de gases en caso de un eventual arco interno.
- El diseño de las celdas impedirá la incidencia de los gases de escape, producidos en el caso de un arco interno, sobre los cables de MT y BT. Por ello, esta salida de gases no debe estar enfocada en ningún caso hacia el foso de cables.

1.4.6 PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

El centro de Transformación del presente proyecto cumplirá con las prescripciones de protección contra incendios de acuerdo al R.D. 337/2014, de 9 de mayo. El fabricante certifica que las condiciones de fabricación y funcionamiento corresponde con lo que la normativa vigente prescribe y obliga a este respecto.

Con carácter general se adoptan las medidas siguientes:

a) Instalación de dispositivos de recogida del líquido dieléctrico en fosos colectores. Se dispondrá de un foso de recogida del líquido con revestimiento resistente y estanco, para el volumen total de líquido dieléctrico del transformador. En dicho depósito o cubeta se dispondrán cortafuegos tales como: lechos de guijarros, sifones en el caso de instalaciones con colector único, etc.

b) Sistemas de extinción. Se colocará como mínimo un extintor de eficacia mínima 89B. Este extintor se colocará en el exterior de la instalación para facilitar su accesibilidad y, en cualquier caso, a una distancia no superior a 15 metros de la misma.

c)Envolvente del Centro de Transformación de hormigón, que evitara lo siguiente:

- La posibilidad de propagación del incendio a otras partes de la instalación.
- La posibilidad de propagación del incendio al exterior de la instalación, por lo que respecta a daños a terceros.
- Se adjunta Informe técnico del fabricante respecto a la envolvente y sus características frente al fuego y su protección.

Junto con el informe técnico del fabricante adjunto y lo anteriormente dispuesto se considera que el Centro de transformación cumple con lo dispuesto en el R.D. 337/2014.

ORMAZABAL velatia

1 OBJETO

El objeto de este informe es presentar las características de resistencia al fuego de la envolvente de hormigón de los Centros de Transformación prefabricados de superficie tipo PFU y PF.

2 JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

La justificación de que un elemento constructivo alcanza un cierto valor de resistencia al fuego, se puede acreditar por contraste con los valores fijados en el Documento Básico de Seguridad en caso de Incendio (DB-SI) del Código Técnico de Edificación (CTE) o mediante su determinación directa a través de ensayos normalizados según la normativa europea vigente.

Las clases de resistencia al fuego y los criterios que las definen están recogidas en la norma UNE-EN 13501-2 "Clasificación de los productos de construcción y de los elementos constructivos en función de su comportamiento ante el fuego. Parte 2: clasificación a partir de datos obtenidos de los ensayos de resistencia al fuego excluidas las instalaciones de ventilación". Por su parte, los procedimientos de ensayo se establecen en las normas UNE-EN 1364-1 y UNE-EN 1364-2 "Resistencia al fuego de elementos no portantes".

Las envolventes prefabricadas de hormigón de los Centros de Transformación tipo PFU y PF han sido ensayadas en los laboratorios CIDEMCO Tecnalia (certificado por ENAC), conforme a las normas citadas habiéndose obtenido las siguientes clases:

Centros de transformación PFU:

- Resistencia frente al fuego de las paredes: EI 90
- Resistencia frente al fuego de la cubierta: EI 60

Centros de transformación PF:

- Resistencia frente al fuego de las paredes: EI 60
- Resistencia frente al fuego de la cubierta: EI 60

2

2 CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

2.1 INTENSIDAD DE ALTA TENSIÓN

L a intensidad primaria en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_p}$$

donde:

P	potencia del transformador [kVA]
Up	tensión primaria [kV]
Ip	intensidad primaria [A]

En el caso que nos ocupa, la tensión primaria de alimentación es de 15kV. En el caso de transformador de 4.000 kVA.

Is = 153,96 A

2.2 INTENSIDAD DE BAJA TENSIÓN

La intensidad secundaria en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_s = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_s}$$

donde:

P	potencia del transformador [kVA]
Us	tensión en el secundario [kV]
Is	intensidad en el secundario [A]

En el caso que nos ocupa, la tensión secundaria de alimentación es de 800V. En el caso de transformador de 4.000 kVA.

Is = 2886,75 A

2.3 CORTOCIRCUITOS

2.3.1 OBSERVACIONES

Para el cálculo de las intensidades que origina un cortocircuito, se tendrá en cuenta la potencia de cortocircuito de la red de MT, valor especificado por la compañía eléctrica.

2.3.2 CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito en la instalación, se utiliza la expresión:

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_p}$$

donde:

Scc	potencia de cortocircuito de la red [MVA]
Up	tensión de servicio [kV]
Iccp	corriente de cortocircuito [kA]

Para los cortocircuitos secundarios, se va a considerar que la potencia de cortocircuito disponible es la teórica de los transformadores de MT-BT, siendo por ello más conservadores que en las consideraciones reales.

La corriente de cortocircuito del secundario de un transformador trifásico, viene dada por la expresión:

$$I_{ccs} = \frac{100 \cdot P}{\sqrt{3} \cdot E_{cc} U_s}$$

donde:

P	potencia de transformador [kVA]
Ecc	tensión de cortocircuito del transformador [%]
Us	tensión en el secundario [V]
Iccs	corriente de cortocircuito [kA]

2.3.3 CORTOCIRCUITO EN EL LADO DE MEDIA TENSIÓN

Centros de Transformación,

Se podría utilizar la expresión anterior, pero dado que la compañía suministradora ha proporcionado el dato de la corriente de cortocircuito de la red, esta sería:

Iccp = 12,51 kA

2.3.4 CORTOCIRCUITO EN EL LADO DE BAJA TENSIÓN

Transformador 4.000 kVA

Para el transformador de este centro, la potencia es de 4.000kVA en un único devanado de BT, la tensión porcentual del cortocircuito del 6%, y la tensión secundaria es de 800V en vacío.

La intensidad de cortocircuito en el lado de BT con 800V en el devanado será, según la fórmula anterior:

Iccs = 48,11 kA

2.4 DIMENSIONADO DEL EMBARRADO

Las celdas tipo prefabricadas han sido sometidas a ensayos para certificar los valores indicados en las placas de características, por lo que no es necesario realizar cálculos teóricos ni hipótesis de comportamiento de celdas.

2.4.1 COMPROBACIÓN POR DENSIDAD DE CORRIENTE

La comprobación por densidad de corriente tiene por objeto verificar que el conductor indicado es capaz de conducir la corriente nominal máxima sin superar la densidad máxima posible para el material conductor. Esto, además de mediante cálculos teóricos, puede comprobarse realizando un ensayo de intensidad nominal que, con objeto de disponer de suficiente margen de seguridad, se considerará que es la intensidad del bucle, que en este caso es de 400 A.

2.4.2 COMPROBACIÓN POR SOLICITACIÓN ELECTRODINÁMICA

La intensidad dinámica de cortocircuito se valora en aproximadamente 2,5 veces la intensidad eficaz de cortocircuito calculada en un apartado anterior de este capítulo, por lo que:

Icc(din) = 31,27 kA

2.4.3 COMPROBACIÓN POR SOLICITACIÓN TÉRMICA

La comprobación térmica tiene por objeto comprobar que no se producirá un calentamiento excesivo de la aparamenta por defecto de un cortocircuito. Esta comprobación se puede realizar mediante cálculos teóricos, pero preferentemente se debe realizar un ensayo según la normativa en vigor. En este caso, la intensidad considerada es la eficaz de cortocircuito, cuyo valor es:

Icc(ter) = 12,51 kA.

2.5 PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Los transformadores están protegidos tanto en MT como en BT. En MT la protección la efectúan las celdas asociadas a esos transformadores, mientras que en BT la protección se incorpora en los cuadros de las líneas de salida.

- Transformador

La protección de este transformador se realiza por medio de una celda de protección por fusibles, que proporciona todas las protecciones al transformador, bien sean por sobrecargas, faltas a tierra o cortocircuitos, gracias a la presencia de un relé de protección. En caso contrario, se utilizan únicamente como elemento de maniobra de la red.

El interruptor automático posee capacidad de corte tanto para las corrientes nominales, como para los cortocircuitos antes calculados.

- Termómetro

El termómetro verifica que la temperatura del dieléctrico del transformador no supera los valores máximos admisibles.

2.6 DIMENSIONADO DE LOS PUENTES DE MEDIA TENSIÓN

Los cables que se utilizan en esta instalación, descritos en la memoria, deberán ser capaces de soportar tanto la intensidad nominal como la de cortocircuito.

Transformador 4.000 kVA

La intensidad nominal demandada por este transformador es igual a 153,96 A que es inferior al valor máximo admisible por el cable.

Este valor es de 360 A para un cable de sección de 150 mm2 de Al según el fabricante.

- Comprobación de la intensidad de cortocircuito

Es la intensidad que no provoca ninguna disminución de las características de aislamiento de los conductores, incluso después de un número elevado de cortocircuitos. Se la calcula admitiendo que el calentamiento de los conductores se realiza en un sistema adiabático y para una temperatura máxima admisible por el aislamiento de 250°C.

El cálculo de la sección de cable que permite el paso de una corriente de cortocircuito viene dado por la siguiente expresión:

$$Icc^2 \cdot t = K^2 \cdot S^2 \cdot \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)$$

Dónde:

Icc = Intensidad máxima de cortocircuito (valor eficaz) calculada en una hipótesis adiabática

t = Duración del cortocircuito en s.

S = Sección nominal en mm^2

$K = 148\ A \cdot s^{0,5} / mm^2$

$\beta = 228\ K$

$\theta_f = 250^{\circ}C$ temperatura final

$\theta_i = 90^{\circ}C$ temperatura inicial

En la siguiente tabla, se indican las intensidades máximas de cortocircuito admisibles (kA) en los cables seleccionados, para diferentes tiempos de duración del cortocircuito.

Sección mm²	Duración en segundos								
	0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
50	14,05	9,95	8,10	6,30	4,45	3,63	3,15	2,81	2,57
150	42,15	29,85	24,30	18,90	13,35	10,90	9,44	8,44	7,71
240	67,44	47,76	38,88	30,24	21,36	17,44	15,10	13,51	12,33
400	112,40	79,60	64,80	50,40	35,60	29,07	25,17	22,52	20,55

2.7 DIMENSIONADO DE LA VENTILACIÓN DEL CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Los edificios prefabricados de hormigón se encuentran ensayados en laboratorios donde el fabricante certifica que la ventilación forzada, en este caso, es la idónea para la potencia del transformador a instalar, en este caso la ventilación la certifica el fabricante para una potencia instalada de 4.000kVA. Si es cierto que según la ITC-RAT 14 en su apdo 4.4.4 nos indica que es necesario comprobar que, en el caso de locales situados por debajo del suelo, y que se produzca un escape de gas SF6, este no pueda acumularse y poner en riesgo la salud de las personas, no siendo este el caso del proyecto.

El local estará provisto de ventilación forzada para evitar la condensación y refrigerar los transformadores. El uso de ventilación forzada se debe a la imposibilidad de garantizar una evacuación suficiente de aire que cumpla con las condiciones de funcionamiento de los equipos haciendo uso de una ventilación natural. Se empleará varias tomas de aire del exterior, situadas a 0,20 m del suelo como mínimo, y en la parte opuesta una o varias salidas, situadas lo más altas posible. En ningún caso las aberturas darán sobre locales a temperatura elevada o que contengan polvo perjudicial, vapores corrosivos, líquidos, gases, vapores o polvos inflamable, condición que se cumple pues el centro de transformación está ubicado en un terreno rural.

Todas las aberturas de ventilación estarán dispuestas y protegidas de tal forma que se garantice un grado de protección mínimo de personas contra el acceso a zonas peligrosas, contra la entrada de objetos sólidos extraños y contra la entrada de agua IP23D según Norma UNE-EN 62271-202. En cuanto a las rejillas y equipos de evacuación de aire, sus dimensiones, caudal y superficie mínima necesaria para una correcta renovación de aire se justifican en el Anexo de Cálculos.

En este proyecto, el centro será prefabricado, con el diseño realizado según el fabricante el cual cumple con la normativa vigente. El Edificio prefabricado en el proyecto será del tipo Ormazabal, modelo ENVOLVENTE PFU-7 1T VENTILACIÓN FORZADA o similar. El diseño y cálculo del edificio es realizado y certificado por el fabricante del centro prefabricado. La ventilación del centro constará principalmente de:

- Rejillas (1,3x07m) de para ventilación de aire situadas adecuadamente en las paredes del prefabricado para favorecer ventilación forzada del mismo, con grado de protección IP 23D, según UNE 20324:1993, según planos del proyecto.
- Incluye un extractor helicoidal mural modelo HCBB/6-800H integrado en rejilla de ventilación trasera para la adecuada ventilación forzada del transformador. Incluso termostato para disparo del sistema de ventilación forzada.
- Los huecos destinados a la ventilación estarán protegidos de forma tal que impidan el paso de pequeños animales. Tendrá la forma adecuada (en forma de lamas) para impedir la entrada del agua de lluvia.

El diseño del local prefabricado se ha realizado, por parte del fabricante, en base a los siguientes cálculos

$$Q = \frac{G}{\gamma}$$

$$G = \frac{P}{C_e \cdot (t_1 - t_0)}$$

$$P = P_{Fe} + P_{Cu} + P_B$$

$$\gamma = \frac{342 \cdot p}{t_1}$$

Donde:

Q caudal de aire a la salida del transformador.

G cantidad de aire necesaria para evacuar el calor generado por el transformador.

γ densidad del aire seco.

P pérdidas de potencia en el transformador.

PFe pérdidas del transformador, en vacío.

PCu pérdidas del transformador, en carga.

PBT pérdidas en los cuadros de BT, cuando circula por sus embarrados la corriente nominal de baja tensión del transformador.

Ce calor específico del aire seco.

t1 temperatura de salida del aire.

t0 temperatura de entrada del aire.

p presión de la mezcla de aire.

La entrada y salida de aire se produce a través de rejillas de ventilación, que deben ser diseñadas en función del caudal que las atraviesa, con una velocidad adecuada para evitar efectos sonoros indeseados.

$$S = \frac{Q}{V \cdot C_r}$$

Donde:

S caudal de aire a la salida del transformador.
Q caudal de aire a la salida del transformador.
V velocidad del aire a través de la rejilla de ventilación.
Cr coeficiente de forma de la rejilla de ventilación.

El fabricante del edificio para el centro de transformación propuesto en este proyecto, en este caso de la marca Ormazabal o similar, certifica y garantiza, según la normativa vigente que le diseño del edificio prefabricado y su ventilación es adecuada para la potencia del transformador y sus aparamenta.

2.8 DIMENSIONADO DEL POZO APAGAFUEGOS

En el caso de que los transformadores instalados sean secos, no será necesaria la existencia de pozos apagafuegos.

Si se utiliza transformador en aceite, se dispondrá de un foso de recogida de aceite de 600 litros de capacidad por cada transformador cubierto de grava para la absorción del fluido y para prevenir el vertido del mismo hacia el exterior y minimizar el daño en caso de fuego.

2.9 CÁLCULO DE LAS INSTALACIONES DE PUESTA A TIERRA

Los cálculos, dimensionamiento y descripción del sistema corresponden con lo que se prescribe y se obliga en el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, ITC-RAT 13. INSTALACIONES DE PUESTA A TIERRA, ITC-RAT 14. INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE INTERIOR, ITC-BT 18 INSTALACIONES DE PUESTA A TIERRA.

Dado que las intalaciones de puesta a tierra del CTPMC están íntimamente relacionadas con las instalaciones de puesta a tierra del resto de la planta, siendo prácticamente indivisibles, los cálculos, dimensionamiento y justificación de las mismas se han tomado en conjunto en un mismo anexo adjunto al proyecto: *ANEXO. PUESTA A TIERRA*.

2.10 JUSTIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LOS LÍMITES DE RUIDO

Según la ITC-RAT 14 en su apdo 4.8 es necesario comprobar que el nivel de ruido generados por la instalación de alta tensión no supera los valores establecidos en el Real Decreto 1367/2007 de 19 de octubre y en lo referente a zonificación acústica y objetivos de calidad y emisiones acústicas.

Según el Real Decreto 1367/2007 se establecen unos valores objetivos de calidad acústica en función del área, indicados en la tabla A del anexo II indica unos índices de:

TIPO AREA ACUSTICA		INDICES DE RUIDO		
		Ld	Le	Ln
e	Sectores del territorio con predominio de suelo de uso sanitario, docente y cultural que requiera una especial protección contra la contaminación acústica	60	60	50
a	Sectores del territorio con predominio de suelo de uso residencial	65	65	55
d	Sectores del territorio con predominio de suelo de uso terciario distinto del contemplado en c).	70	70	65
c	Sectores del territorio con predominio de suelo de uso recreativo y de espectáculos	73	73	63
b	Sectores del territorio con predominio de suelo de uso industrial	75	75	65
f	Sectores del territorio afectados a sistemas generales de infraestructuras de transporte, u otros equipamientos públicos que los reclamen. (1)	Sin determinar	Sin determinar	Sin determinar

Donde

- Ld es el nivel sonoro medio a largo plazo ponderado A definido en la norma ISO 1996-2: 1987, determinado a lo largo de todos los períodos día de un año. (12 Horas día)
- Le es el nivel sonoro medio a largo plazo ponderado A definido en la norma ISO 1996-2: 1987, determinado a lo largo de todos los períodos tarde de un año.

(4 horas tarde)

- Ln es el nivel sonoro medio a largo plazo ponderado A definido en la norma ISO 1996-2: 1987, determinado a lo largo de todos los períodos noche de un año. (8 horas noche)

La fórmula para el cálculo es :
Nivel de presión sonora continuo equivalente. LAeq(T)

$$L_{Aeq} = 10\log\frac{1}{24}\left(12 * 10^{\frac{ld}{10}} + 4 * 10^{\frac{le+5}{10}} + 8 * 10^{\frac{ln+10}{10}}\right)$$

Así mismo dicho Real Decreto 1367/2007 en su Anexo III establece los valores Límites de Inmisión en las tablas B1 y B2,

Tabla B2.del RD y TablaG del Decreto Valores límite de ruido transmitido a locales colindantes por actividades nuevas.

Uso del local colindante	Tipo de recinto	INDICES DE RUIDO		
		Lkd	Lke	Lkn
Residencial	Estancias	40	40	30
	Dormitorios	35	35	25
Administrativo y de oficinas	Despachos profesionales	35	35	35
	Oficinas	40	40	40
Sanitario	Zonas de estancia	40	40	30
	Dormitorios	35	35	25
Educativo o cultural	Aulas	35	35	35
	Salas de lectura	30	30	30

Tabla B1 del RD y tabla F del Decreto .Valores límite de inmisión de ruido aplicables a infraestructuras portuarias y a actividades.

TIPO AREA ACÚSTICA		INDICES DE RUIDO		
		Lkd	Lke	Lkn
e	Sectores del territorio con predominio de suelo de uso sanitario, docente y cultural que requiera una especial protección contra la contaminación acústica	50	50	40
a	Sectores del territorio con predominio de suelo de uso residencial	55	55	45
d	Sectores del territorio con predominio de suelo de uso terciario distinto del contemplado en c).	60	60	50
c	Sectores del territorio con predominio de suelo de uso recreativo y de espectáculos	63	63	53
b	Sectores del territorio con predominio de suelo de uso industrial	65	65	55

En este caso se deberá cumplir que los índices de ruido deben ser inferiores a los valores de zona industrial.

2.10.1 CALCULO DEL NIVEL DE RUIDO.

A pesar de que la ITC-RAT-14 exige a las instalaciones no superar un determinado nivel de emisión acústica, el RAT 2014 no exige documentar las medidas adoptadas en el proyecto técnico.

En una instalación fotovoltaica la mayor emisión de ruido es producida por el trasformador.

Los transformadores, para su fabricación, tienen su nivel máximo de ruido (potencia acústica en dB) regulado bajo norma de obligado cumplimiento UNE-EN 50464. En esta norma se encuentra la siguiente tabla que indica las pérdidas del transformador, para tensiones de aislamiento de 36kV, en base a la potencia y el nivel de emisión sonora máximo

Los transformadores actuales, a nivel europeo deben tener, como máximo el nivel A0 de pérdidas del circuito magnético.

En el caso que nos ocupa estamos hablando del transformador que es una máquina puntual que es la única que emite el sonido, en este caso y según la información del fabricante del transformador de 4.000 kVA es de 68dB. Entendiendo que la instalación se encuentra aislada sin viviendas y edificaciones cercanas, el valor Ld, que es el nivel sonoro medio a largo plazo ponderado A definido en la norma ISO 1996-2: 1987, determinado a lo largo de todos los períodos día de un año (12 Horas día), sera 75 dB.

Atenuación por la distancia. Fuentes sonoras puntuales y lineales

En el estudio de la propagación del sonido en campo libre, es decir, en ambientes exteriores, es preciso diferenciar dos tipos de fuentes sonoras

En el caso de las fuentes sonoras puntuales, se considera que toda la potencia de emisión sonora está concentrada en un punto. Se suelen considerar como fuentes puntuales aquellas máquinas estáticas o actividades que se ubican en una zona relativamente restringida del territorio. Dependiendo del detalle del análisis las fuentes puntuales muy próximas pueden agruparse y considerarse como una única fuente.

Para fuentes puntuales, la propagación del sonido en el aire se puede comparar a las ondas de un estanque. Las ondas se extienden uniformemente en todas direcciones, disminuyendo en amplitud según se alejan de la fuente.

En el caso ideal que no existan objetos reflectantes u obstáculos en su camino, el sonido proveniente de una fuente puntual se propagará en el aire en forma de ondas esféricas según la relación:

$$= L_w + 10 \log \left(\frac{ED}{4\pi d^2}\right)$$

Donde ED para el caso de una esfera es 1

$$= L_p - 20 \log r + 11$$

en nuestro caso la fuente es puntual pero está unida al suelo , por lo que realmente es una semiesfera uniforme, es decir ED = 2 por lo tanto quedando la fórmula

$$= -20 \log r + 8$$

2.10.2 CALCULO DEL NIVEL DE RUIDO EN EL INTERIOR DEL PROPIO CT

Lo indicado en el apartado anterior es en campo libre, como no es así si no que existen obstáculos, la pared del centro de transformación, el aire y la pared del local, por lo que la propagación del sonido resulta modificada. Cuando una onda sonora encuentra un obstáculo sólido, una parte de la energía es reflejada por el obstáculo, otra parte es absorbida por el mismo, penetrando en su interior y transformándose en vibraciones mecánicas que pueden eventualmente radiar nuevas ondas acústicas, y, finalmente, el resto de la energía "bordea" el obstáculo, produciéndose una perturbación del campo acústico por efecto de la difracción, lo que se llama propagación del sonido en campo difuso o reverberante

La existencia de superficies reflectantes, y por lo tanto su área de absorción equivalente, en un espacio cerrado en el que se produce la emisión sonora, condicionará la relación entre el nivel de potencia emitido por la fuente y el nivel de presión recibido a una distancia de la misma, quedando plasmado en la siguiente ecuación:

$$= L_w + 10 \log \left(\frac{}{4\pi d^2} + A \right)$$

Donde A es el área de absorción equivalente, en m2, entendida como el sumatorio de las diferentes superficies que conforman el recinto, Si, por el coeficiente de absorción de cada una de ellas, αi.

El coeficiente de absorción de una superficie vendrá determinado por las características del material del que se compone.

$$A = \sum \propto_I S_I$$

Para la estimación experimental de este parámetro acústico característico de un espacio cerrado, suele emplearse la Fórmula de Sabine, donde el área de absorción equivalente se relaciona experimentalmente con el tiempo de reverberación existente en la estancia y el volumen de la misma.

$$A = 0{,}16\frac{V}{Tr}$$

donde:

V es el volumen de la sala en m3.

Tr el tiempo de reverberación experimental de la sala en segundos.

DETALLES DEL CALCULO:

La justificación debe ser que Lp calculado debe ser inferior al nivel máximo de ruido permitido, en este caso valor LeqAT de 73dBA.

- Dimensiones de la sala del transformador (AxL) x H :8,08x2,38= 19,23m2 x2,78= 53,46m3
- Material de la sala: Hormigón
- Coeficiente de absorción del hormigón en bandas de octava.

	125 Hz	250 Hz	500 Hz	1.000 Hz	2.000 Hz	4.000 Hz
Hormigón	0,01	0,01	0,015	0,02	0,02	0,027

Para la banda de 1000Hz:

$A = \sum \propto_I S_I$=8,08x2.585x2x0,02 + 6,08X2,78x0,02x2 + 2,78x2,585x2x0,02=1,932

El nivel de ruido en el propio CTPMC a 3m del origen, del transformador será

$$L_p = 79 - 10\log\left(\frac{2}{4\pi 3^2} + \frac{4}{2{,}027}\right) = 75{,}80dBA$$

2.10.3 CALCULO DEL NIVEL DE RUIDO EN EL EXTERIOR DEL CT (CUMPLIMIENTO RD 1367/2007)

Atenuación por la distancia. Fuentes sonoras puntuales y lineales

En el estudio de la propagación del sonido en campo libre, es decir, en ambientes exteriores, es preciso diferenciar dos tipos de fuentes sonoras.

En el caso de las fuentes sonoras puntuales, se considera que toda la potencia de emisión sonora está concentrada en un punto. Se suelen considerar como fuentes puntuales aquellas máquinas estáticas o actividades que se ubican en una zona relativamente restringida del territorio. Dependiendo del detalle del análisis las fuentes puntuales muy próximas pueden agruparse y considerarse como una única fuente. En este caso, al existir una única fuente de emisión, que es el transformador, será según el fabricante 68dBA.

Para fuentes puntuales, la propagación del sonido en el aire se puede comparar a las ondas de un estanque. Las ondas se extienden uniformemente en todas direcciones, disminuyendo en amplitud según se alejan de la fuente.

En el caso ideal que no existan objetos reflectantes u obstáculos en su camino, el sonido proveniente de una fuente puntual se propagará en el aire en forma de ondas esféricas según la relación.

$$= L_w + 10 \log \left(\frac{ED}{4\pi d^2} \right)$$

Donde ED para el caso de una esfera es 1.

$$= L_p - 20 \log r + 11$$

en nuestro caso la fuente es puntual pero está unida al suelo , por lo que realmente es una semiesfera uniforme, es decir ED = 2 por lo tanto quedando la fórmula:

$$= L_p - 20 \log r + 8$$

El RD 1367/2007 obliga a unos valores máximos de nivel de ruido en función de la ubicación como hemos visto en el apartado Anterior el LeqAT medio ponderado debe ser como máximo 75dB para zona industrial

Usando el Documento Básico de HR (DB-HR) de Protección frente al ruido, para calcular el nivel de ruido en el exterior del local tendremos en cuenta, la perdida por distancia y la perdida por aislamiento de la envolvente hacia fachada exterior.

El material del edificio prefabricado es hormigón armado mediante las fórmulas del DB-HR calculamos la absorción de la cara del edificio teniendo en cuenta que está formado por diferentes materiales, hormigón y acero.

El DB-HR indica que los índices de reducción acústica se determinarán mediante ensayo en laboratorio. No obstante, y en ausencia de ensayo, puede decirse que el índice de reducción acústica proporcionado por un elemento constructivo de una hoja de materiales homogéneos, es función casi exclusiva de su masa y son aplicables las siguientes expresiones (ley de masa) que determinan el aislamiento RA, en función de la masa por unidad de superficie, m, expresada en kg/m2:

$$m \leq 150 kg/m^2 \; RA \; 16{,}6 \cdot lgm + 5 \; [dBA]$$

$$m \geq 150 kg/m^2 \; RA = 36{,}5 \cdot lgm - 38{,}5 \; [dBA]$$

Para las tapas de acceso de personas y materiales, igualmente están constituidas por hormigón armado y acero, pero de inferior dimensión que las paredes el aislamiento proporcionado en dBA por lo que se utilizará la anterior expresión para su cálculo.

En nuestro caso aplicando las fórmulas anteriores, teniendo en cuenta que es pared simple:

	Msa unitaria Kg/m2	Aislamiento acústico R en dbA
Hormigón de 15cm armado en CT	350	51,35
Puerta y Ventana Chapa Acero		8
Ventana con lamas de ventilación		0

En estos casos en los que la composición es un paramento mixto el aislamiento se calcula con la fórmula

$$R_g = 10\log\left[\frac{(S_c + S_v)}{\left(\frac{S_c}{10^{0.1R_c}} + \frac{S_v}{10^{0.1R_v}}\right)}\right]$$

Donde S, será cada una de las superficies y R el asilamiento correspondiente a cada superficie

Como ya hemos indicado, las ondas se trasmiten como ondas en un estanque, por lo tanto, analizaremos en cada dirección el aislamiento que tiene, y por lo tanto la trasferencia de sonido así tenemos que, en este caso el sonido saldrá por las paredes y el forjado superior, siendo:

- Superficie Paredes C. Transformador (2x2,3+2x8,08)x3,2 = 58,18m^2
- Superficie Techo C. Transformador 2,2x8,08 = 19,23m^2
- Superficie Puerta Acero: 5,04m2
- Superficie Ventanas con lamas: 2,02m2

Con la fórmula anterior calculamos la absorción del conjunto:

a absorción de la cubierta del centro de transformación es de 36,23dBA.

Con la fórmula de la pérdida por distancia, en el aire consideramos una persona encima del transformador, la distancia al oído 1,6m + la altura a la rasante del suelo 2,56 + punto medio del transformador 1,72/2 = 0,86 ---3,3 , el resultado sería:

	Distancia a pto de medición (m)	dB
Emisión sonora Trafo		73
Aislamiento forjado techo		-37,23
Pérdida por distancia	3,3	-23,54
Resultado dB en pto		203

Por lo que cumple las condiciones de no llegar a ningún de los limites en ninguno de los casos propuestos en el Real Decreto.

[redacted]

EL INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL
Antonio Moreno Sánchez
Colegiado 1.327 COGITI CREAL

Preparado para:

MAGALE INVESTMENTS, S.L.

ANEXO V. LÍNEA DE EVACUACIÓN (LE)

PROYECTO DE EJECUCIÓN
PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED
PF LAS ARROYADAS

MORALEJA DE ENMEDIO
(MADRID)

SEPTIEMBRE 2023

PROMOTOR: MAGALE INVESTMENTS, S.L.

Av. de Bruselas, 31, 28108 Alcobendas, MADRID

Preparado para:

MAGALE INVESTMENTS, S.L.

Versión	Nombre	Fecha	Realizado	Revisado	Aprobado
00	**Emisión inicial**	**04/09/2023**	**D.C.C. / J.C.R.**	**R.C.C.**	**A.M.S.**

1 LÍNEA DE EVACUACIÓN DE MEDIA TENSIÓN (LE) 4

1.1 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES 4
1.1.1 CABLES 4
1.1.2 CANALIZACIONES 7
1.1.2.1 CINTAS DE SEÑALIZACIÓN DE PELIGRO 8
1.1.3 PARALELISMOS 9
1.1.4 CRUZAMIENTOS CON VÍAS DE COMUNICACIÓN CALZADAS (CALLES Y CARRETERAS) 10
1.1.5 DISPOSITIVOS DE SECCIONAMIENTO Y SISTEMAS DE PROTECCIÓN 10
1.1.5.1 DISPOSITIVOS DE SECCIONAMIENTO 10
1.1.5.2 SISTEMAS DE PROTECCIÓN 11
1.1.6 EMPALMES Y TERMINACIONES 11
1.1.7 PUESTA A TIERRA 12
1.2 CALCULOS ELECTRICOS 14
1.2.1 RESISTENCIA DEL CONDUCTOR 14
1.2.2 REACTANCIA DEL CABLE 14
1.2.3 CAPACIDAD 15
1.2.4 INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE 17
1.2.5 INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO ADMISIBLES EN LOS CONDUCTORES 18
1.2.6 INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITOS ADMISIBLES EN LAS PANTALLAS 19

2 CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS LÍNEA DE EVACUACIÓN (LE) 21

2.1 FÓRMULAS GENERALES 21
2.2 RESULTADOS PARA LA LINEA DE EVACUACIÓN (LE) 23

1 LÍNEA DE EVACUACIÓN DE MEDIA TENSIÓN (LE)

1.1 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

La línea de evacuación (LE) de media tensión tiene su origen en el Centro de Transformación, Protección, Medida y Control (CTPMC) de la Planta FV, el cual conecta con el Centro de seccionamiento (CS).

La línea MT estará formada por conductor de aluminio de las características señaladas a continuación.

La línea discurrirá directamente enterrada por zanjas dimensionadas y habilitadas para tal uso.

Las características eléctricas de esta línea son:

Clase de corriente	Alterna trifásica
Frecuencia	50 Hz
Tensión nominal	15kV
Tensión más elevada para el material	24 kV
Categoría de la red	(Según UNE 20-435) A

1.1.1 CABLES

Estarán constituidos por conductores de aluminio, compactos de sección circular de varios alambres cableados de acuerdo con la Norma UNE-EN 60228, y la pantalla metálica estará constituida por corona de alambres de cobre. Serán obturados longitudinalmente para impedir la penetración del agua, no admitiéndose para ello los polvos higroscópicos sin soporte y cuya cubierta exterior será de poliolefina de color rojo.

Los cables tendrán aislamiento de polietileno reticulado y estarán de acuerdo con la Norma UNE-HD 620-5-E-1.

Según la duración máxima de un eventual funcionamiento con una fase a tierra, que el sistema de puesta a tierra permita, y teniendo el sistema de protección previsto en las salidas de la subestación, las redes incluidas en el presente proyecto se clasifican como redes categoría A, según ITC-LAT 06.

En la Tabla 1 se especifica las tensiones nominales de los cables Uo/U, así como su nivel de aislamiento a impulsos tipo rayo, Up, en función de la tensión nominal, de la tensión más elevada y de la categoría de la red, según ITC-LAT 06.

Tensión nominal de la red Un (kV)	Tensión más elevada de la red Us (kV)	Categoría de la red	Características mínimas del cable y accesorios	
			Uo/U (kV)	Up (kV)
15	24	A-B	12/20	125
		C	15/25	145

Las tensiones nominales normalizadas de la red son 15kV, siguiendo un criterio de unificación de las características de los cables y según la tabla anterior, la tensión nominal seleccionada para utilizar en los cables en ambas tensiones es de 12/20kV.

Los cables utilizados serán unipolares debidamente protegidos contra la corrosión que pueda provocar el terreno donde se instalen y tendrán resistencia mecánica suficiente para soportar los esfuerzos a que pueden estar sometidos.

Los empalmes y conexiones de los cables subterráneos se efectuarán siguiendo métodos o sistemas que garanticen una perfecta continuidad del conductor y de su aislamiento.

Las pantallas de los cables se conectarán a tierra en los dos extremos de la línea.

Las características principales de los cables se indican en la siguiente tabla:

PARÁMETRO	VALOR
DENOMINACIÓN	HEPRZ1 AL 12/20 kV
TENSIÓN DE ASILAMIENTO	12/20 (24) kV
NORMAS CONSTRUCCIÓN NORMAS	I-DE DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES S.A.U. NI 56.43.01 UNE-HD 620-9E
NORMAS REACCIÓN AL FUEGO	UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1 UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2
CLASIFICACIÓN CPR	Fca
CONDUCTOR	Aluminio de clase 2 según UNE-EN 60228.
PANTALLA SOBRE CONDUCTOR	Semiconductor extruido
AISLAMIENTO	Etileno-propileno de alto módulo 105 ºC (HEPR).
PANTALLA SOBRE AISLAMIENTO	Semiconductor extruido separable en frío.
PROTECCIÓN CONTRA EL AGUA	Obturación longitudinal con cinta hinchante.
PANTALLA METÁLICA	Hilos de cobre con cinta a contraespira
CUBIERTA EXTERIOR	Polietileno (PE) tipo DMZ1.
TEMPERATURA MÁXIMA / MÍNIMA TRABAJO	+105 ºC / -25ºC
VIDA ESTIMADA 2	25 años
SECCIÓN DEL CABLE	Según documento BOM
CANTIDAD	Según documento BOM



1.1.2 CANALIZACIONES

Para la canalización de los cables de Media Tension se utilizará el método Directamente enterrado en zanja y Enterrado bajo tubo en los tramos que se crucen con viales.

Este tipo de canalización es el utilizado de forma prioritaria en las zonas rurales y semiurbanas, cuya definición se indica en el R.D. 1955/2000 de 1 de diciembre. Cumplirán además con lo indicado en las instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09, teniendo las siguientes características:

- La profundidad, hasta la parte superior del cable más próximo a la superficie, no será menor de 0,6 m en acera o tierra, ni de 0,8 m en calzada.
- Tendido del cable se haga por medios mecánicos.
- Sobre el fondo de la zanja se colocará una capa de arena o material de características equivalentes de espesor mínimo 5 cm y exenta de cuerpos extraños. Los laterales de la zanja han de ser compactos y no deben desprender piedras o tierra.
- Por encima del cable se dispondrá otra capa de 10 cm de espesor, como mínimo, que podrá ser de arena o material con características equivalentes.
- Para proteger el cable frente a excavaciones hechas por terceros, los cables deberán tener una protección mecánica que en las condiciones de instalación soporte un impacto

puntual de una energía de 20 J y que cubra la proyección en planta de los cables, así como una cinta de señalización que advierta la existencia del cable eléctrico de A.T.

- Se admitirá también la colocación de placas con doble misión de protección mecánica y de señalización.

Los cables irán alojados en zanjas cuyas dimensiones y número de ternas son las que se muestran en la siguiente tabla. En todo momento la profundidad mínima a la parte superior de la terna más próxima a la superficie del suelo no será menor de 60 cm.

A juicio del técnico responsable de seguridad de la obra, se procederá al entibado de la zanja con el fin de asegurar su estabilidad. La anchura de zanja indicada en la tabla anterior es válida siempre que el tendido de los cables se realice con medios mecánicos, pero cuando el tendido sea manual, será la suficiente para permitir el trabajo de un hombre, conforme a la normativa de riesgos laborales.

En el lecho de la zanja irá una capa de arena de 10 cm de espesor sobre la que se colocarán los cables, cubriendo los cables irá otra capa de arena de 10 cm y sobre ella irá siempre un tritubo de polietileno de alta densidad de color verde de 40 mm de diámetro con las funciones de protección mecánica de los cables y posible instalación de cables de comunicaciones para el sistema eléctrico.

Se colocará un tritubo para el caso de una terna y dos para el caso de dos ternas directamente enterradas.

A continuación, se rellenará toda la zanja de la misma forma que en el caso anterior, es decir, con el tipo de tierra y las tongadas adecuadas para conseguir un próctor del 95%. Se colocarán también una cinta de señalización de color amarillo naranja vivo que advierta la existencia de los cables. Su distancia mínima al suelo será de 10 cm y a la parte superior del cable de 25 cm.

1.1.2.1 CINTAS DE SEÑALIZACIÓN DE PELIGRO

Como aviso y para evitar el posible deterioro que se pueda ocasionar al realizar las excavaciones en las proximidades de la canalización, se colocará también una cinta de señalización para el caso de

cables directamente enterrados y una o dos (para el caso de 9 tubos) para el caso de cables entubados.

La cinta de señalización será de color amarillo naranja vivo que advierta la existencia de los cables. Su distancia mínima a la cara inferior del pavimento será de 10 cm en el caso de cables entubados

En ambos casos quedará como mínimo a 25 cm de la parte superior de los cables o tubos.

El material empleado en la fabricación de la cinta para la señalización de cables enterrados será polietileno. La cinta será opaca, de color amarillo naranja vivo S 0580-Y20R de acuerdo con la Norma UNE 48103. El ancho de la cinta de polietileno será de 150±5 mm y su espesor será de 0,1±0,01 mm.

1.1.3 PARALELISMOS

Los cables subterráneos de MT deberán cumplir las siguientes condiciones, procurando evitar que queden en el mismo plano vertical que las demás conducciones.

Otros cables de energía eléctrica

Los cables de MT podrán instalarse paralelamente a otros de BT o AT, manteniendo entre ellos una distancia mínima de 25 cm.

Cuando no pueda respetarse esta distancia, los cables se instalarán bajo tubo normalizado.

Cables de telecomunicación

En el caso de paralelismos entre cables MT y líneas de telecomunicación subterráneas, estos cables estaran a la mayor distancia posible entre sí. Siempre que los cables, tanto de telecomunicación como eléctricos, vayan directamente enterrados, la mínima distancia será de 20 cm.

Cuando no pueda respetarse esta distancia, los cables se instalarán bajo tubo normalizado.

Canalizaciones de agua

Los cables de MT se instalarán separados de las canalizaciones de agua a una distancia no inferior a 20 cm. La distancia mínima entre los empalmes de los cables y las juntas de las canalizaciones de agua será de 1 m.

Cuando no pueda respetarse esta distancia, los cables se instalarán bajo tubo.

Se procurará mantener una distancia mínima de 20 cm en proyección horizontal y, también, que la canalización de agua quede por debajo del nivel de los cables eléctricos.

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

1.1.4 CRUZAMIENTOS CON VÍAS DE COMUNICACIÓN CALZADAS (CALLES Y CARRETERAS)

En los cruzamientos con calles y carreteras los cables deberán ir entubados. La profundidad hasta la parte superior del tubo más próximo a la superficie en el cruzamiento no será inferior a 0,60 m. Los tubos serán normalizados según el apartado 2.1.2 y estarán hormigonados en todo su recorrido.

Siempre que sea posible, el cruce se hará perpendicular a la calzada.

1.1.5 DISPOSITIVOS DE SECCIONAMIENTO Y SISTEMAS DE PROTECCIÓN

1.1.5.1 DISPOSITIVOS DE SECCIONAMIENTO

En el paso aéreo a subterráneo, se instalará un dispositivo de seccionamiento con elementos de maniobra de accionamiento unipolar, manual con pértiga, capaces de abrir y cerrar circuitos con tensión y corrientes despreciables (sin carga), de intensidad nominal acorde con las necesidades de la instalación. Cuando la maniobra unipolar pueda dar lugar a fenómenos de ferroresonancia se estudiará en el proyecto la forma de evitarlos.

Tendrán un nivel de aislamiento entre contactos abiertos que proporcionen garantías de corte efectivo.

En caso de seccionamiento en la red subterránea, ésta se realizará, bien con conexiones enchufables o bien mediante celdas de aislamiento independiente de las condiciones atmosféricas.

1.1.5.2 SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Las protecciones existentes en la cabecera de la línea, cuyas características y disposición se recogerán en el proyecto de la subestación suministradora, se complementarán con las protecciones contra sobretensiones necesarias descritas a continuación:

- La protección contra sobretensiones en Media Tensión se realizará mediante la instalación de pararrayos autoválvulas, según la Norma UNE-EN 60099.

- Se colocará un juego de pararrayos autoválvulas en la línea aérea, en el mismo herraje que los terminales del cable a proteger de acuerdo con los planos del documento nº 4 (Planos).

- Si la línea subterránea enlazara dos líneas aéreas se colocará un juego de pararrayos autoválvulas en cada una de las líneas aéreas.

1.1.6 EMPALMES Y TERMINACIONES

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

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

- La conductividad de los cables empalmados no puede ser inferior a la de un solo conductor sin empalmes de la misma longitud.
- El aislamiento del empalme o terminación ha de ser tan efectivo como el aislamiento propio de los conductores.

- Los empalmes y terminaciones estaran protegidos para evitar el deterioro mecánico y la entrada de humedad.
- Los empalmes y terminaciones deben resistir los esfuerzos electrodinámicos en caso de cortocircuito, así como el efecto térmico de la corriente, tanto en régimen normal como en caso de sobrecargas y cortocircuitos.

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

1.1.7 PUESTA A TIERRA

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

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

Las pantallas de los cables se conectarán a tierra en los dos extremos de la línea.

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

- Línea de tierra.
- Electrodo de puesta a tierra

a) Línea de tierra

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

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

En donde:

Id = Corriente de defecto en amperios (Idmax=16kA)

t = Tiempo de duración de la falta en segundos. (t=0,1 seg)

$\Delta\theta$ =160°C para conductor aislado, 180°C para conductor desnudo

$$\alpha\ (\text{para } t \leq 5\ \text{seg}) = \begin{cases} 12{,}1 \text{ para conductor de cobre} \\ 8 \text{ para conductor de aluminio} \\ 4{,}4 \text{ para conductor de acero} \end{cases}$$

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

Tabla 7

Sección (mm2)	Material	Duración de la falta (seg)							
		0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	1	2	3
Conductor desnudo	Cu	31	44	54	62	70	99	139	171
	Al	47	67	82	94	105	149	211	258
	Acero	86	121	148	171	192	271	383	469
Conductor aislado	Cu	33	47	57	66	74	105	148	181
	Al	50	71	87	100	112	158	224	274

Se elegirán las secciones normalizadas, de valor igual o inmediatamente superior al calculado. En ningún caso, esta sección será inferior a 50 mm2 para el cobre o aluminio y 100 mm2 para el acero.

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

b) Electrodos de puesta a tierra

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

La sección mínima para el anillo difusor, realizado en cobre, será 50 mm2.

1.2 CALCULOS ELECTRICOS

1.2.1 RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

La resistencia R del conductor, en ohmios por kilómetro, varía con la temperatura T de funcionamiento de la línea.

Se adopta el valor correspondiente a T = 90º C que viene determinado por la expresión:

$$R_{90} = R_{20} [\ 1+ \alpha\ (\ 90 - 20\ )\ ]\ \Omega / km$$

Siendo α = 0,00403 para el aluminio.

Resistencia, reactancia y capacidad.

Sección mm²	Tensión U_s/U kV	Resistencia máx. a 90°C Ω/km	Reactancia por fase Ω/km	Capacidad µF/km
50	12/20	0,822	0,133	0,206
150		0,265	0,112	0,368
240		0,162	0,105	0,453
400		0,102	0,098	0,536
50	18/30	0,822	0,144	0,161
150		0,265	0,121	0,266
240		0,162	0,113	0,338
400		0,102	0,106	0,401

1.2.2 REACTANCIA DEL CABLE

La reactancia kilométrica de la línea se calcula según la expresión:

$$X = 2\ \pi\ f£\ \Omega/km$$

y sustituyendo en ella el coeficiente de inducción mutua £ por su valor:

$$£ = (K + 4{,}605 \log \frac{2D_m}{d}) 10^{-4} H/km$$

Se llega a:

$$X = 2\pi f\left(K + 4{,}605 \log \frac{2D_m}{d}\right) 10^{-4}\ \Omega/km$$

donde:

X = Reactancia, en ohmios por km
F = Frecuencia de la red en herzios
D_m= Separación media geométrica entre conductores en mm
d = Diámetro del conductor en mm
K = Constante que para conductores cableados toma los valores siguientes:

Tabla 9

Sección nominal (mm^2)	K
95	0,55
150	0,55
240	0,53

Sustituyendo con los datos de la Tabla 2, y considerando la instalación de los cables en triángulo contacto, se obtiene los siguientes valores aproximados de la reactancia lineal:

Tabla 9

Sección nominal (mm^2)	Reactancia lineal (Ω/km)
95	0,126
150	0,118
240	0,109
240 (S)	0,109
240 (AS)	0,118

1.2.3 CAPACIDAD

La capacidad para cables con un solo conductor depende de:

a) Las dimensiones del mismo (longitud, diámetro de los conductores, incluyendo las eventuales capas semiconductoras, diámetro debajo de la pantalla).

b) La permitividad o constante dieléctrica ε del aislamiento.

Para el caso de los cables de campo radial, la capacidad será:

$$C = \frac{0.0241 \cdot \varepsilon}{\log \frac{D}{d}} \mu F/km$$

Siendo:

D = Diámetro del aislante.

d = Diámetro del conductor incluyendo la capa semi-conductora.

ε = 2,5 (XLPE)

La intensidad de carga es la corriente capacitiva que circula debido a la capacidad entre el conductor y la pantalla. La corriente de carga en servicio trifásico simétrico para la tensión más elevada de la red es:

$$I_c = 2\ \pi\ f\ C\ \frac{U_m}{\sqrt{3}} . 10^{-3}\ A/km$$

en donde:

C = Capacidad (μF/km)

Um= Tensión más elevada de la red

Con los datos de la Tabla 2, se obtienen los siguientes valores aproximados de capacidad:

Tabla 11

Sección (mm^2)	Capacidad (μF/km)	Ic (A/km)	
		Um=17,5 kV	Um=24 kV
95	0,217	0,689	0,946
150	0,254	0,805	1,105
240	0,309	0,980	1,346
240 (S)	0,306	0,972	1,335
240 (AS)	0,306	0,972	1,335

1.2.4 INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE

Para el tipo de instalación seleccionado se justificará y calculará según la norma UNE 21144 la intensidad máxima permanente del conductor, con el fin de no superar la temperatura máxima asignada.

Las temperaturas máximas admisibles de los conductores, en servicio permanente y en cortocircuito, son las que figuran en la siguiente tabla:

Sección mm²	Intensidad máxima admisible (A)		
	Al aire	Enterrada	Entubada
50	180	145	135
150	360	275	255
240	495	365	345
400	660	470	450

Las condiciones del tipo de instalaciones y la disposición de los conductores, influyen en las intensidades máximas admisibles.

Condiciones tipo de instalación entubada: A los efectos de determinar la intensidad máxima admisible, se considerará una instalación tipo con cables de aislamiento seco hasta 12/20kV formada por un terno de cables unipolares directamente enterrados en toda su longitud a 1 metro de profundidad (medido a la parte superior del cable). Las intensidades máximas admisibles, son las que aparecen en la siguiente tabla:

Sección del conductor (mm^2)	$I_{máx}$ (A)	
	Terreno de resistividad térmica	
	1 K·m/W	1,5 K·m/W
95	242	205
150	307	260
240	407	345
400	470	450

Cables enterrados en zanja en el interior de tubos: No deberá instalarse más de un cable tripolar por tubo. La relación de diámetros entre tubo y cable o conjunto de tres unipolares no será inferior a 1,5. Es conveniente matizar que:

- **Tubos de gran longitud**. En el caso de una línea con un terno de cables unipolares por el mismo tubo se utilizarán los valores de intensidades indicados en la tabla siguiente, calculadas para una resistividad térmica del tubo de 3,5 K.m/W y para un diámetro interior del tubo superior a 1,5 veces del diámetro equivalente de la terna de cables unipolares.

1.2.5 INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO ADMISIBLES EN LOS CONDUCTORES.

Las intensidades máximas de cortocircuito admisibles en los conductores se calcularán de acuerdo con la Norma UNE 21192, siendo válido el cálculo aproximado de las intensidades de corriente indicado a continuación.

Estas densidades se calculan de acuerdo con las temperaturas especificadas, considerando como temperatura inicial la de servicio permanente y como temperatura final la de cortocircuito de duración inferior a 5 segundos. En el cálculo se ha considerado que todo el calor desprendido durante el proceso es absorbido por los conductores, ya que su masa es muy grande en comparación con la superficie de disipación de calor y la duración del proceso es relativamente corta (proceso adiabático). En estas condiciones se tiene:

$$Icc^2 \cdot t = K^2 \cdot S^2 \cdot \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)$$

En donde:

Icc = corriente de cortocircuito, en amperios
S = sección del conductor, en mm2
K = coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de las temperaturas al inicio y final del cortocircuito.
t = duración del cortocircuito, en segundos

Si se desea conocer la densidad de corriente de cortocircuito para un valor de t distinto de los tabulados, se aplica la fórmula anterior. K coincide con el valor de densidad de corriente tabulado para t = 1s, para los distintos tipos de aislamiento.

Si, por otro lado, interesa conocer la densidad de corriente de cortocircuito correspondiente a una temperatura inicial θi diferente a la máxima asignada al conductor para servicio permanente θs, basta multiplicar el correspondiente valor de la tabla por el factor de corrección:

$$\sqrt{\frac{Ln\left(\frac{\theta cc + \beta}{\theta i + \beta}\right)}{Ln\left(\frac{\theta cc + \beta}{\theta s + \beta}\right)}}$$

Dónde β< =235 para el cobre y β< =228 para el aluminio.

En la siguiente tabla, se indican las intensidades máximas de cortocircuito admisibles (kA) en los cables seleccionados, para diferentes tiempos de duración del cortocircuito.

Sección mm²	Duración en segundos								
	0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
50	14,05	9,95	8,10	6,30	4,45	3,63	3,15	2,81	2,57
150	42,15	29,85	24,30	18,90	13,35	10,90	9,44	8,44	7,71
240	67,44	47,76	38,88	30,24	21,36	17,44	15,10	13,51	12,33
400	112,40	79,60	64,80	50,40	35,60	29,07	25,17	22,52	20,55

1.2.6 INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITOS ADMISIBLES EN LAS PANTALLAS

Las intensidades de cortocircuito máximas admisibles en las pantallas de los cables de aislamiento seco varían de forma notable con el diseño del cable. Esta variación depende del tipo de cubierta, del diámetro de los hilos de pantalla, de la colocación de estos hilos, etc.

El cálculo será realizado siguiendo la norma UNE 211003 y aplicando el método indicado en la Norma UNE 21192. Los valores obtenidos no dependerán del tipo de aislamiento, ya que en el cálculo intervienen sólo las capas exteriores de la pantalla. La Norma UNE 211435 no será de aplicación para estos cálculos. El dimensionamiento mínimo de la pantalla será tal que permita el paso de una intensidad mínima de 1000A durante 1 segundo.

En la tabla siguiente se indican las intensidades máximas de cortocircuito admisibles (kA) por la pantalla de los cables seleccionados, para diferentes tiempos de duración del cortocircuito

Sección mm^2	Duración en segundos								
	0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
16	6,09	4,38	3,58	2,87	2,12	1,72	1,59	1,41	1,32
25	8,46	6,85	4,95	4,49	3,32	2,77	2,49	2,12	2,01

2 CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS LÍNEA DE EVACUACIÓN (LE)

2.1 FÓRMULAS GENERALES

FORMULA INTENSIDAD Y CAIDA DE TENSION:

I = S x 1000 / 1,732 x U = Amperios (A)

e = 1.732 x I[(L x Cosφ / k x s x n) + (Xu x L x Senφ / 1000 x n)] = voltios (V)

En donde:

I = Intensidad en Amperios.

e = Caída de tensión en Voltios.

S = Potencia de cálculo en kVA.

U = Tensión de servicio en voltios.

s = Sección del conductor en mm².

L = Longitud de cálculo en metros.

K = Conductividad.

Cos φ = Coseno de fi. Factor de potencia.

Xu = Reactancia por unidad de longitud en mΩ/m.

n = Nº de conductores por fase.

FÓRMULA CONDUCTIVIDAD ELÉCTRICA

$$K = 1/\rho$$

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

$$T = T_0 + [(T_{max}-T_0)\ (I/I_{max})^2]$$

Siendo,

K = Conductividad del conductor a la temperatura T.

ρ = Resistividad del conductor a la temperatura T.

ρ_{20} = Resistividad del conductor a 20ºC. (Conductores bimetálicos, ρ_{20} = Stotal/Σ(s/ρ), siendo ρ y s la resistividad y sección de los distintos metales que componen el conductor)

Cu = 0.017241 ohmiosxmm²/m

Al = 0.028264 ohmiosxmm²/m

AlMgSi = 0.03250 ohmiosxmm²/m

Ac (Acero) = 0.192 ohmiosxmm²/m

Ac-Al (Acero recubierto Al) = 0.0848 ohmiosxmm²/m

α = Coeficiente de temperatura:

Cu = 0.003929

Al y demás conductores = 0.004032

T = Temperatura del conductor (ºC).

T_0 = Temperatura ambiente (ºC):

Cables enterrados = 25ºC

Cables al aire = 40ºC

T_{max} = Temperatura máxima admisible del conductor (ºC):

XLPE, EPR = 90ºC

HEPR = 90ºC (105ºC, Uo/U<=18/30 kv)

PVC = 70ºC

Conductores Recubiertos = 90ºC

Conductores Desnudos = 85ºC

I = Intensidad prevista por el conductor (A).

I_{max} = Intensidad máxima admisible del conductor (A).

FÓRMULAS CORTOCIRCUITO

*** IpccM = Scc x 1000 / 1.732 x U**

Siendo:

IpccM: Intensidad permanente de c.c. máxima de la red en Amperios.

Scc: Potencia de c.c. en MVA.

U: Tensión nominal en kV.

*** Icccs = Kc x S / (tcc)½**

Siendo:

Icccs: Intensidad de c.c. en Amperios soportada por un conductor de sección "S", en un tiempo determinado "tcc".

S: Sección de un conductor en mm².

tcc: Tiempo máximo de duración del c.c., en segundos.

Kc: Cte del conductor que depende de la naturaleza y del aislamiento.

2.2 RESULTADOS PARA LA LINEA DE EVACUACIÓN (LE)

Las características generales de la red son:

- Tensión(V): 15.000
- C.d.t. máx.(%): 1
- Cos φ : 0,8
- Coef. Simultaneidad: 1

Constante cortocircuito Kc:

- PVC, Sección <= 300 mm². KcCu = 115, KcAl = 76
- PVC, Sección > 300 mm². KcCu = 102, KcAl = 68
- XLPE. KcCu = 143, KcAl = 94
- EPR. KcCu = 143, KcAl = 94
- HEPR, Uo/U > 18/30. KcCu = 143, KcAl = 94
- HEPR, Uo/U <= 18/30. KcCu = 135, KcAl = 89
- Desnudos. KcCu = 164, KcAl = 107, KcAl-Ac = 135

INTENSIDAD Y CAIDA DE TENSION POR TRAMOS:

Linea	Nudo Orig.	Nudo Dest.	Long. (m)	Metal/ Xu (mΩ/m)	Canal.	Designación	Polar.	I. Cálculo (A)	Sección (mm2)	I. Admisi. (A)/Fci
LE	**CTPMC**	**CS**	**2.362**	**Al/0,15**	**En.B.Tu**	**RHZ1 12/20 H16**	**Unip.**	**153,96**	**3x240**	**320/1**

Nudo	C.d.t. (V)	Tensión Nudo (V)	C.d.t. (%)	Carga Nudo
CTPMC	**120,826**	**14.879,174**	**0,806***	**153,96 A(4.000 KVA)**
CS	**0**	**15.000**	**0**	**153,96 A(4.000 kVA)**

NOTA:
- * Nudo de mayor c.d.t.

PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA EN KW.

Linea	Nudo Orig.	Nudo Dest.	Pérdida Potencia Activa Rama.3RI²(kW)	Pérdida Potencia Activa Total Itinerario.3RI²(kW)
LE	**CTPMC**	**CS**	**21,379**	**21,379**

CAIDA DE TENSION TOTAL:

CPMC-CT = 0,81 %

CORTOCIRCUITO.

Según la configuración de la red, se obtienen los siguientes resultados del cálculo a cortocircuito:

- Scc = 325 MVA.
- U = 15 kV.
- tcc = 0,5 s.
- IpccM = 12.499,63 A.

Linea	Nudo Orig.	Nudo Dest.	Sección (mm2)	Icccs (A)
LE	**CTPMC**	**CS**	**3x240**	**31.904,66**

CORTOCIRCUITO EN PANTALLAS:

Datos generales:

Ipcc en la pantalla = 1.000 A.

Tiempo de duración c.c. en la pantalla = 1 s.

Resultados:

Sección pantalla = 16 mm².

Icc admisible en pantalla = 3.130 A.



EL INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL

Antonio Moreno Sánchez

Colegiado 1.327 COGITI CREAL

Preparado para:

MAGALE INVESTMENTS, S.L.

ANEXO VI. ESTUDIO DE CAMPOS MAGNÉTICOS

PROYECTO DE EJECUCIÓN
PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED
PF LAS ARROYADAS

MORALEJA DE ENMEDIO
(MADRID)

JULIO 2023

PROMOTOR: MAGALE INVESTMENTS, S.L.

Av. de Bruselas, 31, 28108 Alcobendas, Madrid

Preparado para:

MAGALE INVESTMENTS, S.L.

Versión	Nombre	Fecha	Realizado	Revisado	Aprobado
00	**Emisión inicial**	**07/07/2023**	**D.C.C.**	**R.C.C.**	**A.M.S.**

ÍNDICE

1 ESTUDIO CAMPOS MAGNÉTICOS 4

1.1 CAMPOS MAGNÉTICOS 4
1.2 CÁLCULOS 5
1.2.1 TRAMO LÍNEA 15 KV QUE LLEGAN A LAS CELDAS (ENTRADA Y SALIDA) 7
1.2.2 TRAMO LÍNEAS BAJA TENSIÓN ENTRE TRAFO Y CUADRO DE SALIDAS DE BAJA TENSIÓN 7
1.3 INFORME TÉCNICO DEL FABRICANTE 8

1 ESTUDIO CAMPOS MAGNÉTICOS

Según la ITC-RAT 14 en su apdo 4.7 en el diseño de las instalaciones de alta tensión se adoptarán las medidas adecuadas para minimizar, en el exterior de las instalaciones de alta tensión, los campos electromagnéticos creados por la circulación de corriente a 50 Hz en los diferentes elementos de las instalaciones, especialmente cuando dichas instalaciones de Alta Tensión se encuentren ubicadas en el interior de edificios de otros usos. La comprobación de que no se supera el valor establecido en el Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre.

El Real Decreto, establece los límites en:

- Inferior a 100 µT para el público en general
- Inferior a 500 µT para los trabajadores (Exposición Labora

1.1 CAMPOS MAGNÉTICOS

Los conductores y equipos de los centros de seccionamiento cumplen con lo dispuesto en el apartado 4.7 de la ITC-RAT 14 del Real Decreto 337/2014, de 09 de Mayo, habiéndose realizado las correspondientes comprobaciones que constan en el informe del LMM: “Informe de Medida Nº 3292.Medida de campo magnético en las inmediaciones de un centro de un centro de seccionamiento según MT 2.11.20”.

En este aspecto, se considera que los Centros de Seccionamiento Independientes en envolventes prefabricadas de maniobra interior, como es el caso, cumplen con los requisitos al tratarse de casos particulares mucho más favorables de las instalaciones especificadas en los proyectos tipo correspondiente (MT 2.11.01 y MT 2.11.03).

1.2 CÁLCULOS

En el caso de los centros de seccionamiento como el del proyecto los puntos de generación de los campos magnéticos se encuentran en las líneas (celdas de llegada y salida) ya que a partir de este punto los cables se hallan juntos o muy próximos y como veremos los campos magnéticos se van anulando.

El campo magnético que se crea es el creado por 3 corrientes eléctricas trifásicas desfasadas 120º entre ellas que recorren los conductores entendemos rectilíneos y paralelos.

Para obtener una solución detallada comenzaremos por analizar el problema general del campo magnético creado por dos corrientes eléctricas que recorren sendos conductores rectilíneos y paralelos

En este caso, se calculará las partes de la instalación del Centro de Seccionamiento que consideramos más desfavorables, que serían los tramos de líneas de 15 kV que discurren con una disposición en forma paralela y con una separación entre ellas de 0,2 metros entre las fases de 15 kV en el tramo que conecta con las celdas.

A lo largo del resto de la instalación los circuitos discurren por canalización subterránea con una configuración de cables al tresbolillo y en contacto, lo que reduce considerablemente el campo magnético generado por estos mismos conductores separados entre sí las distancias antes mencionadas.

El valor del campo magnético generado por un circuito trifásico de longitud infinita se reduce considerablemente si se tiene en cuenta la longitud real del circuito, por lo que tendremos en cuenta la longitud del tramo que nos afecta a la hora de calcular el campo magnético generado en el punto elegido.

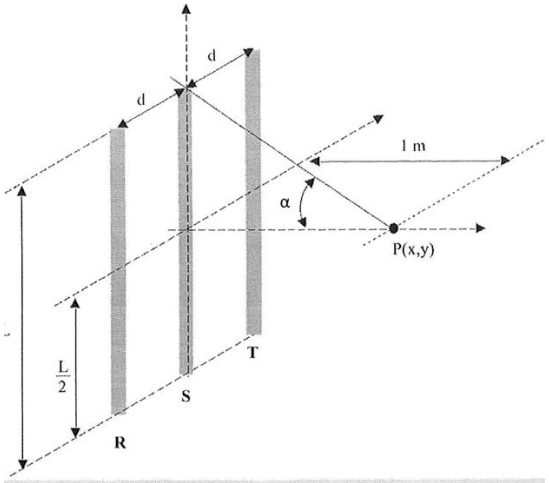


Figura 7. Campo magnético creado por conductores de longitud finita

$$\boldsymbol{\beta(longitud\ infinita)} \approx \frac{\boldsymbol{\mu_0}}{\boldsymbol{2 \cdot \pi}} \cdot \frac{\boldsymbol{I \cdot \sqrt{3} \cdot d}}{\boldsymbol{1 + d^2}}\ (\boldsymbol{T})$$

$$\boldsymbol{\beta(longitud\ L)} \approx \boldsymbol{\beta(longitud\ infinita)} \cdot \boldsymbol{sen\alpha}\ (\boldsymbol{T})$$

Donde:

Frecuencia = 50 Hz

$\mu_0 = 4\ \pi\ 10^{-7}$

I = Intensidad máxima que discurre por circuito

d = Distancia entre conductores

L = Longitud real del circuito

1.2.1 TRAMO LÍNEA 15 KV que llegan a las CELDAS (ENTRADA Y SALIDA)

d = 0,2 m

I = S trafo/(V3 x V) = 4000000 VA/(V3 x 15000V) = 153,96 A

1.1.1.1- Para longitud infinita

B= (μ0/2π) x (I·V3·d)/(1+d^2) = 1,25663706143592E-07 (153,9600717839 x V3 x 0,2)/(1+0,2^2) = 10,1227 x 10^{-5} Teslas.

B (long. Infinita) = 10,1227 μTeslas

1.1.1.2- Para longitud finita

B (long. finita) = B (long. Infinita) x senα L (lonf. finita) = 3 m

senα (3m) = (L/2)/ V((L/2)^2 + 1^2) = 1,5/1,80277563773199 =0,832050294337844

B (long. 3m) = 10,1226711806045 x 0,832050294337844 =8,422571535307 **< 100 μTeslas**

1.2.2 TRAMO LÍNEAS BAJA TENSIÓN ENTRE TRAFO Y CUADRO DE SALIDAS DE BAJA TENSIÓN

d = 0,2 m

I = S trafo/(V3 x V) = 4000000 VA/(V3 x 800V) = 2886,75 A

1.1.1.1- Para longitud infinita

B= (μ0/2π) x (I·V3·d)/(1+d^2) = 1,25663706143592E-07 (2886,75134594813 x V3 x 0,2)/(1+0,2^2) = 18,9800 x 10^{-5} Teslas.

B (long. Infinita) = 189,8001 μTeslas

1.1.1.2- Para longitud finita

B (long. finita) = B (long. Infinita) x senα L (lonf. finita) = 1,2 m

senα (3m) = (L/2)/ V((L/2)^2 + 1^2) = 0,1/1,00498756211209 =0,514495755427527

B (long. 1,2m) = 189,800084636334 x 0,514495755427527 =97,65133792517 **< 100 μTeslas**

1.3 INFORME TÉCNICO DEL FABRICANTE

Como aportación complementaria al cálculo justificativo se incluye a continuación un informe técnico del fabricante del centro de transformación y sus componentes.

ORMAZABAL

CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS EN LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN
INFORME TÉCNICO

Objeto

El objeto de este informe es presentar los niveles de emisión de campos electromagnéticos en los Centros de Transformación.

Descripción

Los Centros de Transformación prefabricados se rigen por los requisitos establecidos en el "Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y Centros de Transformación" (RCE, Ministerio de Industria y Energía, Real Decreto 3275/1982) y sus modificaciones y actualizaciones en vigor. El objetivo del Reglamento es el de proteger las personas y la integridad y funcionalidad de los bienes que pueden resultar afectados por las mismas instalaciones, así como garantizar la continuidad de suministro eléctrico.

En la actualidad el Reglamento no contiene especificaciones relativas a las emisiones de campos electromagnéticos y tampoco existen disposiciones a este respecto en la normativa de obligado cumplimiento asociada al Reglamento.

Sin embargo, y dada la gran repercusión social que está adquiriendo la materia de las emisiones de campos electromagnéticos y sus efectos sobre la salud, ORMAZABAL vigila de forma continua los avances que se producen en este campo del conocimiento para poseer una adecuada visión del estado del arte.

El elemento legislativo más relevante a día de hoy es la Recomendación 1999/519/CE[1] del Consejo de la Unión Europea de 12 de julio de 1999 relativa a la exposición del público en general a campos electromagnéticos de 0 Hz a 300 GHz. Esta Recomendación se basa en gran medida en la guía elaborada en 1998 por ICNIRP (Comisión Internacional para la

[1] Diario Oficial de las Comunidades Europeas L 199 de 30 de julio de 1999, pp 59-70

Ormazabal Centros de Transformación
Departamento Técnico

1

IP-0163

Protección contra la Radiación No Ionizante), un organismo científico vinculado a la Organización Mundial de la Salud.

Esta recomendación tiene como objetivo proteger la salud de los ciudadanos y se aplica en especial a las zonas pertinentes en las que los ciudadanos pasan un lapso de tiempo significativo. Los niveles fijados en dicha recomendación están encaminados a proporcionar un elevado nivel de protección de la salud contra la exposición a los campos electromagnéticos, tanto en lo que se refiere a los efectos agudos o a corto plazo como a los efectos a largo plazo. Cabe apuntar que la Recomendación 1999/519/CE acepta en una nota incluida en el apartado B del Anexo I que no se considera comprobado que el cáncer sea uno de los efectos de la exposición a largo plazo a los campos electromagnéticos.

Por ser una recomendación no es de obligado cumplimiento pero es probable que los valores adoptados en esta recomendación acaben siendo aceptados para su aplicación en España.

Se han llevado a cabo medidas del campo eléctrico y magnético en un Centro de Transformación ORMAZABAL operativo con el fin de obtener unos valores representativos de las emisiones y compararlas con los niveles de referencia establecidos en la Cuadro 2, Anexo III (Niveles de Referencia) de la Recomendación 1999/519/CE.

El procedimiento de medida utilizado fue conforme con la especificación prenormativa IEC 17C/344/NP. Se localizó el punto más desfavorable (o punto caliente) alrededor de la envolvente de hormigón del Centro de Transformación a través de los puntos de muestreo efectuando medidas de la intensidad de campo eléctrico (E) y de la inducción magnética (B) en banda ancha (desde 5 Hz a 32 kHz) expresados como porcentaje de los niveles de referencia. Una vez localizado el punto caliente se efectuaron en este punto mediciones de los valores de intensidad de campo eléctrico (E) e inducción magnética (B) expresados en sus unidades características (V/m y μT), tanto en banda ancha como con filtro selectivo a 50 Hz.

Los valores de porcentaje con respecto a los Niveles de Referencia para las mediciones de banda ancha se han obtenido conforme al Anexo IV de la Recomendación 1999/519/CE sobre exposición a fuentes con múltiples frecuencias.

Los valores obtenidos fueron los siguientes:

Campo	Niveles de Referencia (NR) para 50 Hz (Recomendación 1999/519/CE)	Resultados para 50 Hz	Resultados en banda ancha (5Hz – 32 kHz)	
			Magnitud	% NR
E (eléctrico)	5000 *V/m*	1,57 *V/m*	< 4,5 *V/m*	11 %
B (magnético)	100 μT	38 μT	49 μT	63 %

Los valores obtenidos en las mediciones para la frecuencia de 50 Hz son netamente inferiores a los Niveles de Referencia correspondientes a esa frecuencia, tanto para el campo eléctrico como el magnético. Las mediciones efectuadas en banda ancha (5 Hz y 32 kHz) una vez aplicadas las ponderaciones del Anexo IV de la Recomendación 1999/519/CE, arrojan también valores inferiores a los recomendado, siendo el campo magnético el que presenta niveles relativos más elevados alcanzando un valor equivalente al 63% del Nivel de Referencia.

Por una parte, consideramos que los criterios establecidos en la etapa de diseño y el control de procesos durante la fabricación aseguran la repetitividad de las propiedades establecidas en los Centros de Transformación prefabricados de ORMAZABAL. Por otra parte, hay que advertir que los resultados obtenidos corresponden a medidas realizadas a 20 cm de distancia de los paramentos exteriores de la envolvente del Centro de Transformación y que la reducción de los campos electromagnéticos es muy rápida a medida que nos alejamos de la fuente. Por último, hay que considerar que la Recomendación del Consejo 1999/519/CE representa el estado actual del conocimiento en relación con los efectos de los campos electromagnéticos sobre la salud.

Por todo esto, establecemos que las emisiones electromagnéticas de los Centros de Transformación de ORMAZABAL están por debajo de los valores exigidos en las guías comentadas.

IP-016.3

Ormazabal Centros de Transformación
Departamento Técnico

3



EL INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL
Antonio Moreno Sanchez
Colegiado 1.327 COGITI C.REA

Preparado para:

MAGALE INVESTMENTS, S.L.

ANEXO VII.
SISTEMA DE VIGILANCIA

PROYECTO DE EJECUCIÓN
PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED
PF LAS ARROYADAS

MORALEJA DE ENMEDIO
(MADRID)

JULIO 2023

PROMOTOR: MAGALE INVESTMENTS, S.L.
Av. de Bruselas, 31, 28108 Alcobendas, MADRID

Preparado para:

MAGALE INVESTMENTS, S.L.

Versión	Nombre	Fecha	Realizado	Revisado	Aprobado
00	**Emisión inicial**	**07/07/2023**	**D.C.C.**	**R.C.C.**	**A.M.S.**

ÍNDICE

1 INTRODUCCIÓN 4

1.1 OBJETO 4
1.2 ANTECEDENTES 4

2 CRITERIOS DE DISPOSICIÓN DE MEDIDAS DE SEGURIDAD 5

2.1 SUBSISTEMA DE INTRUSIÓN 5
2.1.1 INTRUSIÓN DEL COMPLEJO 5
2.1.2 CCS 6
2.2 SUBSISTEMA DE CIRCUITO CERRADO DE TELEVISIÓN (CCTV) 7
2.2.1 FUNCIONES DEL SISTEMA DE CCTV 7
2.2.2 MEDIDAS DE PROTECCIÓN 9
2.2.3 ZONAS CONSIDERADAS A PROTEGER 9
2.3 RED DE SEGURIDAD DEL COMPLEJO 9
2.3.1 SUMINISTRO DE FIBRA ÓPTICA 12
2.3.2 CONEXIONADO DE ARMARIOS Y ELEMENTOS DE SEGURIDAD DE LA RED 12
2.4 SUBSISTEMA DE CENTRALIZACIÓN 12
2.4.1 ACTUACIONES A REALIZAR EN LAS DISTINTAS UBICACIONES DEL COMPLEJO 13
2.4.2 TRANSMISIÓN DE IMÁGENES 14
2.4.3 ALMACENAMIENTO DE IMÁGENES 15
2.4.4 VISUALIZACIÓN DE IMÁGENES 16

3 DOCUMENTACIÓN, PRUEBAS Y FORMACIÓN 17

3.1 DOCUMENTACIÓN 17
3.2 PRUEBAS Y PUESTA EN MARCHA 18
3.2.1 PRUEBAS SOBRE EL CABLE DE FO TENDIDO 18
3.2.2 RESULTADO DE LAS PRUEBAS REALIZADAS 21
3.3 FORMACIÓN 22

4 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS 23

4.1 SUBSISTEMA DE DETECCIÓN DE INTRUSIÓN 23
4.1.1 DETECTORES VOLUMÉTRICOS 23
4.1.2 CONTACTOS MAGNÉTICOS 23
4.2 SUBSISTEMA DE CIRCUITO CERRADO DE TELEVISIÓN (CCTV) 24
4.2.1 CÁMARAS DE TV IP FIJAS DE EXTERIOR MEGAPIXEL 24
4.3 RED DE SEGURIDAD DEL COMPLEJO 25
4.3.1 FIBRA ÓPTICA 25

1 INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETO

El objeto de este documento es el de establecer las especificaciones técnicas para la definición del suministro, instalación y mantenimiento del "SISTEMA DE SEGURIDAD PERIMETRAL Y RED DE DATOS DE SEGURIDAD la planta fotovoltaica.

Este documento tiene como objeto, por una parte, la justificación y descripción del sistema de seguridad de la planta fotovoltaica, realizándose una descripción analítica de dicho sistema, así como de los subsistemas que lo componen, pasando posteriormente a enumerar los equipos de que estará conformado cada uno de ellos. Por otra parte, se describen las características técnicas de los equipos y dispositivos del Sistema de Seguridad y el modo en que habrán de ser instalados.

En los siguientes capítulos se partirá primeramente desarrollando los distintos subsistemas, así como las especificaciones de la red de fibra óptica necesaria para el Sistema de Seguridad a instalar en la PV objeto también del presente proyecto.

1.2 ANTECEDENTES

Las especificaciones descritas en los documentos anexos complementarios, son por tanto las que se deben cumplir en la instalación, pruebas y puesta en marcha objeto del presente expediente, así como la documentación de fin de obra a entregar y el servicio de mantenimiento.

2 CRITERIOS DE DISPOSICIÓN DE MEDIDAS DE SEGURIDAD

En la planta existirá un Centro de Control de Seguridad (CCS) desde el que se atenderán las operaciones de monitorización, parametrización, grabación y emisión de las señales y video. El CCS será, por tanto, el centro neurálgico de todo el Sistema de Seguridad:

- Desde él se monitorizarán y gestionarán los subsistemas de Seguridad.
- Desde el CCS se establecerán todas las comunicaciones al exterior.
- En su interior se alojarán los principales elementos de centralización de señales e integración de subsistemas de seguridad, así como maniobras de iluminación sorpresiva.

Se asume, por tanto, la existencia de dicho Centro de Control donde se realizará la centralización de los subsistemas de Seguridad definidos en este documento.

Para la correcta comprensión del Sistema de Seguridad a instalar, se describen a continuación los distintos subsistemas que lo conforman. Cada uno de ellos desempeña una función concreta y está compuesto por un grupo de dispositivos específicos.

Los subsistemas que conforman el Sistema de Seguridad del presente proyecto son los siguientes:

- Subsistema de Detección de Intrusión.
- Subsistema de Circuito Cerrado de Televisión (CCTV).
- Subsistema de Control de Accesos.
- Red de Seguridad del PV.
- Subsistema de Centralización.

Se presentan a continuación cada uno de estos subsistemas de forma detallada.

2.1 SUBSISTEMA DE INTRUSIÓN

2.1.1 INTRUSIÓN DEL COMPLEJO

Como elementos pertenecientes al Sistema de Intrusión, se instalarán “támper anti sabotaje” en cada uno de los armarios de exteriores que irán sujetos a los báculos distribuidos por todo el perímetro,

donde irán concentrados los "switches PoE" de la red de Seguridad. En su defecto quedaran dichos armarios cubiertos por las señales de análisis de video de las cámaras solapadas. Para integrar las señales de intrusión de estos dispositivos en el Puesto de Control existente en el CCS, las señales de los támper se conectarán a un módulo expansor de 8 zonas de entradas / salidas, el cual deberá ser conectado a su vez al switch industrial que se ubique en dicho armario. De este modo, estas señales podrán ser enviadas al CCS.

Estos dispositivos darán señal de alarma ante cualquier intento de sabotaje en cada armario. Se deberá realizar la configuración necesaria en el sistema para que, ante un salto de alarma, se interprete y posicione en pantalla la cámara próxima asociada, con el fin de poder visualizar la zona afectada, así como la imagen del domo asociado a la zona.
Las señales de video que se recogerán en propio CCS, también discriminarán las señales de alarma e intrusión en el perímetro mediante la identificación de las mismas zonas.

2.1.2 CCS

En el CCS, se instalarán las medidas de Detección de Intrusión descritas a continuación, las cuales se conectarán a una central de intrusión que se dispondrá en la propia Caseta de Vigilancia. Esta caseta dispondrá de un teclado local para su control.

Mediante este sistema, se garantizará conocer en tiempo real en el CCS, cualquier intento de intrusión no autorizado al CSS. Para ello, se deberán integrar las señales procedentes de esta nueva central de intrusión en el Puesto de Control existente en el CCS, donde se recogerán las alarmas producidas y su correspondiente gestión.

La Detección de Intrusión será en el interior de la Caseta de Vigilancia. Se utilizarán detectores volumétricos en el interior de las salas y contactos magnéticos para laspuertas de acceso a dicha caseta.

Las siguientes medidas estarán inhabilitadas durante el horario laboral, cambiando su estado a activo durante el horario nocturno (horario en el que no exista personal en la Caseta de Vigilancia): en su defecto se establecerá con el cliente el protocolo de actuación a seguir.

- Medidas de detección de movimiento (detectores volumétricos).
- Contactos magnéticos en los accesos exteriores a la Caseta de Vigilancia.

Como se ha comentado anteriormente, en los planos que se adjuntarán (AS-BUILT) se indicará la localización de estos elementos, así como los elementos de centralización que serán requeridos por los mismos.

2.2 SUBSISTEMA DE CIRCUITO CERRADO DE TELEVISIÓN (CCTV)

2.2.1 FUNCIONES DEL SISTEMA DE CCTV

Los sistemas de CCTV, pese a que pueden operar de manera aislada, suelen cubrir algunas de las funciones de las requeridas para los Sistemas de Seguridad. De esta manera, el CCTV deberá actuar como subsistema, integrado en mayor o menor medida con otros subsistemas que refuercen y complementen sus funciones, para obtener el nivel de Seguridad requerido en la instalación.

El Sistema de CCTV permitirá satisfacer varias funciones, gracias a componentes específicos y especializados que serán comentados en detalle en los siguientes puntos.

- Supervisión remota de instalaciones, por parte del personal de Seguridad. Esta supervisión puede entenderse a su vez como un conjunto de funciones implícitas que se enumeran a continuación:

Supervisión a voluntad o programada, en vivo, de manera activa por parte del personal de Seguridad o gestión del PV. Esta función se realizará sobre imágenes captadas en zonas consideradas críticas, mediante la revisión desde monitores de las imágenes de dichas zonas. El personal de Seguridad atenderá, cuando así lo considere, las imágenes mostradas en los monitores, las cuales podrá modificar a voluntad (cambiando el número/configuración de imágenes o el de las cámaras que las originan).

- Revisión Forense. Cuando la incidencia se descubre en directo, posteriormente, se podrán revisar las imágenes almacenadas en los dispositivos de grabación. Esta revisión se lleva a cabo a voluntad de los operadores del PV y del sistema y del operador de CRA según el protocolo establecido con el cliente.

- Disuasión. La mera presencia de cámaras de televisión será en sí una potencial fuente disuasoria que “protege” la instalación de ciertas amenazas.

- Evidencias policiales y laborales. La evidencia de cualquier robo o acción delictiva que haya sido captada por una cámara y cuya imagen haya sido grabada, podrá emplearse en juicios o como factor convincente en acciones legales.

En definitiva, el Sistema de CCTV propuesto para el presente proyecto deberá permitir:

- Visualizar escenas de una manera remota.
- Visualizar escenas desde uno o más puestos de visualización.
- Almacenar las imágenes de las cámaras para su posterior visionado.
- Visualizar imágenes en tiempo real o a partir de grabaciones o registros.
- Identificar a integrantes de una escena y comprobar incidentes.

Debido a las características propias del emplazamiento, así como a su futuro uso y a las necesidades del Cliente, se instalará un Sistema de Circuito Cerrado de Televisión para cubrir las funciones mencionadas anteriormente, centralizándose dicho Sistema en el Centro de Control de Seguridad del parque, existiendo un puesto de control en este CCS.

La siguiente tabla indica a modo de resumen, las funciones principales asignadas a estas medidas de CCTV, así como la dotación tipo que permite llevar a cabo dichas funciones:

FUNCIONES DEL CCTV		
FUNCIÓN	USO DEL EQUIPO	DOTACIÓN TÍPICA
Visualización	Visualizar en tiempo real las imágenes captadas porlas cámaras.	Monitores de CCTV con cuadrantes.
Gestión/Forense	Gestionar el sistema de CCTV y visualizar tanto en tiempo real como a través de grabaciones, las imágenes captadas por las Cámaras.	PC de Gestión y visualización de CCTV y CRA.
Disuasión	Disuadir a los potenciales agentes de acciones inadecuadas de que materialicen sus intenciones.	Carteles disuasorios y propia presencia de las cámaras.
Grabación	Almacenamiento de las imágenes captadas por las cámaras del sistema, para su posterior visionado.	Grabadores de CCTV (Servidores).

2.2.2 MEDIDAS DE PROTECCIÓN

Las medidas a disponer se han diseñado teniendo en consideración los criterios y las necesidades manifestadas, así como la situación de la instalación, dando prioridad a las zonas críticas de estudio (acceso principal y vial principal) así como las previstas de ocupación inmediata (proximidades a la parcela de ubicación del PV y las parcelas colindantes que abarque el sistema de CCTV).

Se dispondrá de cámaras fijas IP Mega píxel y cámaras térmicas IP, ubicadas alrededor de todo el parque. Irán colocadas en báculos alrededor del perímetro, de acuerdo a la ubicación definida en los planos anexos, a una altura mínima de 4,5 metros sobre las mismas. Se ha definido y estudiado la instalación de éstas cada 70 metros máximo de distancia entre ellas entre las cámaras día /noche y mayores distancias en las térmicas hasta 450ml, con objeto de tener una supervisión de análisis de video general de todas las zonas del perímetro del PV. Se ubicarán en el mismo sentido de orientación, de forma que una supervise a la siguiente, minimizando ángulo muerto que éstas producen e incluyendo la eliminación del ángulo muerto cubriéndola zona muerta entre cámaras contrapuestas.

2.2.3 ZONAS CONSIDERADAS A PROTEGER

Se presentan las zonas consideradas y las cámaras de CCTV que se prevén instalar.

Como documento anexo a la presente memoria, se incluye el plano de ubicación de equipos de CCTV, incluyendo tanto la disposición de cámaras.

Todas las conducciones se realizarán a través de las canalizaciones existentes dedicadas a la red de Seguridad. La alimentación del CCTV se llevará desde el CCS estabilizada por un UPS, a cada cámara instalada.

2.3 RED DE SEGURIDAD DEL COMPLEJO

Deberá realizarse el suministro, tendido y conexionado de la Red de datos de Seguridad, así como la realización de las pruebas específicas para la fibra óptica instalada. Igualmente, se configurará toda la red de Seguridad en base a los requerimientos del proyecto de instalación.

Tanto en el diseño de la arquitectura de la red como en la elección de los equipos que la componen, prima la criticidad del sistema de comunicaciones, así como la escalabilidad de la solución. Por lo tanto, el resultado es una red de comunicaciones fiable y robusta, que dispone de una gran capacidad de procesamiento de datos para la transmisión de la información de la red.

Se instalará en el CCS, un switch de nivel 3 (switches de rango extendido), que se encargarán de gestionar las comunicaciones en la red de Seguridad de todo el parque. Se considerará, por tanto, el suministro, instalación y configuración de los mismos.

Con las consideraciones anteriores a tener en cuenta, se pasa a describir la red de Seguridad del Complejo que deberá realizarse.

El troncal de la red estará definido por una serie de nodos implantados a lo largo de todo el perímetro, donde estarán ubicados los armarios donde irán conectadas las cámaras de seguridad. Estos nodos se distribuirán en el anillo de fibra óptica, los cuales convergerán en el CCS.



El anillo estará formado por manguera de fibra óptica de al menos 6 pares de fibras Monomodo, tal y como se describe en el capítulo de especificaciones de la instalación. El punto de cierre de estos lazos será el CCS, lugar en el que se conectarán los extremos de los diferentes del anillo a dos switches del mismo fabricante que los dispuestos en los armarios del perímetro, con el fin de disponer de una gran densidad de puertos de fibra y de aprovechar los protocolos específicos de rápida convergencia de red que implementan estos equipos. Estos switches (switches centrales para conexión con anillos), corresponden al primer nivel de switches instalados en el CCS. Cada extremo de cada anillo, se conectará a uno de estos switches, de forma que los lazos queden cerrados por ambos extremos.

La distribución en anillos (lazos) y la implantación de protocolos de routing adecuados, permitirá asegurar la conectividad con los distintos nodos de la red, aunque existan problemas puntuales en un enlace de fibra o en un nodo concreto. Los dispositivos de Seguridad (cámaras, módulo Ethernet de entradas / salidas de alarma y central de intrusión) estarán conectados al nodo más cercano, que será el encargado de encaminar la información recibida hacia el puesto de Control de Seguridad implantado.

Para ofrecer la conectividad a los dispositivos de Seguridad en los nodos distribuidos en el Perímetro, deberán implantarse switches industriales capaces de trabajar en entornos hostiles (polvo, humedad, altas temperaturas, etc.), y con soporte de rango de temperatura extendido (-40ºC hasta +80ºC).

Además, deberán soportar protocolos de convergencia de red, al menos de nivel 2, para asegurar la conectividad en caso de caída de algún enlace. Estos requisitos son imprescindibles a cumplir para el diseño del proyecto.

Dado que existen múltiples pares por manguera, sería posible realizar, para casa lazo tantas redes físicas independientes como pares de fibras hubiera disponibles por manguera. No obstante, se prevé inicialmente que sólo se conecten a estos switches centrales de interconexión de los anillos, dos pares de fibras de cada manguera, permitiendo crear dos redes físicas independientes por cada lazo, quedando el resto de pares como elementos de reserva. En cada lazo, una de estas redes físicas estaría activa y habría equipos conectados a ella, quedando la otra pendiente de futuras ampliaciones del sistema de Seguridad.

En el siguiente esquema se indica cómo deberán conectarse a los switches de interconexión de los anillos los pares correspondientes a estos lazos. Cabe destacar que se prevé el conexionado de todas las fibras de las mangueras, pese a que sólo se utilizarán dos de las fibras de cada una de ellas, quedando el resto como reserva, pero listos para ser conectados con latiguillos cuando fuera necesario.

A través de las canalizaciones y arquetas existentes, será posible:

- El tendido de manguera de fibra óptica para cada una de las zonas definidas, así como su conexión con el Switch principal de la red de Seguridad.
- Disposición de cocas de fibra óptica, para unir, en un futuro, los lazos con los switches de conexión, en arquetas existentes.
- Instalación y conexión de los armarios con los lazos de fibra, realizándose en su interior el conexionado de fibra y la conexión con los switches a disponer en cada armario.
- El tendido de cableado de alimentación y UTP hasta las cámaras a instalar, desde cada armario de campo específico.

Se asume la existencia de alimentación estable en cada punto donde se vaya a instalar un armario de campo.

Cabe destacar que las tareas de canalización e instalación de arquetas destinadas al Sistema de Seguridad que se han llevado a cabo, son ajenas a este proyecto, y se considerarán ya existentes.

2.3.1 SUMINISTRO DE FIBRA ÓPTICA

Se incluye el suministro, tendido, conexionado y realización de pruebas de la fibra óptica.

2.3.2 CONEXIONADO DE ARMARIOS Y ELEMENTOS DE SEGURIDAD DE LA RED

Se dispondrán armarios de campo distribuidos a lo largo del perímetro, instalados de acuerdo a las especificaciones de las prescripciones Técnicas, y ubicados según los planos anexos. Cada uno de estos armarios se conectará a la red de seguridad del parque mediante la electrónica de red especificada, y de ellos partirán las alimentaciones a cada cámara. Estos switches serán de uso exclusivo para el Sistema de Seguridad Perimetral a instalar, y se requerirá su instalación en el interior de cada armario y su configuración y conexionado, lo que permitirá la puesta en marcha de cada uno en el anillo activo.

Al switch industrial ubicado en cada armario se conectarán las correspondientes cámaras de la instalación y los módulos Ethernet de entradas / salidas para los támper de armario y módulos IP de maniobras de iluminación sorpresiva en el caso que el cliente requiera de la misma.

Al Switch del armario CCS, ubicado en la Caseta de Vigilancia, se conectarán otros elementos de Seguridad ubicados en dicha instalación y sus aledaños, básicamente ordenadores de visualización de CCTV y la central de alarmas. Todos los Switches distribuidos en campo se conectarán al Switch de interconexión del anillo del CCS, a través del tendido de fibra dedicado.

2.4 SUBSISTEMA DE CENTRALIZACIÓN

El subsistema de Centralización se encargará de transmitir y procesar las señales de los distintos subsistemas, actuando automáticamente según su programación y presentando la información resultante a los operadores cuando esto sea necesario, de manera que estos puedan reaccionar ante las distintas incidencias que puedan presentarse.

El núcleo de este subsistema se ubicará en el CCS, donde se alojarán la mayor parte de los equipos que realizarán la labor de centralización de los subsistemas de Seguridad. La dotación de este subsistema está compuesta actualmente por equipos de captación de señales y por elementos que actúan como interfaces de los distintos subsistemas.

Para ello, existen tres puestos en el CCS dedicados a las siguientes funciones:

- Puesto de Gestión de Control de Accesos.
- Puesto de Monitorización de CCTV.
- Puesto de Supervisión del Sistema de Seguridad.

2.4.1 ACTUACIONES A REALIZAR EN LAS DISTINTAS UBICACIONES DEL COMPLEJO

Se deberán realizar las siguientes actuaciones.

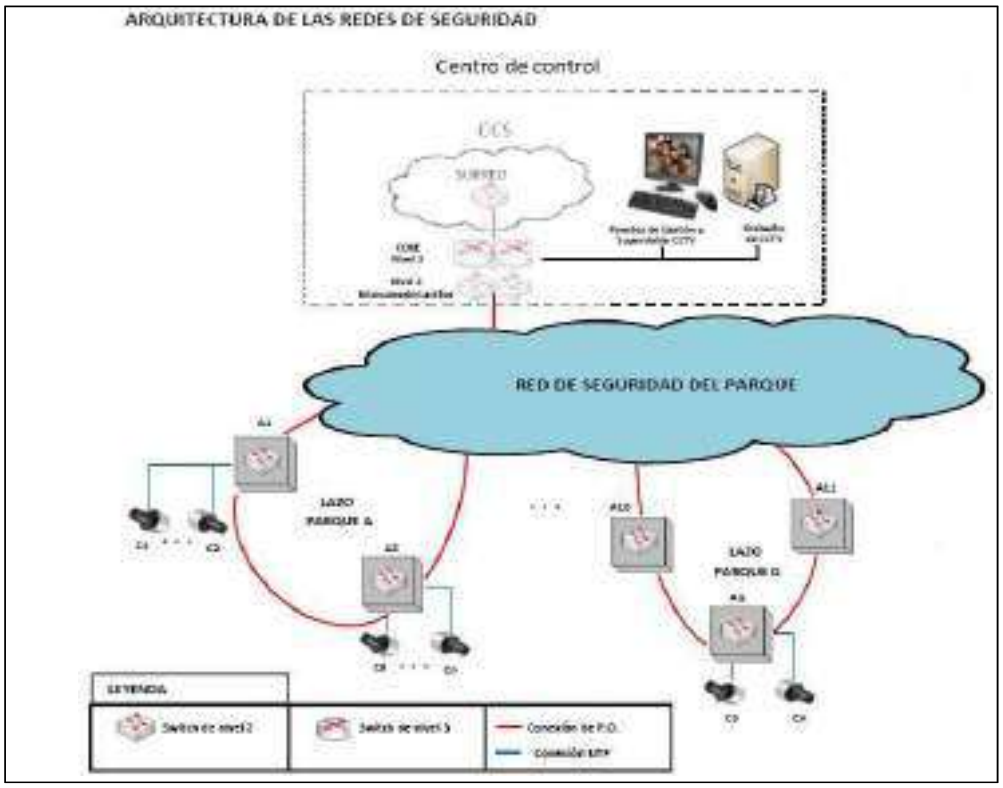
- **En el CCS:** Adicionalmente al equipamiento existente en el CCS indicado anteriormente, se deberán realizar las siguientes actuaciones.
    - Servidor de CCTV, conectado a la red de Seguridad Perimetral y El Puesto de Monitorización de CCTV, formado por un Servidor y dos monitores de 26”, pudiéndose configurar y parametrizar la parte del sistema de CCTV.
    - En el Puesto de Supervisión del Sistema de Seguridad existente, deberá realizarse la actualización para integrar las señales de Detección de Intrusión del centro de control, así como las asociadas a cada armario de campo, de forma que ante una alarma en cualquiera de los puntos, se posicione la cámara correspondiente asociada al análisis de video o se posicionen los domos con los presets establecidos.

- En cada nodo de comunicación de la red de Seguridad:

    - Las cámaras IP del Sistema de CCTV ya sean de espectro visible y térmicas se conectarán directamente al switch que deberá instalarse en la distribución de armarios de Campo, con lo que no requerirán ningún elemento intermedio de conversión.

Se utilizará un Sistema de Alimentación Ininterrumpida (UPS), el cual no forma parte del alcance del presente proyecto, al que se conectarán los siguientes equipos objeto del presente expediente:

- Switches principales de la red de Seguridad.
- Servidores RW digitales de video, ubicados en el CCS.
- Puesto de Monitorización de CCTV del CCS.



2.4.2 TRANSMISIÓN DE IMÁGENES

Es necesario que los diversos componentes del sistema de CCTV se comuniquen entre sí, transmitiendo las imágenes entre ellos del siguiente modo:

- Cámaras IP con Grabadores: Las cámaras IP deberán crear un flujo constante de transmisión de las imágenes, con la mayor calidad (resolución, imágenes por segundo y nivel de compresión) que se defina para la función que haya de desempeñar la cámara.

- Cámaras IP con Puestos o Monitores de Visualización y/o Gestión: Cuando un puesto o monitor solicite una imagen a una cámara IP, ésta transmitirá la misma con una calidad (resolución, imágenes por segundo y nivel de compresión) adecuada a las necesidades de visualización.
- Servidores con Puestos o Monitores de Visualización y/o Gestión: Cuando un puesto o monitor solicite una imagen a un grabador, éste la enviará con la misma calidad con la que haya sido almacenada, aunque habitualmente se transmitirá con la misma calidad que la empleada para almacenar la imagen.

2.4.3 ALMACENAMIENTO DE IMÁGENES

Las imágenes transmitidas hasta el servidor en red de CCTV se almacenan sin sufrir compresiones adicionales, en el formato en que fueron transmitidas.

La grabación de las imágenes de las cámaras vendrá determinada por darse una de las siguientes situaciones:

- De manera automática, ante la generación de una incidencia considerada en el sistema como de importancia suficiente para ser grabada.
- De manera manual, cuando el operador que visualice las cámaras ordene al sistema hacerlo a través de un puesto de visualización o de gestión del sistema.
- De manera automática, en caso de que se haya programado el grabador para que almacene imágenes durante un periodo de tiempo determinado y de forma continua.

Como criterio general, se suelen almacenar imágenes de todas las cámaras de un sistema con una tasa de imágenes y una resolución determinada, y que ésta cambie a voluntad de un operador o ante una incidencia. Para este proyecto, se configurará de forma que el equipo de grabación instalado almacene localmente las imágenes de todas las cámaras conectadas a él. El operador podrá programar situaciones para que se almacenen imágenes durante un período determinado a una tasa mayor, en función de la operativa del Complejo.

2.4.4 VISUALIZACIÓN DE IMÁGENES

Los puestos de visualización permitirán a los operadores de CRA y Centro de control, visualizar las imágenes captadas por las cámaras, tanto en directo como provenientes de grabaciones.

En este sentido, el sistema de visualización es capaz de realizar las siguientes tareas:

- Disponer de pre-configuraciones para la presentación en pantalla de varias cámaras.
- Posibilidad de asociar ciertas pre-configuraciones y selecciones de cámara con el horario, situación de la instalación u operador de CRA o puesto de control que maneja el sistema.
- Capacidad de solicitar las imágenes a mostrar con la resolución adecuada al número de cámaras a visualizar y al ancho de banda disponible.
- Capacidad de trazabilidad de las actuaciones de los operadores sobre el sistema.

3 DOCUMENTACIÓN, PRUEBAS Y FORMACIÓN

3.1 DOCUMENTACIÓN

A la entrega de la instalación, y formando parte específica de la misma, se entregará la documentación:

- Manuales operativos de todos los elementos y programas suministrados, en español o inglés en su defecto. Se incluirá una copia para los asistentes a los cursos de formación.
- Manuales técnicos de todos los elementos y programas suministrados, en español o inglés en su defecto.
- Planos y esquemas, “as built”, con indicación de cableados y de los marcajes de los mismos.
- Plan de Pruebas y puesta en marcha propuestas.
- Documentación fotográfica de las arquetas: se entregarán fotografías en formato digital de todas y cada una de las arquetas por las que pasa el tendido del cable.

Para cada una de las arquetas por las que pasa el cable se deberán tomar las siguientes fotografías:

- Fotografía donde se muestre la cara de la arqueta por donde entra el cable.
- Fotografía donde se muestre la cara de la arqueta por donde sale el cable.
- Fotografía del interior de la arqueta para mostrar su ocupación.
- Fotografía panorámica de la arqueta.
- Fotografía del cable, mostrando el marcado de cubierta y la etiqueta que posee.

En las dos primeras fotografías deberá marcarse el conducto en el que se ha instalado el cable, permitiendo su identificación sin ningún tipo de dudas. Para ello se podrá marcar el tubo en la propia fotografía o adjuntar un esquema donde se muestren todos los tubos e identificar el conducto en cuestión.

- Resultados de las pruebas realizadas, tanto del Sistema de Seguridad al completo como de la red de Seguridad del Complejo.
- Certificados, visados y libro-registro de mantenimiento.

3.2 PRUEBAS Y PUESTA EN MARCHA

Para la entrega de la instalación se realizarán las pruebas de funcionamiento especificadas en el Plan de Pruebas y Puesta en Marcha.

Se describe a continuación las pruebas a realizar específicas para la Fibra Óptica.

3.2.1 PRUEBAS SOBRE EL CABLE DE FO TENDIDO

Antes de la entrega de la obra, se llevarán a cabo pruebas de calidad del tendido realizado en todos los tramos y fibras afectados.

Las mediciones se realizarán en el 100% de las secciones afectadas por el tendido. Al final de las mismas, serán entregadas, en papel y en formato digital, tal y como se especifica en el apartado relativo a documentación a entregar asociada a la instalación.

Las pruebas que se deberán realizar para la validación y aceptación de los trabajos de instalación del cable de fibra óptica, serán de diversos tipos:

- Visuales.
- Mediciones de atenuación:
- De potencia óptica.
- Reflectométricas.

Medidas de potencia óptica

Las medidas de atenuación se realizarán en un solo sentido. Para las fibras monomodo estándar (ITU-T G.652).

Se medirá la diferencia de niveles a la entrada y a la salida de la fibra bajo prueba, para lo cual se utilizará una fuente y un medidor de potencia óptica.

Para realizar las medidas de potencia óptica deberá ser tenido en cuenta lo siguiente:

- El emisor deberá ser de gran estabilidad y el receptor deberá presentar respuesta lineal.

- Las variaciones sufridas en el acoplo del emisor a la fibra óptica deberán ser mínimas ante variaciones del nivel de potencia, longitud de onda y temperatura.
- Se deberá tener especial cuidado en no ensuciar ninguno de los componentes con los que se realice la medida.

Metodología de trabajo

Los equipos de medida utilizados deberán ser los adecuados a los tramos de fibra a medir. Inicialmente, se medirá la potencia óptica a la salida de la fuente de luz, utilizando los latiguillos y transiciones de acoplo a la fibra que se utilizarán en la medida.

A continuación, sin soltar las conexiones de los latiguillos a los equipos de medida, se realizarán las mediciones del tramo de fibra requerido, obteniendo un valor PI (dBm).

El valor de la atenuación total en el tramo se calculará mediante la expresión:

A (dB) = P0 - PI

Para verificar que no se ha producido ningún error en la medida, al final del proceso se volverá a medir la potencia de la fuente óptica P0 (dBm), comprobando que el resultado no varía en más de 0,3 dB del obtenido al principio.

Valores de aceptación

El valor de atenuación obtenido deberá ser menor al calculado mediante la siguiente fórmula:

$A=L*\alpha T + Ne*\alpha E + Nc*\alpha C$

A: Atenuación máxima de la sección (dB).
L: Longitud de la fibra (Km).
αT: Atenuación máxima por Kilómetro de la fibra (dB/Km.
Ne: Numero de empalmes en el tramo medido.
αE: Atenuación media máxima por empalme permitida (0,10 dB). Número de conectores.
Nc: Número de conectores.
αC: Atenuación máxima por conjunto conector pigtail permitida (0,60 dB).

- Medidas de Reflectometría

Estas medidas permitirán evaluar la continuidad de la fibra, detectar defectos y medir empalmes. Serán medidas de retroesparcimiento realizadas con reflectómetros ópticos (OTDR), trabajando en diferentes longitudes de onda en función del tipo de fibra:

- Fibra monomodo estándar (ITU-T G. 652): las medidas se realizarán a 1.310 nm y 1.550 nm.
- Las medidas reflectométricas deberán realizarse obligatoriamente en ambos sentidos, obteniéndose las atenuaciones correspondientes como la semisuma algebraica de los valores medidos en los dos sentidos de la transmisión.
- Entre el OTDR y la fibra bajo prueba se deberá instalar una bobina de lanzamiento de una longitud no inferior a 800 metros. Los OTDR utilizados deberán ser los adecuados a los tramos de fibra a medir.
- La anchura del pulso empleado en cada tramo deberá el menor posible para aumentar la resolución en distancia, pero debiendo garantizarse al mismo tiempo una relación señal a ruido (SNR) adecuada en el extremo opuesto de la fibra bajo prueba. Se valorará que se utilicen diferentes longitudes del pulso (pulsos cortos para caracterizar las zonas más cercanas a la fibra y pulsos de mayor longitud para las más alejadas).
- Deberá realizarse un promediado de un número suficiente de pulsos de modo que la traza obtenida sea de buena calidad.
- En la documentación proporcionada por el adjudicatario deberá indicarse la anchura del pulso utilizada en cada medición, así como el índice de refracción de la fibra considerado.

Medición de la atenuación del tramo

Normalmente no será posible la realización de la medida de la atenuación en el total del tramo medido.

Se deberá dar el valor de la atenuación kilométrica entre los puntos más alejados que presenten un comportamiento lineal dentro del tramo.

Si se dieran varias pendientes a lo largo de cada tramo medido se deberá dejar constancia de este hecho, lo mismo que si se diese la aparición de algún punto singular. Se analizarán las posibles causas de estos puntos singulares.

Comprobaciones visuales

Además de las medidas de atenuación indicadas anteriormente, deberán realizarse las siguientes comprobaciones visuales:

- Verificación de que hay cable instalado.
- Verificación de que el cable se ha tendido por el conducto designado para ello.
- Verificación del correcto etiquetado del cable.
- Verificación de que el radio de curvatura del cable es superior al especificado en todas las arquetas del recorrido.

3.2.2 RESULTADO DE LAS PRUEBAS REALIZADAS

Se entregará, en formato papel y electrónico, los resultados de las pruebas realizadas tras el tendido del cable de fibra óptica.

- Tramo en el que se ha realizado la prueba.
- Tipo de cable al que se ha realizado la prueba.
- Fecha de ensayo.
- Tipo de medida realizada (potencia óptica o reflectométrica).
- Marca, modelo y número de serie del equipamiento utilizado para la prueba.
- Anchura del pulso e índice de refracción empleados en la medida (únicamente para mediciones reflectométricas).
- Resultados obtenidos. En el caso de medidas reflectométricas se deberá recoger el gráfico de la traza medida, así como una tabla con los eventos detectados.

3.3 FORMACIÓN

A la entrega de la instalación, y formando parte de la misma, se realizará un curso de operación para el personal de Vigilancia y Mantenimiento que la propiedad designe (Tas Seguridad) para la correcta gestión y uso del Sistema.

El objetivo de este curso permitirá al operador realizar las siguientes acciones:

- Manejo interactivo de la aplicación según el nivel de permisos del operador (desde usuario hasta administrador).
- Interpretación y manejo de los ficheros generados.
- Ejecución (conexión/desconexión de alarmas, posicionamiento de cámaras, altas de usuarios…) de las aplicaciones del sistema.

El curso constará de distintos contenidos, siendo los principales:

- Presentación.
- Accesos y funcionamiento del sistema.
- Arquitectura general y funcionamiento de cada subsistema.
- Manejo de la aplicación.

4 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS

Los dispositivos y equipos a disponer deberán tener unas características mínimas que a continuación se describen. Adicionalmente, se indican unos requisitos de instalación de estos elementos, que habrán de respetarse para asegurar el correcto funcionamiento de los equipos previstos.

Los equipos que se describen reciben la misma denominación en este capítuloque la que se emplea en los planos y en las mediciones utilizadas en este documento.

4.1 SUBSISTEMA DE DETECCIÓN DE INTRUSIÓN

4.1.1 DETECTORES VOLUMÉTRICOS

- Serán detectores volumétricos de doble tecnología (infrarrojos pasivos y microondas activos).
- Serán de Grado 2 o superior, según EN50131-2-4.
- Serán de Clase medioambiental II o superior, según EN5013.1
- Tendrán un grado de cobertura adecuado a la zona a supervisar. El alcance teórico del sensor deberá superar en un 20% el máximo alcance requerido para la zona a controlar.
- Dispondrá de supervisión de ángulo 0º.
- Dispondrá de señal de apertura de carcasa (según norma).
- Dispondrá de señal de enmascaramiento de sensor.
- El alcance del microondas podrá ser ajustable.
- Microondas operando en banda X o banda K.

4.1.2 CONTACTOS MAGNÉTICOS

Los contactos magnéticos disponen de las siguientes características:

- Serán contactos magnéticos de empotrar (siempre que sea posible) o de superficie (en el resto).
- Serán contactos magnéticos de Grado 2 o superior, según EN50131-2-6.

- Serán de Clase medioambiental III o superior, según EN50131.
- Dispondrán de Inmunidad magnética (según norma).
- Dispondrán de señal de apertura del sensor (según norma).
- Incluirán de serie las resistencias de fin de línea.
- Para los casos de puertas que permitan contactos magnéticos de empotrar:
    - Aceptará separaciones hasta 14 mm.
    - Serán equipos de características similares a los ELMDENE ELM-EN3-QFC-GN,o similar.
- Para los casos de puertas que no permitan contactos magnéticos de empotrar:
    - Aceptará separaciones hasta 18 mm.

4.2 SUBSISTEMA DE CIRCUITO CERRADO DE TELEVISIÓN (CCTV)

4.2.1 CÁMARAS DE TV IP FIJAS DE EXTERIOR MEGAPIXEL

Las cámaras de TV fijas a disponer a lo largo de los viales del perímetro deberán de tener las siguientes características:

- Serán cámaras fijas mínimo IP 1´2MP, de tipo día/noche (color/blanco y negro). Filtro de infrarrojos extraíble automáticamente.
- Sensor de imagen CMOS RGB de barrido progresivo de 1/3”
- Dispondrán de óptica varifocal 5-50mm: visión de 61º-29º, F1.8.
- Excelente calidad de imagen con 2,2MP o HDTV 1080p.
- Compresión H.264 (MPEG-4 PARTE 10/AVC), Motion JPEG.
- Transmisión de vídeo: Múltiples secuencias que pueden configurarse individualmente en H.264 y en Motion JPEG. Velocidad de imagen y ancho de banda controlables VBR/CBR H.264.
- Aceptarán alimentación a través de Ethernet (PoE) o mediante cable de alimentación dedicado de 12 Vdc o 24 Vac, bien sea porque dispongan de una fuente de alimentación junto a la cámara/dentro de la carcasa o porque acepten este tipo de alimentación directamente.

4.3 RED DE SEGURIDAD DEL COMPLEJO

4.3.1 FIBRA ÓPTICA

La longitud de las mangueras de fibra óptica se hará de acuerdo con el apartado de mediciones del presente Pliego. La selección e instalación de cableado de fibra óptica se hará de acuerdo con la norma EN 50173. Los componentes serán del tipo siguiente:

- Tipo

Manguera de 6 pares de fibras Monomodo de diámetro de 9/125 micrómetros, con funda de plástico con hilos de rigidez Kevlar. La fibra debe ser del tipo "10 Gigabit Ethernet singlemode fiber" siguiendo el estándar OS2 cuyas características técnicas son:

- Fibra monomodo de 9/125 nm.
- Ancho de banda hasta 33GHz a 1300/1550 nm
- Atenuación típica de 0,4dB/Km. a 1310/1550 nm.
- Velocidad de 10 Gbps en distancias de 10 kilómetros.
- Núcleo: 9 micras

Dadas las condiciones de instalación, el empaquetamiento de las fibras y la cubierta del cable deben ser tales que éste sea hidrófugo y resistente al ataque de roedores, debiendo estar armado con camisa de fibra de vidrio, así como de baja emisión de humo y libres de halógenos (LSZH).

- Instalación

La metodología de tendido (soplado, arrastre a motor, tendido manual, etc, con la obligación del cumplimiento de las pautas técnicas establecidas por el fabricante del cable para su instalación (esfuerzos de tracción, radios de curvatura mínimos, etc.).

En el tendido se utilizará uno de los tres tubos, disponible para la Red de Seguridad del Parque, quedando los otros dos reservados para futuras ampliaciones de servicios.

Cada fibra deberá ser etiquetada en ambos extremos. La manguera de 6 pares de fibra se etiquetará en los registros más próximos a las salas de cableado. Además, las cocas de las distintas mangueras de fibra óptica estarán también etiquetadas en cada arqueta.



EL INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL
Antonio Moreno Sánchez
Colegiado 1.327 COGITI CREAL

Preparado para:

MAGALE INVESTMENTS, S.L.

ANEXO VIII. MONITORIZACIÓN Y CONTROL

PROYECTO DE EJECUCIÓN
PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED
PF LAS ARROYADAS

MORALEJA DE ENMEDIO
(MADRID)

JULIO 2023

PROMOTOR: MAGALE INVESTMENTS, S.L.

Av. de Bruselas, 31, 28108 Alcobendas, MADRID

Versión	Nombre	Fecha	Realizado	Revisado	Aprobado
00	**Emisión inicial**	**07/07/2023**	**D.C.C.**	**R.C.C.**	**A.M.S.**

1 OBJETIVO 4

2 REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA SCADA/SQL 4

2.1 TOPOLOGÍA DEL SISTEMA SCADA 4
2.2 DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DEL SCADA 6
DESCRIPCIÓN DE LAS PANTALLAS DEL SCADA 7
DESCRIPCIÓN DE LOS INFORMES DEL SCADA 9
ALARMAS DEL SCADA/EVENTOS 10
VARIABLES DEL SCADA 10
USUARIOS 11
INTERFACE DE USUARIO 11
EXPORTACIÓN DE DATOS 11
2.3 SISTEMA SQL 11
2.4 SISTEMA OPC 12
2.5 SISTEMA DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA 13
2.6 SISTEMA DE PREVISIÓN DE ENERGÍA 13

3 REQUERIMIENTOS DE LOS EQUIPOS DEL SCADA 14

3.1 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS A MONITORIZAR 14
3.2 DESCRIPCIÓN DEL CUADRO DE MONITORIZACIÓN Y MEDIDA EN CT 22
3.1 SERVIDOR LOCAL EN PLANTA 23
3.2 PV PLANT WORKSTATION 23
3.3 BACKUP 24

4 CONDICIONES GENERALES 25

1 OBJETIVO

El objetivo del sistema SCADA es la implantación de un sistema de monitorización de los equipos instalados en la planta solar (contadores de exportación MT, relés de protección, inversores de potencia, analizadores de corriente continua, contadores de BT, equipos de control de temperatura en transformadores, cajas de conexión de strings, estaciones meteorológicas y ups) y el registro de los datos suministrados por dichos equipos, permitiendo centralizar en un sistema informático con servidor web incorporado, la gestión de esta información. El objeto de esta implantación es la detección de defectos en la instalación, medida de la producción energética, eficiencia y disponibilidad, generación de eventos y alarmas y el almacenamiento de todo ello en una base de datos.

2 REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA SCADA/SQL

Para integrar un sistema SCADA/SQL es necesario cumplir con unos requerimientos específicos. Se deberán instalar dos sistemas SCADA independientes. Se describirán ambos sistemas en los puntos siguientes.

2.1 TOPOLOGÍA DEL SISTEMA SCADA

Este sistema está compuesto por dos aplicaciones SCADA que consultan a los distintos dispositivos de campo de forma simultánea haciendo uso de la misma red de comunicaciones de la instalación.

Una de estas aplicaciones se ejecuta sobre un servidor dedicado exclusivamentea tal fin ubicado en el Centro de Datos de MAGALE INVESTMENTS, S.L. (en adelante SCADA REMOTO), el cual se conecta con los equipos de la planta haciendo uso de la conexión a internet disponible en la planta y del router VPN suministrado por MAGALE INVESTMENTS, S.L. (Nauta, CISCO-C819 o similar o Shopos).

La otra aplicación SCADA corre sobre un servidor local ubicado en la instalación (en adelante SCADA LOCAL). El servidor debe estar localizado en un armario tipo rack de 19" con UPS.

Para establecer la comunicación entre el SCADA REMOTO y los equipos presentes en la instalación, el router VPN establecerá una conexión cifrada, a través de la conexión a internet, con el servidor ubicado en el Centro de Datos de MAGALE INVESTMENTS, S.L. Esta conexión a internet deberá ser utilizada únicamente por el SCADA. Está prohibido usar esta conexión para cualquier otro equipo o sistema (ordenadores, workstations, tablets, Wi-Fi routers, routers, etc.)

Los requerimientos de la conexión a internet de la VPN de MAGALE INVESTMENTS, S.L. dependen del número de equipos, variables y demás parámetros a monitorizar. Estos requerimientos se establecerán por el equipo de mantenimiento de MAGALE INVESTMENTS, S.L. La compañía constructora deberá cumplir con estos requerimientos:

- Velocidad de subida de mínimo 4Mbps (recomendado 5Mbps o más)
- Velocidad de descarga mínima de 2Mbps.
- Sin límite de descarga.
- Conexión estable, sin interrupciones
- Se recomienda contratar una IP fija para uso exclusivo de la conexión a internet de MAGALE INVESTMENTS, S.L.

Asimismo, será necesario instalar una estación de trabajo de sobremesa, que utilizará el personal de mantenimiento en la planta para revisar y operar con el SCADA local. Se ubicará en el Centro de Control de la planta.

La siguiente imagen muestra la topología definida para llevar a cabo la operación de ambos sistemas simultáneamente.

El Centro de Control deberá estar interconectado con las estaciones de inversión- transformación mediante una red de fibra óptica con topología en anillo. La red de fibra óptica estará interconectada por switches gestionables Ethernet tanto en el Centro de Control como en todas las estaciones de inversión-transformación.

Todos los equipos de campo que deban ser monitorizados, deberán llevar protocolo de comunicaciones Modbus/TCP or Modbus/RTU.

Los equipos de campo que pertenezcan a un centro de inversión-transformación concreto deberán estar conectados al switch Ethernet de ese centro.

Los equipos ModbusTCP (Ethernet) deberán conectarse directamente a los switches ethernet de cada centro.

Los equipos Modbus/RTU (RS485) deberán estar también conectado a los switches ethernet de los centros a través de un conversor RS485/ModbusTCP. Dispositivo recomendado: TCP1RS+ o TCP2RS+ (marca Circutor).

Todos los equipos necesarios (contadores AC, conversores RS485/Modbus TCP, switches ethernet fibra óptica…) se deberán instalar en un armario localizado en cada centro de inversores-transformación denominado “armario de monitorización y medida”.

De este modo ambas aplicaciones SCADA comparten la infraestructura de comunicaciones en la instalación con los dispositivos de campo.

2.2 DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DEL SCADA

El sistema SCADA se desarrollará a través de la aplicación PowerStudio siendo necesaria licencia. Será necesario desarrollar una aplicación específica para cada SCADA. Como se ha mencionado anteriormente, habrá dos SCADAs diferentes (SCADA Remoto y SCADA local).

Los datos recogidos por las aplicaciones son mostrados en varias pantallas tipo sinóptico, así como también son almacenados en base de datos con un periodo de registro que se describirá en el apartado correspondiente de este documento. Las alarmas y los informes estarán también disponibles en el SCADA.

Descripción de las pantallas del SCADA

La presentación de los datos instantáneos más representativos se organizará en pantallas. Todos los equipos incluidos en cada pantalla deberán estar vinculados al correspondiente dispositivo. Las pantallas disponibles serán como mínimo las siguientes dependiendo de los equipos de campo integrados en el SCADA:

- 1 ud pantalla general de planta mostrando el layout.
- 1 ud pantalla general de planta mostrando todos los contadores AC.
- 1 ud pantalla general de planta mostrando todos los inversores.
- X ud pantallas de centro de inversor-transformador. X = número de centros en la planta.
- 1 ud pantalla mostrando las estaciones meteorológicas.
- 1 ud pantalla mostrando las estaciones meteorológicas y las celulas calibradas.
- 1 ud pantalla mostrando el sistema de control de potencia activa.
- 1 ud pantalla mostrando todos los datos de control de temperatura (incluyendo valores de temperatura de transformador e inversor).
- 1 ud pantalla mostrando los relés y contadores de media tensión.
- 1 ud pantalla mostrando la topología de MT
- 1 ud pantalla mostrando los parámetros del PPC y RTU.

Todas las pantallas mostrarán en la cabecera: fecha y hora del sistema, potencia exportada e irradiancia de la célula de referencia para el cálculo de PR (Performance Ratio). A continuación, se muestra una breve descripción de cada pantalla.

LAYOUT: Esta pantalla mostrará la distribución general de la planta. Localizará cada centro de inversión-transformación y el Centro de control, mostrando la potencia producida en cada CT y estará vinculada con su correspondiente pantalla de CT.

CONTADORES AC: Esta pantalla mostrará valores de tensión, corriente, potencia activa exportada y factor de potencia simultáneamente de cada contador. Para mostrar todos los valores del contador, cada uno tendrá un acceso directo. También se mostrará la potencia activa exportada para cada CT. Se describirá claramente si tanto la energía como la potencia son importadas o exportadas. También se mostrará la suma total de potencias activa y reactiva.

INVERSORES: Esta pantalla mostrará valores de tensión AC y DC, intensidad AC y DC y potencia activa exportada de los inversores, simultáneamente. Para mostrar todos los valores del inversor, cada uno tendrá un acceso directo. También se mostrará la potencia activa exportada para cada CT.

CENTRO DE INVERSION-TRANSFORMACIÓN: Esta pantalla mostrará los contadores AC, analizadores DC, inversores y cajas de string conectadas a cada centro. Los valores mostrados de los contadores AC y de los inversores son idénticos a los referenciados en pantallas anteriores. Cada analizador DC mostrará tensión, intensidad y potencia activa. Cada caja de string mostrará la corriente de cada string y la tensión y temperatura de la caja. Cada dispositivo tendrá un acceso directo para ver todas sus variables.

ESTACIÓN METEOROLOGICA: Esta pantalla mostrará cada canal de todas las estaciones meteorológicas en la planta. Todas las estaciones tendrán un acceso directo para visualizar todas las variables. Todas las células calibradas y piranómetros deberán estar etiquetados con la situación y el uso (por ejemplo, Piranómetro 1 -30º PR o Célula limpia seguidor P04H). Vínculos necesarios en esta pantalla (3) unir todas las irradiaciones de todos los sensores de todas las estaciones en la misma gráfica, unir todas las temperaturas en la misma gráfica y unir todos los datos de las células MET en la misma gráfica.

PARÁMETROS CELULA CALIBRADA: Esta pantalla mostrará los parámetros utilizados en la célula calibrada en esta planta. Permitirá modificar los parámetros para cada sensor de radiación.

SISTEMA DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA: Esta pantalla mostrará las variables necesarias para operar con el sistema de control de potencia activa.

MONITORIZACIÓN DE TEMPERATURA: Esta pantalla mostrará los valores de los dispositivos. Cada dispositivo tendrá un acceso directo para poder visualizar todas sus variables.

TOPOLOGIA MT CENTRO DE CONEXIONES: Esta pantalla mostrará el estado de cada relé e interruptor automático. Cada relé tendrá un acceso directo para visualizar todas sus variables.

TOPOLOGIA MT CENTROS DE INVERSION-TRANSFORMACIÓN: Esta pantalla mostrará el estado de cada relé e interruptor automático de cada CT y del centro de conexiones. Cada relé tendrá un acceso directo para visualizar todas sus variables.

SUBESTACIÓN: Esta pantalla mostrará el estado/parámetro de cada equipo de la subestación. La energía y la potencia se mostrarán claramente como exportada o importada.

PPC & RTU: Esta pantalla mostrará el estado/parámetro de cada señal del PPC & RTU (Estado, límites de regulación, remoto o local, etc.).

Descripción de los informes del SCADA

Con el fin de acceder al histórico de la base de datos, se tendrán al menos, los siguientes informes:

- 1 ud Informe de producción
- 1 ud Informe de PR (performance ratio)
- 1 ud Informe de disponibilidad (requiere la instalación de un servidor SQL dedicado)

El servidor dedicado, donde se genera el informe de disponibilidad, y sus especificaciones se seleccionarán dependiendo del número de dispositivos a monitorizar y sus variables. Se instalará en el Centro de Control de la planta fotovoltaica en un armario tipo rack de 19”.

Todos los informes mostrarán, en la cabecera, fecha y hora del sistema, fecha y hora del comienzo y final del periodo de tiempo seleccionado. A continuación, se realiza una breve descripción de cada informe.

INFORME DE PRODUCCIÓN: Este informe mostrará la producción de la energía generada de cada contador en el periodo de tiempo seleccionado. Se mostrarán también un sumatorio de los contadores AC, el valor del contador MT y un cálculo de pérdidas por transformación y transporte en la línea.

INFORME DE PR: Este informe mostrará el PR (Performance Ratio) de cada contador AC para un periodo de tiempo seleccionado, el informe de PR con el sumatorio de contadores AC en cada línea, el informe de PR referido al contador MT y un PR global de la planta referido a la suma de contadores MT.

INFORME DE DISPONIBILIDAD: Este informe mostrará el cálculo de disponibilidad de cada string, inversor y seguidor (si aplica). Este valor calculado se basa en el número de horas que el string, inversor y seguidor (si aplica) están trabajando en un determinado periodo de tiempo.

Alarmas del SCADA/Eventos

Los sucesos son procesos ejecutados de forma continua por el SCADA para verificar el cumplimiento de ciertas condiciones programadas, dando lugar a una notificación en el VISOR cada vez que dicha condición se cumpla durante un tiempo determinado quedando dicho suceso registrado en la base de datos. El sistema tendrá al menos las siguientes alarmas:

- Alarmas generadas por los dispositivos de campo.
- Alarmas calculadas (producción cero, string abierto, alto viento y posición de defensa, fallo de alimentación en estación meteorológica, fallos en sensores de estación meteo comparado con valores medios, Parada de planta, alta temperatura en inversores o transformadores, producción por debajo del valor medio para string e inversor, etc.).
- Alarmas por fallo de comunicación.

Variables del SCADA

Existirán algunas variables disponibles para uso interno. Con estas variables los usuarios pueden visualizar, por ejemplo, la suma de valores de potencia instantánea en los contadores de AC, sumatorio de energía… Las variables se definirán por MAGALE INVESTMENTS, S.L. y deberán estar disponibles en el menú de selección del dispositivo como el resto de señales.

Usuarios

El SCADA permite crear diferentes perfiles de usuario. Cada uso tiene una ID diferente y su propia contraseña. Los perfiles de usuario permiten dar o denegar acceso a uno o todos los recursos disponibles. Los recursos gestionables son:

- Dispositivos de campo
- Cálculo de variables
- Pantallas de SCADA
- Informes de SCADA
- Sucesos/Alarmas

Interface de usuario

Los usuarios pueden acceder al sistema a través de un navegador web estándar y su interface se basará en Java y HTML5.

Exportación de datos

Los datos de los informes de dispositivos y alarmas estarán disponibles para ser exportados a Excel.

2.3 SISTEMA SQL

Los sistemas de SCADA están unidos a un sistema de información SQL SERVER. Los datos grabados de los dispositivos de campo, que están almacenados en el SADA, se incorporan también al sistema SQL global de MAGALE INVESTMENTS, S.L.

Cuando se construye una nueva planta, es necesario añadir todos los dispositivos y definirlos en la base de datos SQL. Además, es necesario programar los equipos para la sincronización de los mismos, este proceso es esencial para la descarga correcta de los datos.

Los datos almacenados de la estación meteorológica se incorporan también al sistema SQL global de MAGALE INVESTMENTS, S.L., Esta base de datos se importa desde la base SQL de MeteStation4K (fabricante: Geonica).

Las tareas necesarias para incluir los datos guardados en la planta al sistema de información, serán:

- Registro y configuración de cada dispositivo en la base de datos del SQL SERVER.
- Registro y parametrización del proceso de sincronización de los nuevos dispositivos.
- Registro y ajustes de informes individuales utilizados en cada departamento.

Los suministros necesarios serán:

- Licencia SQL DataExport
- Instalación de licencia de la compañía MAGALE INVESTMENTS, S.L.
- Sincronización de los equipos con el SCADA
- Cálculo de la disponibilidad de la planta.

2.4 SISTEMA OPC

Para integrar el SCADA local en otro SCADA diferente, será necesario instalar un servidor dedicado en la planta fotovoltaica utilizando un software de OPC específico con su propia licencia.

2.5 SISTEMA DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA

Si la planta fotovoltaica tiene sistema de control de potencia activa, el SCADA será capaz de monitorizar este sistema. Para ello se necesitará ModbusTCP o Modbus/RTU.

2.6 SISTEMA DE PREVISIÓN DE ENERGÍA

El SCADA será capaz de enviar un correo con la previsión de energía producida (a petición de MAGALE INVESTMENTS, S.L.).

3 REQUERIMIENTOS DE LOS EQUIPOS DEL SCADA

Para desarrollar el sistema SCADA/SQL es necesario instalar varios dispositivos en la planta cuyos requerimientos se describen a continuación.

Todos los equipos conectados al SCADA se muestran en la pantalla de estado de dispositivos. Esta pantalla deberá mostrar la información relativa a cada equipo: nombre, descripción, dirección IP, puerto, estado y en caso de fallo de comunicación, la fecha de la última conexión con el SCADA.

3.1 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS A MONITORIZAR

Todos los equipos de campo a monitorizar deben disponer de protocolo de comunicación ModbusTCP o Modbus/RTU como se ha mencionado anteriormente.

Los equipos a monitorizar son:

- Inversor
- Contador AC
- Analizador DC
- Temperatura del equipo
- Cajas de string
- Estación meteorológica
- Células calibradas
- UPS
- Relé MT
- Interruptor MT
- Contador totalizador
- Contador SSAA
- Subestación
- Contador AT
- PPC&RTU
- Inversor

Descripción: Es el encargado de transformar la energía eléctrica en corriente continua producida por los generadores fotovoltaicos en energía eléctrica en corriente alterna con valores de voltaje y frecuencia adecuados para su consumo.

Protocolo de comunicaciones: ModbusTCP (Ethernet)

Periodo de tiempo de registro en la base de datos de MAGALE INVESTMENTS,S.L.: 2 minutos

Variables monitorizadas: Estos equipos deberán incluir al menos las siguientes variables:

Potencia activa AC, potencia reactiva, frecuencia, Potencia DC, Intensidad DC, Intensidad AC, Tensión AC, temperatura, alarmas…

- **Analizador DC de inversor**

Descripción: Es el encargado de medir la energía eléctrica en corriente continua producida por los generadores fotovoltaicos a la entrada del inversor.

Protocolo de comunicaciones: ModbusTCP (Ethernet) o Modbus/RTU (RS485). Periodo de tiempo de registro en la base de datos de MAGALE INVESTMENTS, S.L.: 2 minutos.

Variables monitorizadas: Estos equipos deberán incluir al menos las siguientes variables:

Intensidad DC, Tensión DC, Potencia DC, Energía DC…

Requisitos de instalación: Es necesario disponer de un punto específico para instalar el shunt. Este equipo debe medir toda la corriente DC a la entrada del inversor. Esa corriente DC fluirá a través del shunt. La precisión mínima del shunt deberá ser 0,15 m<.

- **Monitorización de Temperatura**

Descripción: Este dispositivo medirá, por un lado, la temperatura del relé de protección del transformador del Centro de Inversor-transformador y por otro, la temperatura en el interior del Centro (si aplica).

Protocolo de comunicaciones: ModbusTCP (Ethernet) o Modbus/RTU (RS485). Periodo de tiempo de registro en la base de datos de MAGALE INVESTMENTS, S.L.: 2 minutos.

Variables monitorizadas: Estos equipos deberán incluir al menos las siguientes variables:

Temperatura del transformador y habitáculo, alarmas de temperatura, valor de temperatura que active la ventilación…

- **Stringbox**

Descripción: Es la encargada de conectar en paralelo y proteger las distintas líneas de conexión en serie de varios generadores fotovoltaicos, así como de medir las intensidades de cada línea.

Protocolo de comunicaciones: ModbusTCP (Ethernet) o Modbus/RTU (RS485). Periodo de tiempo de registro en la base de datos de MAGALE INVESTMENTS, S.L.: 2 minutos.

Variables monitorizadas: Estos equipos deberán incluir al menos las siguientes variables:

Valores de intensidad y potencia de cada string, Tensión de la caja, Temperatura de la caja, Estado del seccionador, Estado del protector de sobretensiones…

El dispositivo de monitorización deberá ser alimentado por una línea auxiliar y nunca directamente del campo fotovoltaico.

- **Estación meteorológica**

Descripción: Es la encargada de medir y registrar los parámetros meteorológicos de los distintos sensores que tiene conectados.

Protocolo de comunicaciones: ModbusTCP (Ethernet), SCADA y Teletrans (Protocolo de Geónica). Deberá tener necesariamente 2 puertos Ethernet, y uno de ellos debe soportar al menos 4 conexiones simultáneas.

Periodo de tiempo de registro en la base de datos de MAGALE INVESTMENTS, S.L.: 2 minutos.

Variables monitorizadas: Estos equipos deberán incluir al menos las siguientes variables:

Temperatura ambiente, temperatura de panel, irradiancia, velocidad y dirección del viento, voltaje de la batería, 2 piranómetro, 2 células calibradas…

Instalación: la alimentación en alterna se realizará desde la UPS instalada en el centro de inversor-transformador más cercano.

- **Célula calibrada**

Descripción: Mide los parámetros meteorológicos de los sensores instalados. Protocolo de comunicaciones: ModbusTCP (Ethernet) o Modbus/RTU (RS485). Periodo de tiempo de registro en la base de datos de MAGALE INVESTMENTS, S.L.: 2 minutos.

Variables monitorizadas: Estos equipos deberán incluir al menos las siguientes variables:

Temperatura de superficie de panel, temperatura ambiente, irradiancia, velocidad del viento…

Instalación: la alimentación en DC se realizará desde el cuadro de medida y comunicación que tendrá alimentación por UPS.

- **UPS**

Descripción: Es el encargado de suministrar energía a aquellos equipos que necesitan mantenerse alimentados cuando se produce un corte en el suministro de la red.

Protocolo de comunicaciones: ModbusTCP (Ethernet) o Modbus/RTU (RS485). Periodo de tiempo de registro en la base de datos de MAGALE INVESTMENTS, S.L.: 2 minutos.

Variables monitorizadas: Estos equipos deberán incluir al menos las siguientes variables:

Potencia de salida, capacidad de la batería, tiempo de autonomía de la batería, estado…

- **Relé MT**

Descripción: Controla las protecciones en media tensión de los Centros de Inversor- Transformador.

Protocolo de comunicaciones: Modbus/RTU (RS485).

Periodo de tiempo de registro en la base de datos de MAGALE INVESTMENTS, S.L.: 2 minutos.

Variables monitorizadas: Estos equipos deberán incluir al menos las siguientes variables:

Estado del seccionador de puesta a tierra, estado del seccionador de línea, estado del interruptor automático, modo operación local/remoto, alarmas, orden de apertura/cierre del interruptor automático …

- **Interruptor MT**

Descripción: Este equipo opera la conexión de la línea MT en el Centro de Inversión- transformación o Subestación. Se utiliza para ABRIR/CERRAR el circuito de media tensión. Deberá estar motorizado para operar remotamente.

Protocolo de comunicaciones: Modbus/RTU (RS485).

Periodo de tiempo de registro en la base de datos de MAGALE INVESTMENTS, S.L.: 2 minutos.

Variables monitorizadas: Estos equipos deberán incluir al menos las siguientes variables:

Estado del Interruptor Automático, Modo de operación Local/Remoto, Órdenes de apertura/cierre del interruptor, alarmas…

- **Contador MT de línea de conexión**

Descripción: Mide la potencia eléctrica generada en AC por toda la planta fotovoltaica.

Protocolo de comunicaciones: ModbusTCP (Ethernet) o Modbus/RTU (RS485).

Periodo de tiempo de registro en la base de datos de MAGALE INVESTMENTS, S.L.: 15 minutos para la variable de energía, 2 minutos para el resto de variables.

Variables monitorizadas: Estos equipos deberán incluir al menos las siguientes variables:

Intensidad de línea AC, Tensión de línea AC, Potencia activa en la línea, Potencia activa, Potencia Reactiva, Potencia Aparente, Factor de potencia,

Energía activa importada, Energía activa exportada, Energía reactiva inductiva, Energía reactiva capacitiva…

- **Contador de SSAA**

Descripción: Mide la potencia eléctrica consumida por toda la planta fotovoltaica. Protocolo de comunicaciones: ModbusTCP (Ethernet) o Modbus/RTU (RS485).

Periodo de tiempo de registro en la base de datos de MAGALE INVESTMENTS, S.L.: 15 minutos para la variable de energía, 2 minutos para el resto de variables.

Variables monitorizadas: Estos equipos deberán incluir al menos las siguientes variables:

Intensidad de línea AC, Tensión de línea AC, Potencia activa en la línea, Potencia activa, Potencia Reactiva, Potencia Aparente, Factor de potencia, Energía activa, Energía reactiva inductiva, Energía reactiva capacitiva…

- **Subestación**

Descripción: Transforma la potencia generada en media tensión a alta tensión. Protocolo de comunicaciones: ModbusTCP (Ethernet) o Modbus/RTU (RS485).

Periodo de tiempo de registro en la base de datos de MAGALE INVESTMENTS, S.L.: 2 minutos.

Variables monitorizadas: Estos equipos deberán incluir al menos las siguientes variables:

Intensidad de línea AC, Tensión de línea AC, Potencia activa en la línea, Potencia activa, Potencia Reactiva, Potencia Aparente, Factor de potencia, Energía activa, Energía reactiva inductiva, Energía reactiva capacitiva, Alarmas…

- **Contador AT**

Descripción: Mide la potencia generada en toda la planta en alta tensión. Protocolo de comunicaciones: ModbusTCP (Ethernet) o Modbus/RTU (RS485). Periodo de tiempo de registro en la base de datos de MAGALE INVESTMENTS, S.L.: 2 minutos.

Variables monitorizadas: Estos equipos deberán incluir al menos las siguientes variables:

Intensidad de línea AC, Tensión de línea AC, Potencia activa en la línea, Potencia activa, Potencia Reactiva, Potencia Aparente, Factor de potencia, Energía activa, Energía reactiva inductiva, Energía reactiva capacitiva…

- **PPC & RTU**

Descripción: Recibe datos y consignas de la compañía eléctrica con el fin de cumplir con el correspondiente código eléctrico y responder ante las órdenes de la compañía muy rápido, a través de la respuesta del inversor.

Protocolo de comunicaciones: ModbusTCP (Ethernet) o Modbus/RTU (RS485). Periodo de tiempo de registro en la base de datos de MAGALE INVESTMENTS, S.L.: 2 minutos.

Variables monitorizadas: Estos equipos deberán incluir al menos las siguientes variables:

Intensidad de línea AC, Tensión de línea AC, Potencia activa en la línea, Potencia activa, Potencia Reactiva, Potencia Aparente, Factor de potencia, Energía activa importada, Energía activa exportada, Energía reactiva inductiva, Energía reactiva capacitiva, Orden local y remota, Eventos…

El equipo será capaz de responder al menos 20 veces por segundo, siendo programado de acuerdo al cumplimiento de las diferentes condiciones del Código Eléctrico local.

Equipo recomendado: Ion 8800 (fabricante: Schneider) + PPC (PLC industrial) + RTU (de acuerdo a la especificación del Código Eléctrico).

3.2 DESCRIPCIÓN DEL CUADRO DE MONITORIZACIÓN Y MEDIDA EN CT

Se instalará un cuadro de monitorización en cada CT. Estos cuadros contendrán los siguientes equipos:

- Un Switch gestionable Ethernet-fibra óptica. Formará parte del anillo principal gestionando la red y se interconectará con los switches no gestionables dentro del armario de comunicaciones de cada CT y del Centro de Control. También se conectarán a él otros equipos a monitorizar. Fabricantes recomendados: Lantech, Hirchmann y Moxa.
- 1 Switch Ethernet. A él se conectarán algunos equipos a monitorizar.
- Casettes de FO: el primero y el segundo tendrán la función de interconectar los diferentes CT, cada uno con el anterior y el siguiente para la conexión del anillo de fibra óptica.
- [4…7] Conversores TCP2RS+ o TCP1RS+RS485/Ethernet (fabricante recomendado: Circutor).
- 1 Contador Cirwatt B clase 0,5 (fabricante: Circutor) utilizado para medir los parámetros de corriente en AC para cada línea de inversor.
- 1 Regleter Weidmüller para medida del contador AC.
- 1 Fuente de alimentación 24V/2.5 para alimentación de los equipos en DC.
- 1 Termostato + kit de ventilación para regular la temperatura en el interior del cuadro.
- 1 Interruptor magnetotérmico 2 polos 6A, curva C.
- 1 Interruptor diferencial 25A 30mA.
- [10…15] Bases portafusibles para protección de equipos en el interior del cuadro.

La estación meteorológica se monitorizará a través de dos puertos de comunicaciones Ethernet ModbusTCP, y se conectará al switch instalado en el cuadro de monitorización más cercano.

El tendido de cable de comunicaciones deberá estar separado del cable de potencia. Es necesario evitar problemas de comunicaciones.

3.1 SERVIDOR LOCAL EN PLANTA

El servidor instalado en el centro de control se utilizará para la aplicación del SCADA local. El servidor debe contener, al menos:

- Procesador Intel Xeon e5-2603v3 6 Core, caché 15MB, 1.60 GHz.
- 16 GB RAM DDR3 1333MHz.
- 2 HDD SATA – 1 Terabyte
- Tower to Rack Conversion Kit.
- Windows server 2012 Standard ROK. English.
- Pantalla led 21”.
- License top value insight control.
- Hard disk 1 Terabyte SATA 7200rpm (repuesto)
- 8 GB RAM DDR3 1333MHz (repuesto)
- Sistema backup: HP RDX Removable disk backup system + 2x (1TB) disk cartridge.

3.2 PV PLANT WORKSTATION

La workstation que se instalará en el centro de control, será utilizará por el equipo de mantenimiento de la planta para visualizar y operar el SCADA. La workstation deberá disponer de, al menos:

- HP Probook – 15.6” – Core i5 5200U/4GB/500HDD o similar.
- Windows 7 professional 64 bits + windows office 2013 home and business (English)
- Acceso a las herramientas web desarrolladas por MAGALE INVESTMENTS, S.L. Estas herramientas (calendario) deberán ser utilizadas durante la operación y el mantenimiento (O&M).

3.3 BACKUP

Con el fin de asegurar la integridad de la base de datos del SCADA local, se instalará un sistema de copia de seguridad compuesto por un software de copias de seguridad y por un soporte físico de las mismas:

- HP copy System external docking station with USB 3.0
- 1 TB HP tape cartridge (x2)
- Fireproof security box.

4 CONDICIONES GENERALES

Será necesario cumplir con todos los requisitos para garantizar la operación del sistema SCADA/SQL. Estos requisitos se han descrito en puntos anteriores.

Los requerimientos generales serán:

- Una conexión a internet dedicada utilizada únicamente por el SCADA remoto y el sistema SQL en el Centro de control de MAGALE INVESTMENTS, S.L.. Sus características dependerán del número de variables y dispositivos a monitorizar. Se prohíbe el uso de esta conexión para cualquier otro propósito.
- Una conexión a internet dedicada utilizada por el SCADA local, workstation de mantenimiento.
- Un armario rack de 19” instalado en el centro de control de la planta, en un espacio separado y adecuadamente ventilado.
- Un servidor SCADA instalado en el centro de control de la planta. Este servidor deberá cumplir con los requerimientos descritos.
- Un servidor SQL instalado en el centro de control de la planta.
- Un SQL dataExport de Circutor instalado en el centro de control de la planta.
- Un servidor OPC instalado en el centro de control de la planta (si necesario).
- Una UPS que garantice la alimentación de los equipos críticos instalados en el Centro de control de la planta.
- El centro de control deberá estar interconectado con los centros de inversión- transformación mediante un anillo de fibra óptica.
- Se instalará un armario de monitorización y medida en cada centro CI-CT. Este armario tendrá todos los equipos necesarios para garantizar la comunicación con los equipos de campo a monitorizar.
- Todos los equipos de campo que deban ser monitorizados deberán disponer de protocolo de comunicación ModbusTCP o Modbus/RTU.
- Los equipos a monitorizar deberán cumplir con lo especificado en el presente documento.

- El sistema SCADA de la planta deberá cumplir con los requisitos especificados en este documento.
- Se instalará un PPC & RTU exclusivo para el control de la planta de acuerdo con el Código Eléctrico del país (si necesario).

[redacted]

EL INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL
Antonio Moreno Sánchez
Colegiado 1.327 COGITI CREAL

Preparado para:

MAGALE INVESTMENTS, S.L.

ANEXO IX. RELACIÓN DE BIENES Y DERECHOS AFECTADOS

PROYECTO DE EJECUCIÓN
PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED
"PF LAS ARROYADAS"

MORALEJA DE ENMEDIO
(MADRID)

SEPTIEMBRE 2023

PROMOTOR: MAGALE INVESTMENTS, S.L.
Av. de Bruselas, 31, 28108 Alcobendas, MADRID

Preparado para:

MAGALE INVESTMENTS, S.L.

Versión	Nombre	Fecha	Realizado	Revisado	Aprobado
00	**Emisión inicial**	**04/09/2023**	**D.C.C. / J.C.R.**	**R.C.C.**	**A.M.S.**

ÍNDICE

1 ANTECEDENTES Y OBJETO 4

1 ANTECEDENTES Y OBJETO

La compañía MAGALE INVESTMENTS, S.L. está interesada en la promoción de un parque solar fotovoltaico en las inmediaciones del municipio de MORALEJA DE ENMEDIO y de su consecuente infraestructura eléctrica de interconexión a la red de distribución. MAGALE INVESTMENTS, S.L. tiene la concesión de un punto de conexión a la red de distribución de i-DE REDES ELECTRICAS INTELIGENTES S.A.U. para una Planta Solar fotovoltaica de 3.900KWn.

Con el objeto de describir y cuantificar los tipos de afecciones de la planta fotovoltaica “PF LAS ARROYADAS”, se indican en los siguientes apartados el listado pormenorizado con la relación de bienes y derechos afectados, así como los planos correspondientes.

											LÍNEA SUBTERRÁNEA EVACUACIÓN DE MEDIA TENSIÓN (LSEMT)						CENTRO DE TRANFORMACIÓN, PROTECCIÓN, MEDIDA Y CONTROL		
									A	B	C	D	E	F	G	H	
Nº de ORDEN	PROVINCIA	MUNICIPIO	POL.	PAR.	REF. CATASTRAL	SUPERFICIE CATASTRAL (m2)	USO	ID	PLANTA (ÁREA VALLADO) (m2)	CAMINO (m2)	LESMT (m)	SERVIDUMBRE PERMANENTE LESMT (m2)	SERVIDUMBRE DE PASO LESMT (m2)	SERVIDUMBRE TEMPORAL LESMT (m2)	SERVIDUMBRE PERMANENTE (EDIFICIO) (m2)	SERVIDUMBRE PERMANENTE (EDIFICIO + ACERA) (m2)	OCUPACIÓN PLENO DOMINIO (A + B + E + H) (m2)
1	Madrid	Moraleja de Enmedio	4	57	28089A004000570000OQ	18.739	Agrario	-	17.789	0,00	17,60	7,04	52,80	70,40	0,00	0,00	17.842
2	Madrid	Moraleja de Enmedio	4	58	28089A004000580000OP	9.510	Agrario	-	8.176	376,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8.552
3	Madrid	Moraleja de Enmedio	4	59	28089A004000590000OL	13.919	Agrario	-	13.836	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13.836
4	Madrid	Moraleja de Enmedio	4	108	28089A004001080000OZ	53.043	Agrario	-	52.176	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	52.176
5	Madrid	Moraleja de Enmedio	4	9005	28089A004090500000OS	4.540	Agrario	CM MORALEJITA-ERMITA	0,00	0,00	566,30	226,52	1698,90	2265,20	0,00	0,00	1.699
6	Madrid	Moraleja de Enmedio	4	9007	28089A004090070000OU	167.800	Vía pública	AUTOPISTA M407	0,00	0,00	33,94	13,58	101,82	135,76	0,00	0,00	102
7	Madrid	Griñon	3	9001	28066A003090010000PU	6.759	Vía pública	CNO GRIÑON A MORALEJITA	0,00	0,00	1227,74	491,10	3683,22	4910,96	0,00	0,00	3.683
8	Madrid	Griñon	3	9700	28066A003097000000PE	2.451	Vía pública	VEREDA	0,00	0,00	0,45	0,18	1,35	1,80	0,00	0,00	1
9	Madrid	Griñon	4	9702	28066A004097020000PD	61.154	Vía pública	VEREDA	0,00	0,00	17,81	7,12	53,43	71,24	0,00	0,00	53
10	Madrid	Griñon	-	-	-	4.386	-	Parcela Lado Oeste FC MADRID-VALENCIA (7326901VK2572N0001YS)	0,00	0,00	3,31	1,32	9,93	13,24	0,00	0,00	10
11	Madrid	Griñon	-	-	7326901VK2572N0001YS	6.088	Suelo sin edif.	FC MADRID-VALENCIA ALCANTARA 5 PPKK 26/963 AL 27/438	0,00	0,00	14,06	5,62	42,18	56,24	0,00	0,00	42
12	Madrid	Griñon	-	-	-	1.210	-	Parcela Lado Este FC MADRID-VALENCIA (7326901VK2572N0001YS)	0,00	0,00	4,76	1,90	14,28	19,04	0,00	0,00	14
13	Madrid	Griñon	-	-	7427201VK2572N0000BA	912	Suelo sin edif.	CL MOZART 15 Suelo	0,00	0,00	1,17	0,47	3,51	4,68	0,00	0,00	4
14	Madrid	Griñon	-	-	-	2.689	-	Calle de Mozart	0,00	0,00	138,78	55,51	416,34	555,12	0,00	0,00	416
15	Madrid	Griñon	-	-	-	3.033	-	Avenida Albeñiz	0,00	0,00	18,12	7,25	54,36	72,48	0,00	0,00	54

- **Planta**: Área ocupada por el vallado o vallados.
- **Camino**: Área del camino EXTERNO al vallado (no incluido el interno).
- **LSEMT**: LONGITUD de la línea subterránea de media tensión (evacuación), solamente tramo EXTERNO al vallado.
- **Servidumbre Permanente LSEMT:** Área ocupada por la zanja de la LSEMT, solamente tramo EXTERNO al vallado.
- **Servidumbre de Paso LSEMT:** Área ocupada por la servidumbre de la LSEMT, solamente tramo EXTERNO al vallado.
- **Servidumbre Temporal LSEMT:** Área ocupada por la servidumbre temporal de la LSEMT, solamente tramo EXTERNO al vallado.
- **Ocupación Pleno Dominio:** Área total usada por la planta fotovoltaica por parcelas, equivalente al área interna del vallado, el área del camino de acceso externa al vallado, el área de la servidumbre de paso de la línea LSEMT externa al vallado y el área del CTPMC (edificio + acera).



EL INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL
Antonio Moreno Sánchez
Colegiado 1.327 COGITI CREAL

Preparado para:

MAGALE INVESTMENTS, S.L.

ANEXO X. JUSTIFICACIÓN URBANÍSTICA

PROYECTO DE EJECUCIÓN
PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED
PF LAS ARROYADAS

MORALEJA DE ENMEDIO
(MADRID)

JULIO 2023

PROMOTOR: MAGALE INVESTMENTS, S.L.

Av. de Bruselas, 31, 28108 Alcobendas, MADRID

Preparado para:

MAGALE INVESTMENTS, S.L.

Versión	Nombre	Fecha	Realizado	Revisado	Aprobado
00	**Emisión inicial**	**07/07/2023**	**D.C.C.**	**R.C.C.**	**A.M.S.**

ÍNDICE

1 JUSTIFICACIÓN 4

2 CONSULTA URBANÍSTICA MUNICIPAL 5

1 JUSTIFICACIÓN

Como se ha indicado en la memoria del proyecto, la planta se haya situada en el Término Municipal de MORALEJA DE ENMEDIO, provincia de MADRID (España).

Para la redacción del proyecto de ejecución, así como tramitación de la Autorización Administrativa, se ha solicitado y obtenido el INFORME DE COMPATIBILIDAD URBANÍSTICA. Con dicha solicitud y con el posterior informe de Compatibilidad Urbanística queda justificado urbanísticamente el proyecto, en base a las leyes vigentes y planes de ordenación territorial de MORALEJA DE ENMEDIO, cumpliendo el proyecto con todo o reflejado en dicho Informe de Compatibilidad y con Plan General de Ordenación Urbana de MORALEJA DE ENMEDIO.

2 CONSULTA URBANÍSTICA MUNICIPAL

A continuación, se adjunta la documentación relativa a la compatibilidad urbanística, a fecha de la firma de este proyecto.

Expediente n.º: 1504/2023
Informe de los Servicios Técnicos Municipales
Procedimiento: SOLICITUD URBANISTICA GENERAL
Interesado: MAGALE INVESTMENTS, S.L.
Fecha de iniciación: 03/05/2023 16:40 2023-E-RE-599

INFORME DE LOS SERVICIOS TÉCNICOS MUNICIPALES

Se solicita por parte de:

Interesado	MAGALE INVESTMENTS, S.L.	B88445408
Representante	MANUEL CASTRO ZURITA	53385768P

con n.º de registro de entrada 2023-E-RE-599 y n.º de expediente 1504/2023,

un informe sobre la calificación urbanística de los terrenos en los que se tiene intención de instalar una Planta Solar Fotovoltaica, así como de la adecuación del proyecto a la situación de planeamiento urbanístico vigente en el área de implantación prevista.

Las fincas objeto del informe están ubicadas en los siguientes polígonos:

Polígono	Parcela	Ref. Catrastal	Superficie Catastral
9	68	28089A009000680000OP	406 m2
9	240	28089A009002400000OR	42.924 m2
4	108	28089A004001080000OZ	53.043 m2
4	59	28089A004000590000OL	13.919 m2
4	58	28089A004000580000OP	9.510 m2
4	57	28089A004000570000OQ	18.739 m2
5	67	28089A005000670000OP	9.367 m2
5	74	28089A005000740001PQ	55.915 m2

Las parcelas están consideradas como de uso agrario de secano, encontrándose sobre suelo no urbanizable común, (S. Urbanizable No sectorizado de acuerdo a la DT Primera de LS 9/2001).
Las parcelas 108, 58 y 59 del polígono 4 se encuentran parcialmente afectadas por suelo no urbanizable de protección, así como la 74 del polígono 5.

Que según el Decreto 65/1989, de 11 de mayo, por el que se establecen las unidades mínimas de cultivo para el territorio de la Comunidad de Madrid se establecen las superficies mínimas de 30.000 m2 para secano, 7. 500 m2 para regadío y excepcionalmente 2.000 m2 para los terrenos soporte de instalaciones y construcciones que reúnan conjuntamente los siguientes requisitos:

1.1 Que no se destinen a vivienda.
2.1 Que funcionalmente no guarden relación con la explotación de la tierra y sus cultivos.
3.1 Que sean consideradas como actividades compatibles, esto es:

6.1. Las agrícolas no vinculadas a una explotación concreta e independiente del aprovechamiento del terreno, como silos, almacenes de productos hortícolas cooperativos, siempre de carácter colectivo.
6.2. Las ganaderas de carácter intensivo, tales como granjas agrícolas, porcinas o de vacuno estabulados, así como las de carácter extensivo basadas en el aprovechamiento de pastos comunales o arrendados, e incluso de rastrojeras de otros propietarios.
6.3. Las de carácter no agrario que alberguen servicios colectivos o poblaciones, explotaciones de obras públicas, actividades insalubres, nocivas y peligrosas y

Cód. Validación: 6D694Y39NAYZQEFKET7S5AFXJ
Verificación: https://ayto-moraleja.sedelectronica.es/
Documento firmado electrónicamente desde la plataforma esPublico Gestiona | Página 1 de 5

actividades extractivas, siempre que su localización haya de situarse necesariamente en suelo rústico.

En la solicitud no se aportan más datos que la única pretensión de instalar una Planta Solar Fotovoltaica, por lo que se informa con respecto a ello.

El Régimen específico establecido por las NNSS de Planeamiento municipal, en su ART. 10.5. CONSTRUCCIONES E INSTALACIONES, establece que en Suelo No Urbanizable común podrán ser autorizados Instalaciones y edificaciones de utilidad pública o interés social que hayan de emplazarse en el medio rural; incluyendo entre ellas las infraestructuras básicas del territorio y sistemas generales.

Así bien, en su artículo 10.5.6, determina las Condiciones comunes de la edificación, a las que deben someterse las ubicadas sobre Suelo No urbanizable Común (SUNS), a tenor de lo siguiente:

"… Altura.
La altura máxima permitida será de una planta, con un máximo de cuatro metros y cincuenta centímetros (4,50 m.), medidos entre la cara superior del forjado o solera del edificio (o de cada volumen edificado) y el alero de la cubierta del mismo.
Para las naves agrícolas de almacenamiento de grano o similares esta altura, considerada hasta el tirante de la estructura de la cubierta, no será superior a los siete (7,00) metros.
La altura máxima desde el alero a cualquier punto del terreno circundante no superará los cinco metros en el primer caso y los siete metros cincuenta centímetros en el segundo.
Los diferentes volúmenes edificables deberán adaptarse a las condiciones topográficas de la parcela, banqueándose de forma que no se superen los citados límites.

Ubicación en el terreno y retranqueos.
La edificación se situará en el terreno atendiendo a criterios de rentabilidad agraria (máximo aprovechamiento del suelo libre de edificación), mínimo impacto ambiental, ahorro de energía y confort climático.
Con carácter general se establece un retranqueo de seis (6) metros a cualquier lindero de la parcela, sin perjuicio de los que dimanen de las normas y disposiciones legales y reglamentarlas, tanto generales como municipales, que sean más restrictivas.
No obstante lo anterior, para aquellas instalaciones de almacenaje, tratamiento y/o manufactura de productos peligrosos, inflamables o explosivos (como por ejemplo depósitos de gas, polvorines, fabricación de alcoholes, etc.) se establece un retranqueo mínimo a cualquier lindero de la parcela de veinte (20) metros, siempre que la normativa específica de aplicación a tales instalaciones no imponga condiciones más restrictivas.
En los márgenes de cauces, lagunas y embalses, las construcciones se ajustarán a las condiciones que se establecen en el artículo 10.8 para los terrenos afectados de cauces, lagunas y embalses.
En la proximidad de las vías pecuarias, caminos, cauces, lagunas y embalses públicos, se estará a lo previsto en el último párrafo de la norma 10.5.1.

Ocupación de parcela.
Se establece como índice máximo de ocupación por la edificación el del dos por ciento (2%) de la superficie de la parcela en los ámbitos de suelo especialmente protegido y el cinco por ciento (5%) en el común.
No obstante lo anterior, se podrá actuar superficialmente sobre otro 30% de- la parcela para desarrollar actividades al aire libre propias o anejas al uso principal no agrario (como por ejemplo playas de estacionamiento, depósitos de material al aire libre, etc.), debiendo quedar el resto en su estado natural, o bien con las operaciones propias de las labores agrícolas o con plantación de especies vegetales arbóreas propias de la zona.

Cubiertas.
La composición de las cubiertas se adaptará en lo posible a las soluciones de la arquitectura tradicional de la zona, resolviéndose a base de faldones con inclinación similar a los habituales en el entorno, quedando prohibida la utilización de cubiertas planas.

Cerramientos de las fincas.
La parte opaca de los cerramientos se resolverá con soluciones adaptadas a las tradicionales de la zona, no pudiendo sobrepasar en ningún caso un metro con diez centímetros de altura.
Se prohíbe expresamente la incorporación de materiales y soluciones potencialmente peligrosas tales como vidrios, espinos, filos y puntas.
El cerramiento deberá retranquearse como mínimo:

Cinco metros (5 m.) a cada lado del eje de los caminos públicos.
Cinco metros (5 m.) desde la zona de dominio público de los cauces, lagos, lagunas y embalses públicos.
En ningún caso los cerramientos podrán interrumpir el curso natural de las aguas ni favorecer la erosión y arrastre de tierras.
En la proximidad de las vías pecuarias, caminos, cauces, lagunas y embalses públicos se aplicará lo previsto en el último párrafo de la norma 10.5.1.

10.5.7. Condiciones higiénicas de saneamiento y servicios.
Saneamientos y servicios deberán quedar justificados en la solicitud de autorización o de aprobación cuando así proceda, y según sea el tipo de construcción o instalación, el acceso, abastecimiento de agua, evacuación de residuos, saneamiento, depuración apropiada al tipo de residuos que se produzcan, y suministro de energía, así como las soluciones técnicas adoptadas en cada caso.

Cód. Validación: 6D694Y39NAYZQEFKET7S5AFXJ
Verificación: https://ayto-moraleja.sedelectronica.es/
Documento firmado electrónicamente desde la plataforma esPublico Gestiona | Página 2 de 5

En cualquier caso será competencia del Ayuntamiento o de la Consejería de Política Territorial solicitar del promotor previamente a la autorización urbanística, la modificación de los medios adoptados para cualquiera de estos servicios y, en particular, para la depuración de aguas residuales y vertidos de cualquier tipo, cuando de la documentación señalada en el párrafo anterior se desprenda técnicamente la incapacidad de los medios existentes o proyectados para depurar adecuadamente.
Construcciones existentes. Así mismo, en las construcciones e instalaciones existentes que fuesen focos productores de vertidos de cualquier tipo de forma incontrolada, se deberán instalar o mejorar en su caso, los correspondientes dispositivos de depuración, seguridad y control, a efectos de restituir al medio natural sus condiciones originales, sin perjuicio de las sanciones que pudiesen derivarse de dicha situación, siendo potestad del Ayuntamiento y órgano administrativo competente ordenar la ejecución de dichas obras con cargo a los propietarios e inhabilitar la edificación o instalación para el uso que lo produzca hasta tanto no se subsane.
Normativa aplicable. Los vertidos sólidos, líquidos y gaseosos se regularán por la Normativa establecida en los Capítulos 6 y 7 de la presente Normativa Urbanística.

10.5.8. Condiciones estéticas-Condiciones estéticas generales.
En aplicación de lo establecido en el artículo 73 de la Ley del Suelo, toda edificación o instalación deberá cuidar al máximo su diseño y elección de materiales, colores y texturas a utilizar, tanto en paramentos verticales como en cubiertas y carpinterías, con el fin de conseguir la máxima adecuación al entorno, quedando expresamente prohibida la utilización de materiales brillantes o reflectantes para cualquier elemento o revestimiento exterior.

Arbolado. Será obligatoria la plantación de arbolado en las zonas próximas a las edificaciones con el fin de atenuar su impacto visual, incluyendo en el correspondiente proyecto su ubicación y las especies a plantar. Salvo que el análisis paisajístico y ecológico aconseje otra solución se plantarán dos filas de árboles, cuyas especies se seleccionarán de entre las propias del entorno.

Condiciones específicas. En cualquier caso será potestad del Ayuntamiento y de los órganos de la Comunidad de Madrid competentes para la autorización urbanística, dictar normas o imponer condiciones de diseño y tratamiento exterior en aquellos casos en que se consideren afectados desfavorablemente los valores medioambientales.

Carteles de publicidad. Sólo se permitirá la instalación de carteles publicitarlos al borde de las carreteras de la red estatal o autonómica en las condiciones que la normativa específica que afecta a estas vías de comunicación determina, debiendo separarse unos de otros un mínimo de trescientos metros {300 m.). Las condiciones físicas de los carteles publicitarlos se determinarán por el Ayuntamiento y en ningún caso superarán los tres metros de altura ni los cinco metros de longitud, debiendo adoptar las necesarias medidas de seguridad frente al vuelco o derribo por el viento o por otros agentes meteorológicos. En el Suelo No Urbanizable especialmente protegido se estará en todo caso a las limitaciones previstas en el artículo 10.8. para este tipo de carteles…."

Con lo que respecta a la zona afectada por el suelo no urbanizable protegido, el artículo 10.8 de las NNSS habla de las condiciones específicas para el suelo no urbanizable especialmente protegido (suelo no urbanizable)

10.8.1. Concepto, tipos y ámbito.

Al Suelo No Urbanizable especialmente protegido le es dé aplicación la normativa específica que se establece a continuación, destinada al mejor amparo del tipo de valor a proteger, así como las restantes normas del presente Capítulo en tanto no entren en contradicción con esta normativa específica.

Se distinguen cuatro tipos de especial protección de suelo dentro de esta categoría:

Suelo No Urbanizable de Especial Protección de cauces y riveras (señalado en los correspondientes planos de ordenación como SNUEP).

Los correspondientes ámbitos que abarcan estos tipos de Suelo No Urbanizable de Especial Protección son los definidos en el Plano de Clasificación del Suelo, con la salvedad de las bandas lineales de afección de cauces y láminas de agua que se establecen en la Norma 10.8.7., para aquellos supuestos no recogidos en las presentes Normas Subsidiarlas.

10.8.2. Normativa concurrente que supone una afección cautelar de protección.

Este tipo de protección se establece sin perjuicio de otras afecciones sobre el territorio que quedan reguladas por su normativa legal específica, como ocurre con las limitaciones derivadas de la legislación de carreteras, ferrocarriles, vías pecuarias, caminos rurales, aguas, minas, montes, patrimonio histórico-artístico, medio ambiente, navegación aérea, etc.

Sin menoscabo de la Ley de Aguas y normativa concordante, en el entorno de cauces, arroyos y láminas de agua, se aplicarán las limitaciones establecidas en la norma 10.5.1. en relación con la protección del dominio público.

En las proximidades de vías pecuarias se aplicará la condición B.4. de la norma 10.5.5. en relación con la norma 10.5.1.

10.8.3. Superposición de protecciones.

A las áreas del territorio que queden afectadas por dos o más tipos de protecc ón o afecciones de los antes señalados les serán de aplicación las condiciones más restrictivas de cada uno de ellos.

Cód. Validación: 6D694Y39NAYZQEFKET7S5AFXJ
Verificación: https://ayto-moraleja.sedelectronica.es/
Documento firmado electrónicamente desde la plataforma esPublico Gestiona | Página 3 de 5

10.8.4. Condiciones específicas para el Suelo No Urbanizable de Especial Protección de cauces y riberas (SNUEPV y de protección para el suelo afectado por cauces y riberas en general.

Se refiere esta protección a los terrenos que se encuentran o bien con la delimitación de suelo con el precitado tipo de protección, o bien en las bandas longitudinales de los cauces y arroyos y, en todo caso, quedan afectados, en desarrollo de lo establecido por la Ley 29/1.985, de 2 de agosto, de Aguas, a una banda constante en cada margen y en toda su extensión longitudinal de:

- *Quince metros en cauce de corrientes naturales discontinuas.*
- *Veinticinco metros en corrientes naturales de los cauces continuos y lagunas.*

Los terrenos comprendidos dentro de las áreas delimitadas o dentro de esta línea de protección citada para los no señalados en los planos de ordenación, quedan sujetos a las siguientes condiciones:

A- Se prohíben todo tipo de construcciones o instalaciones salvo las declaradas de interés social o utilidad pública que no puedan ubicarse en el Suelo No Urbanizable común, y aquellas otras destinadas a la Explotación agropecuaria de las fincas. En las bandas lineales a lo largo de las márgenes descritas anteriormente sólo se admitirán las construcciones e instalaciones correspondientes asociadas al aprovechamiento de los recursos hidráulicos que precisen de la continuidad a los mismos.

Las construcciones e instalaciones existentes con independencia de sus diferentes situaciones deberán evacuar con depuración, adecuando su punto de vertido a las condiciones establecidas en el Inventario de Instalaciones en Suelo No Urbanizable y, cuando sea posible, integrar el vertido en el sistema general de saneamiento.
En los terrenos colindantes con este tipo de suelo, independientemente de su clasificación, se procurará emplazar las construcciones e instalaciones una vez superada la divisoria de la cuenca vertiente que contiene a este tipo de suelo.

B.- Se prohíbe cualquier tipo de vertido directo o indirecto en los cauces, cualquiera que sea la naturaleza de los vertidos y de los cauces, así como los que se efectúen en el subsuelo o sobre el terreno, balsas o excavaciones, mediante evacuación, inyección o depósito, salvo aquellos que se realicen mediante emisario y provenientes de una depuradora en grado tal que no introduzcan materias, formas de energía o induzcan condiciones en el agua que, de modo directo o indirecto, impliquen una alteración perjudicial del entorno o de la calidad de las aguas en relación con los usos posteriores o con su función ecológica.

C- Se prohíbe cualquier tipo de acumulación de residuos sólidos, escombros o sustancias, cualquiera que sea su naturaleza y el lugar en donde se depositen, que puedan constituir peligro en el sentido descrito en B.

- Con independencia del dominio de los cauces, se prohíben los movimientos de tierras, instalaciones o actividades que puedan variar el curso natural de tas aguas o modificar los cauces vertientes. De igual forma, se prohíbe la alteración de (a topografía o vegetación superficial cuando represente un riesgo potencial de arrastre de tierras, aumento de la erosionabilidad o simple pérdida del tapiz vegetal, si estas operaciones no vienen obligadas por las labores agrícolas.

- Los cerramientos de fincas deberán retranquearse, en toda su longitud, una anchura mínima de cinco metros del terreno cubierto por las aguas en las máximas crecidas ordinarias. Con independencia de su dominio, deberán realizarse con soluciones constructivas y materiales tales que no interrumpan- el discurrir de las aguas pluviales hacia sus cauces, no alteren los propios cauces ni favorezcan la erosión o arrastre de tierras.

- Quedan prohibidas las instalaciones para la extracción de áridos, incluso si proponen actuaciones complementarlas para la regeneración de los suelos.

Por otro lado, el artículo 26 de La ley 9/2001 del suelo de la Comunidad de Madrid, determina que en el suelo urbanizable no sectorizado, en los términos que disponga el planeamiento urbanístico y, en su caso, el planeamiento territorial, podrá legitimarse, mediante la previa calificación urbanística, la realización de construcciones, edificaciones e instalaciones con los usos y actividades correspondientes cuyo uso sea el de infraestructuras, que comprenderá las actividades, construcciones e instalaciones, de carácter temporal o permanente, necesarios para la ejecución y el mantenimiento de obras y la prestación de servicios relacionados con el transporte por cualquier medio de personas y mercancías, así como de potabilización, transporte, abastecimiento, depuración y tratamiento de aguas; la generación, el transporte y la distribución de energía; las telecomunicaciones; y la recogida, la selección, el tratamiento y la valorización de residuos.

No obstante lo anterior, en su artículo 50, plantea, entre las funciones de los Planes Especiales la definición de cualquier elemento integrante de las redes públicas de infraestructuras, equipamientos y servicios, así como las infraestructuras y sus construcciones estrictamente necesarias para la prestación de servicios de utilidad pública o de interés general, con independencia de su titularidad pública o privada, pudiendo modificar o mejorar la ordenación pormenorizada previamente establecida por cualquier otra figura de planeamiento urbanístico, debiendo justificar suficientemente en cualquier caso su coherencia con la ordenación estructurante del planeamiento general territorial.

Si bien, con la aparición de la ley 11/2022 de Medidas Urgentes para el Impulso de la Actividad Económica y la Modernización de la Administración de la Comunidad de Madrid, los Planes

Cód. Validación: 6D694Y39NAYZQEFKET7S5AFXJ
Verificación: https://ayto-moraleja.sedelectronica.es/
Documento firmado electrónicamente desde la plataforma esPublico Gestiona | Página 4 de 5

Especiales pueden llegar a alterar determinaciones estructurantes en el caso que nos ocupa, con el límite de las determinaciones establecidas en el articulado general de las normas urbanísticas sobre condiciones higiénicas, estéticas, de edificación, o de la urbanización que no sean coherentes con las mismas.

Así mismo, el órgano competente para la aprobación de la calificación urbanística en suelo urbanizable no sectorizado corresponde a aquél quien ostente la alcaldía.

A la vista de lo expuesto anteriormente, el uso propuesto se considera compatible con la naturaleza del suelo en el que se pretende ubicar, si bien, estará sujeto al instrumento para la tramitación de la presente actuación debiendo ser necesariamente el denominado Plan Especial. Este instrumento establecerá las condiciones de ordenación suficientes con carácter previo para legitimar su ejecución. Por lo tanto, estará sujeto a la aprobación de la Alcaldía con respecto a la calificación y a la aprobación del plan especial de la Alcaldía, al Pleno del ayuntamiento y Comisión de Urbanismo dependiendo si la aprobación es inicial, provisional o definitiva, así como si el Plan Especial afecta a varios municipios o sólo al de Moraleja de Enmedio.

No obstante y dependiendo de la propuesta definitiva se entiende que ésta debe ser beneficiosa para el modelo de territorio que se pretende en el municipio teniendo en cuenta, como establece el Tribunal Supremo, desde sentencia de 13 de julio de 1990, que el control sobre la potestad de planeamiento de los Ayuntamientos puede realizar la Administración autonómica debe respetar la autonomía municipal (artículo 140 de la Constitución y artículo 25.2.d) de la Ley 7/1985, de 2 de abril, de Bases de Régimen Local), sin inmiscuirse, en principio, en los elementos discrecionales de interés local, como es la propia elección del modelo de ciudad.

Se emite el informe sin tener en cuenta las posibles afecciones que se pudieran dar en aplicación de las vigentes leyes sectoriales.

DOCUMENTO FIRMADO DIGITALMENTE

Cód. Validación: 6D694Y39NAYZQEFKET7S5AFXJ
Verificación: https://ayto-moraleja.sedelectronica.es/
Documento firmado electrónicamente desde la plataforma esPublico Gestiona | Página 5 de 5

Preparado para:

MAGALE INVESTMENTS, S.L.

ANEXO XI. ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS

PROYECTO DE EJECUCIÓN
PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED
"PF LAS ARROYADAS"

MORALEJA DE ENMEDIO
(MADRID)

SEPTIEMBRE 2023

PROMOTOR: MAGALE INVESTMENTS, S.L.
Av. de Bruselas, 31, 28108 Alcobendas, Madrid

Preparado para:

MAGALE INVESTMENTS, S.L.

Versión	Nombre	Fecha	Realizado	Revisado	Aprobado
00	**Emisión inicial**	**04/09/2023**	**D.C.C. / J.C.R.**	**R.C.C.**	**A.M.S.**

ÍNDICE

1 ALCANCE 4

2 CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO Y EMPLAZAMIENTO 5

3 DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS 7

4 IDENTIFICACIÓN DE LOS RESIDUOS QUE SE VAN A GENERAR Y ESTIMACIÓN DE LA CANTIDAD EN M³ Y T DE CADA TIPO (SEGÚN ORDEN MAM/304/2002) 8

4.1 CLASIFICACIÓN RESIDUOS 8
4.2 CODIFICACIÓN Y ESTIMACIÓN (M³ Y T DE CADA TIPO SEGÚN ORDEN MAM/304/2002) 10

5 MEDIDAS PARA LA PREVENCIÓN DE DICHOS RESIDUOS 12

6 OPERACIONES ENCAMINADAS A LA POSIBLE REUTILIZACIÓN, SEPARACIÓN Y VALORIZACIÓN DE ESTOS RESIDUOS 13

7 PLANOS DE INSTALACIONES PREVISTAS PARA EL ALMACENAJE, MANEJO, SEPARACIÓN DE LOS RESIDUOS 18

8 PLIEGO DE CONDICIONES 19

8.1 PRESCRIPCIONES GENERALES 21
8.2 PRESCRIPCIONES CON CARÁCTER PARTICULAR 22

9 VALORACIÓN DEL COSTE PREVISTO PARA LA CORRECTA GESTIÓN DE LOS RCDS Y DESTINO PREVISTO PARA LOS RESIDUOS NO REUTILIZABLES NI VALORIZABLES "IN SITU" 26

1 ALCANCE

El Presente documento recoge el Estudio de Gestión de Residuos de Construcción del Proyecto de la Planta Solar Fotovoltaica PF LAS ARROYADAS de acuerdo con el Real Decreto 105/2008 por el que se regula la producción y gestión de los residuos de la construcción y demolición.

Así, en el presente Estudio se realiza una estimación de los residuos que se prevé se producirán en los trabajos directamente relacionados con la obra.

De acuerdo con el RD 105/2008, el presente Estudio de Gestión de Residuos de Construcción y Demolición, conforme a lo dispuesto en el art. 4, comprende el siguiente contenido:

1) Identificación de los residuos que se van a generar y estimación de la cantidad en m^3 y t de cada tipo (según Orden MAM/304/2002).
2) Medidas para la prevención de dichos residuos.
3) Operaciones encaminadas a la posible reutilización, separación y valorización de estos residuos.
4) Planos de instalaciones previstas para el almacenaje, manejo, separación, etc.
5) Pliego de Condiciones.
6) Valoración del coste previsto para la correcta gestión de los RCDs y destino previsto para los residuos no reutilizables ni valorizables "in situ".

2 CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO Y EMPLAZAMIENTO

Los terrenos donde se ubicará la planta solar fotovoltaica pertenecen al término municipal de MORALEJA DE ENMEDIO, en la provincia de Madrid.

El Parque Solar fotovoltaico tendrá una **potencia pico de 5.070,00 kWp** y una **potencia nominal de 3.900 KW**, estará formado por 1 Centro de Transformación, protección, medida y control de 4.000 kVA con un total de 13 inversores de 300 kW. En este Centro de transformación, protección, medida y control se dispondrán de la aparamenta eléctrica y equipos de protección necesarios, denominando al centro como **Centro de Transformación, protección medida y control (CTPMC).**

El generador fotovoltaico completo estará constituido por un total de 7.800 módulos fotovoltaicos de la marca TRINA TSM-DEG21C.20 650W, con potencia pico total de 5.070,00 kWp.

La siguiente tabla recoge los datos principales de la Planta solar:

COORDENADAS GEOGRÁFICAS	
Provincia	Madrid
Longitud (X)	426220.39 m E
Latitud (Y)	4454269.47 m N
Huso	30
RESUMEN PLANTA FV	
Tipo de Instalación de generación de electricidad	b.1.1
Tecnología	Solar Fotovoltaica
Capacidad de Acceso Concedida	4.007 kW
Potencia Pico Total (DC) (paneles)	5.070,00 kWp
Potencia Nominal (AC) (inversores)	3.900 kW
No. total de paneles	7.800 ud
No. total de strings en paralelo	260 ud
No. Paneles en serie por string	30 ud
EQUIPOS PRINCIPALES	
Módulo Fotovoltaico	
Modelo	TRINA TSM-DEG21C.20 (Bifacial)
Potencia	650 W
Inversor	
Modelos	HUAWEI 330KTL-H1
Potencias (@40ºC)	300 kW
Estructura	
Tipo	Seguidor Monofila
Configuración	1Vx60 – 1Vx30

3 DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS

La fase de construcción de la planta solar fotovoltaica consistirá en:

Fase 1: Obra Civil

- Preparación de los terrenos.
- Preparación de las instalaciones temporales de obra en la que se ubiquen las casetas y almacenes de las empresas que participarán en la construcción.
- Construcción de los accesos y viales internos.
- Excavaciones zanjas para cables.
- Cimentación de bastidores de las estaciones (Centro de inversores / transformación).
- Hincado de la estructura soporte de los paneles fotovoltaicos.
- Vallado perimetral de la instalación.
- Sistema de vigilancia

Fase 2: Montaje.

Una vez finalizada la obra civil se procederá al montaje de los diversos equipos. La secuencia será: montaje mecánico, eléctrico y de instrumentos.

Fase 3: Pruebas y Puesta en Marcha.

Destacar las siguientes consideraciones para la minimización de generación de residuos:

- El terreno sobre el que se implantará la planta tiene una orografía adecuada, el movimiento de tierras en las zonas donde se tenga que realizar se minimizara en la manera de lo posible, para realizar la mínima gestión de las tierras.
- El sistema de hincado de perfiles metálicos para sustentar las estructuras de los paneles fotovoltaicos no precisa de cimentaciones de hormigón.

Con el mismo criterio de eficiencia y minimización de impactos sobre el medio, el hormigón necesario para la obra civil se obtendrá de plantas de hormigón cercanas debidamente autorizadas.

4 IDENTIFICACIÓN DE LOS RESIDUOS QUE SE VAN A GENERAR Y ESTIMACIÓN DE LA CANTIDAD EN M³ Y T DE CADA TIPO (SEGÚN ORDEN MAM/304/2002)

4.1 CLASIFICACIÓN RESIDUOS

Los trabajos de construcción de una obra dan lugar a una amplia variedad de residuos.

Previamente al inicio de los trabajos es necesario estimar el volumen de residuos que se producirán, organizar las áreas y los contenedores de segregación y recogida de los residuos, e ir adaptando dicha logística a medida que avanza la ejecución de los trabajos.

Antes de que se produzcan los residuos, hay que estudiar su posible reducción, reutilización y reciclado.
Atendiendo a las características del proyecto de la Planta Solar Fotovoltaica, así como del emplazamiento, todos los residuos generados serán de obra nueva, no existiendo residuos de demolición de obras o instalaciones preexistentes.

Se ha realizado la siguiente agrupación de residuos según la siguiente tipología:

- Tipo I. Residuos vegetales procedentes del desbroce y/o acondicionamiento del terreno.
- Tipo II. Tierras y pétreos de la excavación.
- Tipo III. Residuos inertes de naturaleza pétrea resultantes de la ejecución de la obra (ni tierras, ni pétreos de la excavación).
- Tipo IV. Residuos de naturaleza no pétrea resultantes de la ejecución de la obra. Tipo V. Residuos potencialmente peligrosos y otros.

Esta tipología se ha establecido para este proyecto concreto, pudiendo variar para otros proyectos y emplazamientos.

A continuación, se describen las diferentes tipologías de residuos que se han establecido.

Tipo I. Residuos vegetales procedentes del desbroce y/o acondicionamiento del terreno

La primera labor de obra consistirá en el desbroce de los terrenos en las áreas de actuación.

La vegetación afectada, corresponde mayoritariamente a tierras arables, encinares y olivares.

Es posible que, bien sea porque no pueda ser valorizado en su totalidad, o bien, porque la época no sea la adecuada para su reincorporación al terreno por riesgo de incendio, deba ser retirada a vertedero.

Tipo II. Tierras y pétreos de la excavación

Son residuos generados en el transcurso de las obras, siendo resultado de los excedentes de excavación de los movimientos de tierra generados en las mismas. Así, se trata de las tierras y materiales pétreos, no contaminados, procedentes de obras de excavación.

Las zanjas a realizar para los cables tendrán unas dimensiones aproximadas de 0,80 m de profundidad y 0,60 m de ancho. Sobre esta zanja se tenderán los cables a la profundidad adecuada para a continuación rellenar la misma con el material procedente de la misma excavación.

En el proyecto del que es objeto el presente estudio se ha considerado la reutilización de parte de las tierras procedentes de la excavación de las zanjas. Se aprovecharán al máximo estas tierras de excavación en la creación de terraplenes y de caminos cuando sea requerido.

Lo que no sea posible reutilizar se enviará a graveras de la zona o a vertederos.

Tipo III. Residuos inertes de naturaleza pétrea resultantes de la ejecución de la obra (ni tierras, ni pétreos de la excavación)

Dentro de este tipo se han incluido los residuos generados principalmente en las actividades propias del sector de la construcción relativos a la obra civil, tales como gravas, arenas, restos de hormigones y bloques de hormigón, ladrillos, y mezclas de los mismos, entre otros.

La solución seleccionada para la instalación de los postes que sustentarán tanto la estructura como los paneles fotovoltaicos es el hincado directo. De esta forma, se generará una menor cantidad de residuo de hormigón.

Este tipo de residuos se almacenan separados del resto y se gestionan como residuo no peligroso por gestor autorizado, siempre y cuando no puedan ser retirados por el contratista y reutilizados en otra obra.