PLAN ESPECIAL DE INFRAESTRUCTURAS

PLANTA FOTOVOLTAICA “LA SAGRA” E INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN

DOCUMENTO PARA APROBACIÓN INICIAL

BLOQUE III. DOCUMENTACIÓN NORMATIVA

ANEXOS

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

VALDEMORO – CIEMPOZUELOS

Abril 2025

C/ Segundo Mata 1, 2ª planta. Oficina 5. 28224 Pozuelo de Alarcón (Madrid) - Tel. +34 917 144 220- info@spatialconcepts.eu
www.spatialconcepts.eu

VOLUMEN 4. ANEXOS

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

C/ Segundo Mata 1, 2ª planta. Oficina 5. 28224 Pozuelo de Alarcón (Madrid) - Tel. +34 917 144 220- info@spatialconcepts.eu
www.spatialconcepts.eu

Renerix Solar

Preparado para:

ALTAIME INVESTMENTS SL

PROYECTO DE EJECUCIÓN ADMINISTRATIVO.

PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED "PF LA SAGRA"

VALDEMORO (MADRID)

ABRIL 2023

X: 443344.14132
Y: 4444579.8080

Huso:30

PROMOTOR: ALTAIME INVESTMENTS SL
Av. de Bruselas, 31, 28108 Alcobendas, Madrid

nexer

Renerix Solar

Preparado para:

ALTAIME INVESTMENTS SL

Versión	Nombre	Fecha	Realizado	Revisado	Aprobado
00	**Emisión inicial**	**11/04/2023**	**R.C.C.**	**A.M.S.**	**A.M.S.**

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

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 (CT)

  ANEXO V. CENTRO PROTECCIÓN, MEDIDA Y CONTROL (CPMC)

  ANEXO VI. LÍNEA DE EVACUACIÓN

  ANEXO VII. CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS

  ANEXO VIII. SISTEMA DE VIGILANCIA

  ANEXO IX. MONITORIZACIÓN Y CONTROL

  ANEXO X. RBDA

  ANEXO XI. JUSTIFICACIÓN URBANÍSTICA

  ANEXO XII. ESTUDIO GESTIÓN DE RESIDUOS

  ANEXO XIII. PLAN DE EJECUCIÓN

  ANEXO XIV. VENTILACIÓN DE CENTROS ELÉCTRICOS

- **PLANOS**

- **PLIEGO DE CONDICIONES**

- **PRESUPUESTO**

- **ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD**

Renerix Solar

Preparado para:

ALTAIME INVESTMENTS SL

MEMORIA DESCRIPTIVA

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

PROYECTO DE EJECUCIÓN
PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED
PF LA SAGRA

VALDEMORO
MADRID

ABRIL 2023

ALTAIME INVESTMENTS SL

nexer

Versión	Nombre	Fecha	Realizado	Revisado	Aprobado
00	**Emisión inicial**	**11/04/2023**	**R.C.C.**	**A.M.S.**	**A.M.S.**

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

ÍNDICE

1 PETICIONARIO Y TITULAR

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

Nombre de la Sociedad: **ALTAIME INVESTMENTS SL**

Domicilio social: **Av. de Bruselas, 31, 28108 Alcobendas, Madrid**

Contacto: Telf.: email: tramitacion@nexer.es

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

2 ANTECEDENTES

La compañía ALTAIME INVESTMENTS SL está interesada en la promoción de un parque solar fotovoltaico en las inmediaciones del municipio de VALDEMORO y de su consecuente infraestructura eléctrica de interconexión a la red de distribución. ALTAIME INVESTMENTS SL. ha obtenido la concesión de un punto de conexión a la red de distribución de UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN para una Planta Solar fotovoltaica.

UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN concede según referencia EXP918422090200 con fecha 20/01/2023, el acceso y conexión de la planta fotovoltaica con una potencia concedida de 4.999 kW a través de la línea LSD706 de 15 kV de la subestación LSD LA SENDILLA, en el tramo de la línea situado entre el centro de transformación 28SDTM y el centro de transformación 28SDRN realizando entrada/salida.

ALTAIME INVESTMENTS SL. construirá una planta fotovoltaica con una potencia nominal de 4,990MW.

Existirán dos proyectos diferenciados, uno (el presente proyecto) perteneciente a la planta solar fotovoltaica "PF LA SAGRA" y otro correspondiente a su infraestructura de interconexión. 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, Centro de 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 UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN.

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.

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 CO_2.

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

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

RENERIX SOLAR, SL

Malagón, 10
13005 Ciudad Real

El autor del proyecto es 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

  Es obligatorio el cumplimiento de la normativa de tensión nominal superior a 1 kV, aplicación de la normativa vigente

- 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 3275/1982)

Normas particulares de la Compañía Distribuidora.

- IT.07972.ES-DE.NOR. Especificaciones particulares de Unión Fenosa Distribución. Requisitos Técnicos para Conexión de Instalaciones en Alta Tensión de Un ≤ 36 kV.
- IT.0116.ES.RE.PTP Especificaciones particulares de Unión Fenosa Distribución. Proyecto Tipo Líneas Eléctricas Subterráneas hasta 20kV.
- IT.08022.ES-DE.NOR Especificaciones particulares de Unión Fenosa Distribución Proyecto Tipo para la construcción de Centros de Seccionamiento en envolvente prefabricada y no prefabricada

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 4.990 kW,** 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 5.742 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 **4,990 MW.**

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

COORDENADAS GEOGRÁFICAS	
Provincia	Madrid
Longitud (X)	443344.1413 m E
Latitud (Y)	4444579.8080 m N
Huso	30
RESUMEN PLANTA FV	
Tipo de Instalación de generación de electricidad	b.1.1
Tecnología	Solar Fotovoltaica
Capacidad de Acceso Concedida	4.999 kW
Potencia Pico Total (DC) (paneles)	5.742 kWp
Potencia Nominal (AC) (inversores)	4.990 kW
No. total de paneles	8.700 ud
No. total de strings en paralelo	290 ud
No. Paneles en serie por string	30 ud
EQUIPOS PRINCIPALES	
Módulo Fotovoltaico	
Modelo	TRINA TSM-DEG21C.20 (Bifacial)
Potencia	660 W
Inversor	
Modelos	14 ud. SUNGROW SG350HX 2 ud. SOFAR 255KT
Potencias (@40ºC)	320 kW – 255 kW
Estructura	
Tipo	Estructura Fija
Configuración	2Vx30 – 2Vx15

8 EMPLAZAMIENTO.

8.1 UBICACIÓN

La instalación se encuentra encuadrada en una parcela perteneciente al Término Municipal de VALDEMORO, provincia de Madrid (España).

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

X:443344.1413
Y: 4444579.8080
Huso: 30

Las instalaciones proyectadas se ubicarán en el polígono y parcelas del término municipal de VALDEMORO (Madrid), con las siguientes referencias catastrales:

Referencia Catastral	POL	PARCELA	SUPERFICIE (m^2)
28161A01800090	018	00090	54.111
28161A01800085	018	00085	21.630
Total Superficie Catastral			75.741

La superficie total catastral de las parcelas es de 7,57 Ha. El total de la **superficie ocupada por la central solar fotovoltaica (perímetro del vallado) es de 7,33 Ha**

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*" de nombre "*MAPA DE COORDENADAS*" y son:

VALLADO PERIMETRAL:

VALLADO					
VERTICE	LADO	DIST.	ANGULO	ESTE (X)	NORTE (Y)
P1	P1 - P2	28,84	133°56'40"	443407,6670	4444393,6440
P2	P2 - P3	44,24	153°10'54"	443436,5060	4444393,0990
P3	P3 - P4	27,76	165°54'50"	443476,3550	4444412,3080
P4	P4 - P5	45,65	135°25'31"	443497,8750	4444430,0840
P5	P5 - P6	40,40	151°47'33"	443502,1320	4444475,5170
P6	P6 - P7	32,35	174°24'40"	443486,6030	4444512,8150
P7	P7 - P8	39,19	182°34'45"	443471,3180	4444541,3300
P8	P8 - P9	40,58	200°14'33"	443454,3760	4444576,6670
P9	P9 - P10	34,23	181°52'43"	443450,5780	4444617,0660
P10	P10 - P11	48,41	168°26'27"	443448,4920	4444651,2360
P11	P11 - P12	9,13	187°15'31"	443435,9200	4444697,9850
P12	P12 - P13	2,53	126°44'56"	443434,6820	4444707,0290
P13	P13 - P14	26,70	212°45'59"	443432,4640	4444708,2570
P14	P14 - P15	15,30	191°25'19"	443419,8140	4444731,7710
P15	P15 - P16	15,08	143°46'51"	443415,3780	4444746,4120
P16	P16 - P17	18,18	156°38'9"	443403,3190	4444755,4740
P17	P17 - P18	30,86	157°42'10"	443385,6470	4444759,7360
P18	P18 - P19	48,06	172°39'59"	443355,1410	4444755,0480
P19	P19 - P20	46,75	158°57'51"	443308,9570	4444741,7430
P20	P20 - P21	40,81	167°27'24"	443271,6700	4444713,5360
P21	P21 - P22	22,45	176°16'7"	443245,2460	4444682,4320
P22	P22 - P23	37,41	121°12'30"	443231,8570	4444664,4150
P23	P23 - P24	24,14	192°40'18"	443245,9760	4444629,7720
P24	P24 - P25	21,01	188°5'46"	443249,9610	4444605,9600
P25	P25 - P26	39,04	150°38'57"	443250,4770	4444584,9580
P26	P26 - P27	40,82	167°49'14"	443270,4390	4444551,4130
P27	P27 - P28	44,06	306°16'51"	443298,2430	4444521,5300
P28	P28 - P29	22,52	175°6'17"	443254,4750	4444516,4230
P29	P29 - P30	20,21	200°34'56"	443232,4120	4444511,9140
P30	P30 - P31	27,10	195°18'47"	443212,4520	4444515,0870
P31	P31 – P32	6,54	152°24'21"	443187,7620	4444526,2580
P32	P32 – P33	15,44	165°31'28"	443181,2320	4444525,8870
P33	P33 – P34	45,01	135°41'8"	443166,5290	4444521,1880
P34	P34 – P35	4,57	157°28'48"	443145,4240	4444481,4300
P35	P35 – P36	13,53	152°50'45"	443144,9910	4444476,8820
P36	P36 – P37	37,43	144°29'0"	443149,9960	4444464,3130
P37	P37 – P38	19,52	152°12'30"	443181,4690	4444444,0540
P38	P38 – P39	35,49	163°7'59"	443200,9180	4444442,3590
P39	P39 – P40	49,63	184°55'33"	443235,6500	4444449,6710
P40	P40 – P41	42,25	199°5'20"	443284,9190	4444455,6880
P41	P41 – P42	42,45	193°40'15"	443326,2230	4444446,8140
P42	P42 – P43	43,23	190°34'8"	443364,4460	4444428,3390
P43	P43 – P1	12,36	190°46'19"	443399,2600	4444402,7030

Huso 30

LÍNEA DE EVACUACIÓN (CT- CPMC-CS):

Centro de Transformación - Centro de Protección, Medida y Control – Centro de Seccionamiento.

PTO	ESTE (X)	NORTE (Y)
LE1	444423,805	4443654,752
LE2	444010,441	4443626,624
LE3	443973,798	4443633,231
LE4	443901,556	4443626,966
LE5	443901,706	4443676,212
LE6	443878,382	4443966,878
LE7	443877,238	4443993,913
LE8	443871,941	4444014,326
LE9	443859,841	4444024,797
LE10	443878,932	4444057,807
LE11	443879,983	4444074,399
LE12	443868,526	4444232,524
LE13	443619,079	4444285,445
LE14	443489,690	4444341,208
LE15	443464,264	4444538,271

Huso 30

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN (CT):

VÉRTICE	ESTE (X)	NORTE (Y)
T1	443458,285	4444539,317
T2	443460,216	4444540,329
T3	443464,011	4444533,309
T4	443462,038	4444532,161

Huso 30

ALMACÉN/CENTRO DE CONTROL:

VÉRTICE	ESTE (X)	NORTE (Y)
A1	443450,346	4444552,085
A2	443452,721	4444553,237
A3	443455,339	4444547,838
A4	443452,964	4444546,686

Huso 30

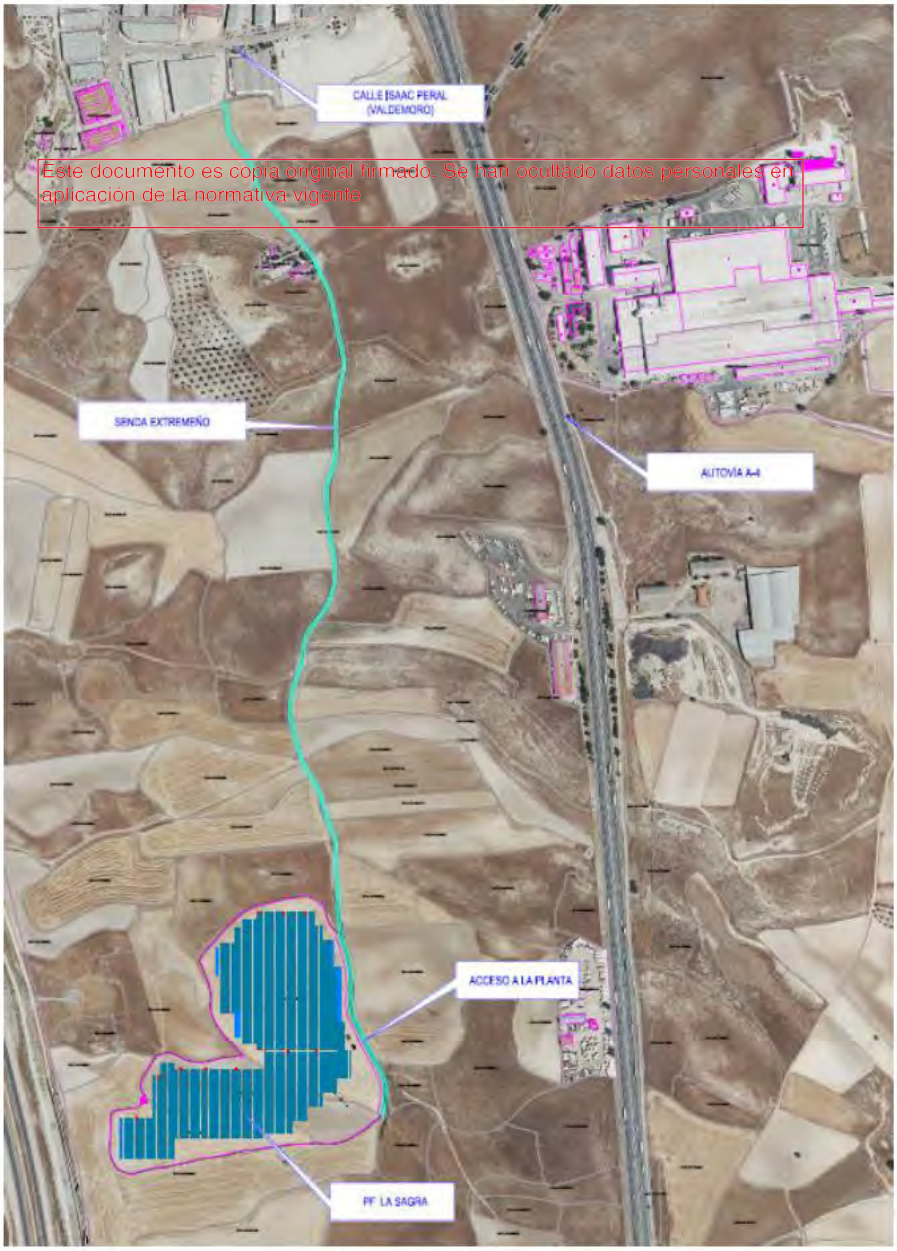
CENTRO DE PROTECCIÓN, MEDIDA Y CONTROL (CPMC):

VÉRTICE	ESTE (X)	NORTE (Y)
P1	444421,895	4443655,811
P2	444425,164	4443656,084
P3	444425,362	4443653,712
P4	444422,093	4443653,439

Huso 30

8.3 ACCESOS

El acceso principal a la planta se realizará a través de un camino público existente, con referencia catastral 28161A01809003, que conecta con la calle **Isaac Peral en el municipio VALDEMORO**.



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 X RELACIÓN DE BIENES Y DERECHOS AFECTADOS (RBDA).*

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

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-SERVIDUMBRES*".

Servidumbre de paso para Centro de Protección, Medida y Control.
Esta servidumbre establece el libre acceso al Centros de 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.

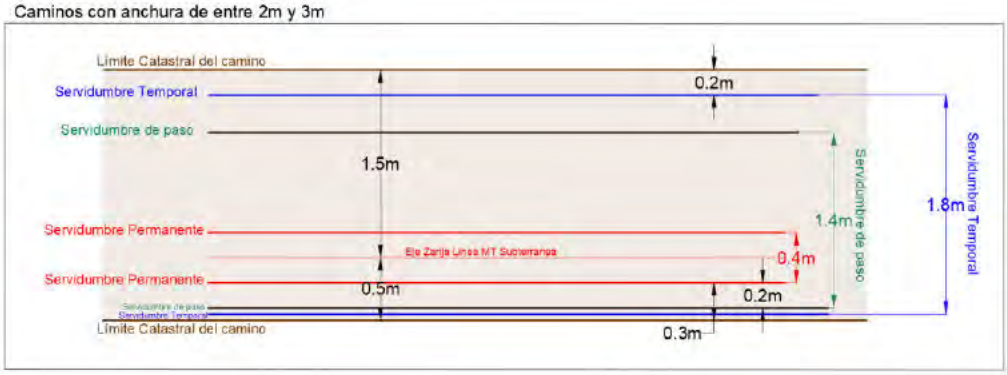
Servidumbre permanente para Líneas Subterráneas de Media Tensión.
La servidumbre permanente de las líneas subterráneas de media tensión (15kV) corresponderá con el total del ancho de la zanja o canalización de dichas líneas. Las dimensiones se indican en el plano *1125-CV-ZANJAS DETALLES*.

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.

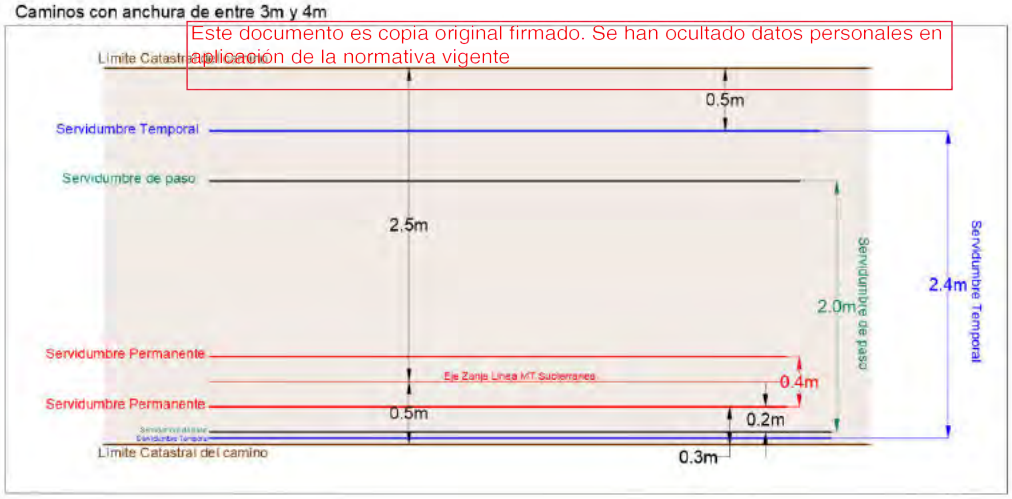
La servidumbre de paso estipulada para las líneas de media tensión (15kV) que trascurren por fuera del área vallada de la planta fotovoltaica, en los casos que el tramo sea por parcelas privadas, ocupará una franja de 3 metros de ancho a lo largo del trazado soterrado de la línea eléctrica de Media Tensión, 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-SERVIDUMBRES* y que a continuación se muestran:

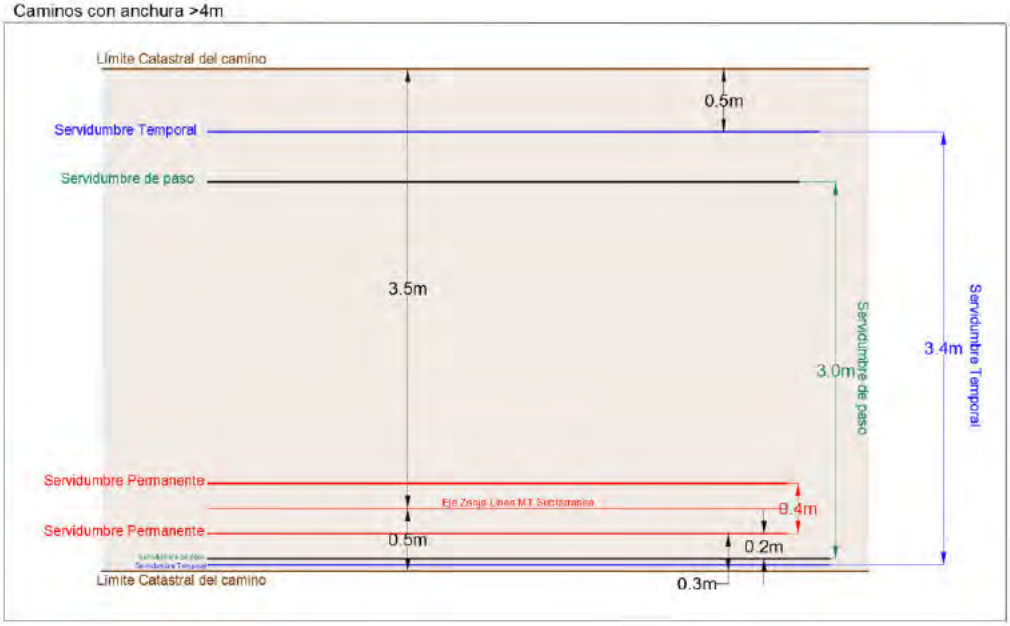
Caminos con anchura de entre 2m y 3m



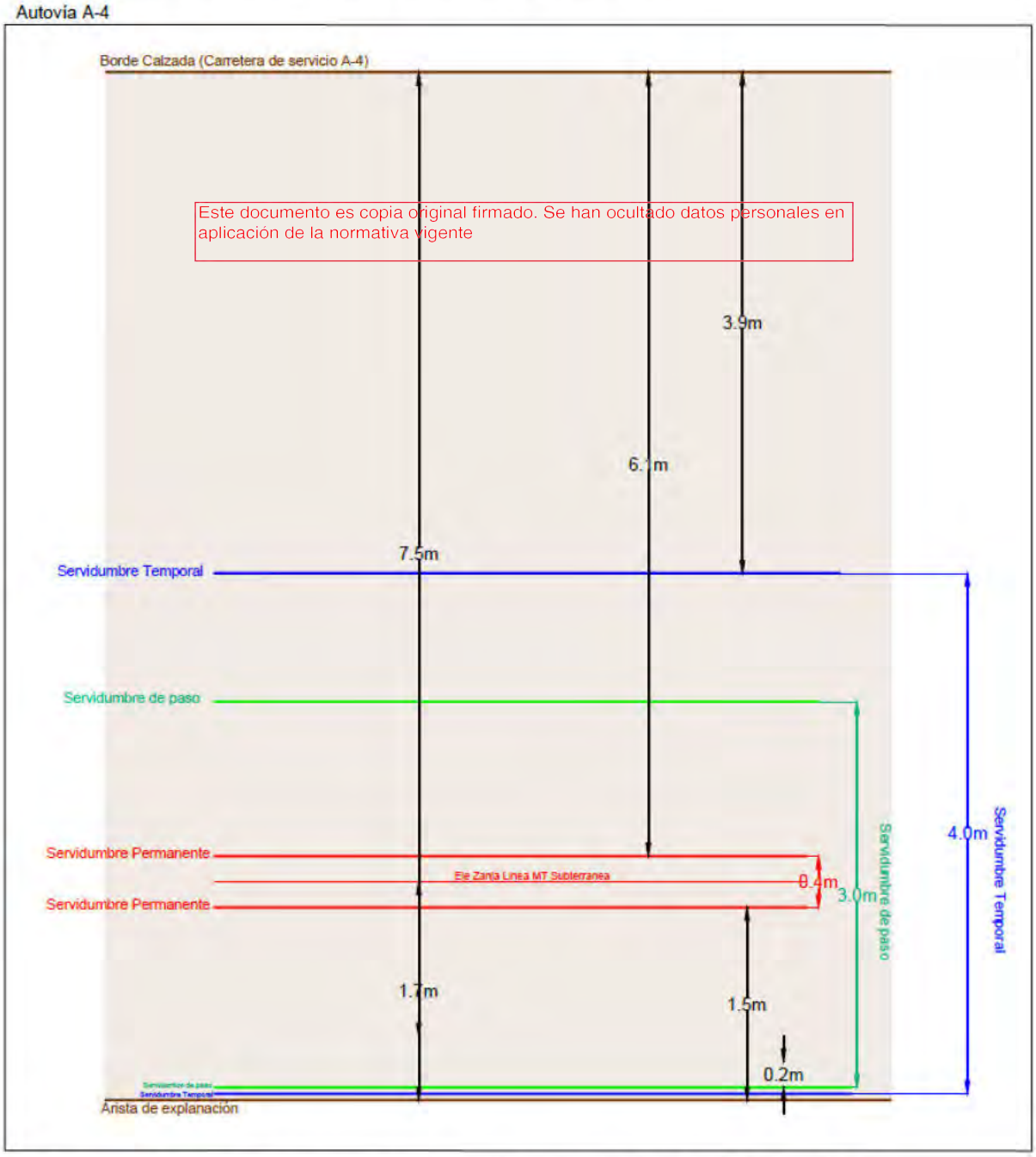
Caminos con anchura de entre 3m y 4m



Caminos con anchura >4m



En el tramo en el que la línea de media tensión (15kV) transcurre en paralelo a la Autovía A_4, la servidumbre de paso se adaptará en base a las dimensiones de la misma, no invadiendo en ningún caso las parcelas privadas colindantes. 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-SERVIDUMBRES y que a continuación se muestran:



Nota. En cualquiera de los casos, , las servidumbres de paso y temporal nunca excederan de la superficie catastral de la Autovía A-4.

11 JUSTIFICACIÓN URBANÍSTICA

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

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

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:

- 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.
- Subdirección General de Minas y Seguridad Industrial.
- Ayuntamiento de Valdemoro.
- Ayuntamiento de Ciempozuelos.
- Ministerio de Transporte, Movilidad y Agenda Urbana, por cruce y paralelismo con Autovia A4 y paralelismo con Autopista R4.
- Unión Fenosa Distribución por la conexión de la Planta a la red de distribución.
- RED ELECTRICA ESPAÑOLA por el cruce en línea existente por la parcela del proyecto.
- NEDGIA S.A., Grupo Naturgy, por cruce de línea subterránea de media tensión de evacuación con una tubería de gas de su propiedad.
- Canal de Isabel II por cruces de tuberías del canal.
- i-DE REDES ELECTRIAS INTELIGENTES S.A.U. por el cruce de línea subterránea de media tensión de evacuación con una línea aérea de su proiedad.

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	67.0	25.00	4.20	101.1	30.41	0.407
Febrero	90.0	31.00	5.80	121.5	36.18	0.548
Marzo	142.0	49.00	9.20	169.7	53.67	0.864
Abril	175.0	60.00	11.40	192.0	62.96	1.064
Mayo	206.0	72.00	16.90	209.7	73.69	1.252
Junio	230.0	70.00	23.00	226.9	70.75	1.393
Julio	246.0	61.00	26.20	246.1	62.49	1.495
Agosto	214.0	60.00	25.30	228.1	62.99	1.302
Septiembre	159.0	53.00	19.60	183.3	56.89	0.967
Octubre	113.0	42.00	13.80	144.8	47.18	0.687
Noviembre	73.0	28.00	8.30	104.3	32.74	0.444
Diciembre	59.0	23.00	5.29	89.8	26.94	0.359
Año	**1774.0**	**574.00**	**14.13**	**2017.5**	**616.88**	**10.782**

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	467	462	450	0.775
Febrero	634	626	609	0.873
Marzo	886	875	851	0.873
Abril	990	977	950	0.861
Mayo	1066	1051	1023	0.849
Junio	1124	1108	1077	0.827
Julio	1202	1184	1151	0.815
Agosto	1120	1104	1074	0.820
Septiembre	923	911	886	0.841
Octubre	741	732	712	0.856
Noviembre	508	501	488	0.814
Diciembre	390	385	374	0.726
Año	**10050**	**9914**	**9644**	**0.833**

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 1.774 kWh/m2
- Energía eléctrica vertida a la red eléctrica: 10.000 MWh/año
- Producción Especifica anual: 1.680 kWh/kWp
- Performance ratio (media anual): 83,33%

En el Anexo I de la presente memoria *ANEXO I. 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	4.999 kW
Potencia Nominal (AC) (inversores)	4.990 kW
Potencia Pico Total (DC) (paneles)	5.742 kWp
Potencia del panel solar	660 W
No. Total de paneles	8.700 ud
Inversores Totales	14 ud (320kW) y 2 ud (255kW)
Inversor. Potencia unitaria	320-255 kW
No. Paneles en serie por string	30 ud
No. Total de strings en paralelo	290 ud
No. Total de transformadores	1 ud
Potencia Transformador	5.000 kVA
Potencia contratada prevista para los servicios auxiliares.	10 kW

Parámetro	Valor de Diseño
Superficie afectada por la instalación	7,33 Ha.
Seguimiento	Estructura fija 2Vx15 / 2Vx30
Orientación. Inclinación	20°
Orientación. Acimut	0º
Número de paneles por mesa	30-60
Separación entre filas de mesas a ejes(m)	8,011 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 elevará el nivel de tensión a 15kV y, posteriormente se inyectará a la red de distribución de UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN.

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.

15.1 CONFIGURACIÓN Y POTENCIA

El Parque Solar fotovoltaico tendrá una **potencia pico de 5.742 kWp** y una **potencia nominal de 4.990 KW**, estará formado por 1 Centros de Transformación de 5.000 kVA con un total de 16 inversores, 14 de 320 kW y 2 de 225 kW. En este Centro de Transformación se dispondrán de la aparamenta eléctrica y equipos de protección necesarios, denominando al centro como **Centro de Transformación (CT).**

El generador fotovoltaico completo estará constituido por un total de 8.700 módulos fotovoltaicos de la marca TRINA TSM-DEG21C.20 660W, con potencia pico total de 5.742 kWp. Los inversores y la configuración seleccionada, permitirá la conexión de 290 series de 30 paneles cada una, por cada uno de los 16 inversores, suministrando una potencia total eléctrica de 4.990 kWn.

El Centro de Transformación (CT) se conectará con una única línea en Media tensión al Centro de Protección, Medida y Control (CPMC). La configuración final prevista es la siguiente:

CT (kVA)	INVERSORES	Modelo	Pot Total Max Inver 40ºC	String/Inv	Panel/serie	Paneles	Pot Panel (W)	Pot Pico (W)
500	INV1	SG350HX	320	18	30	540	660	356.400
	INV2	SG350HX	320	18	30	540	660	356.400
	INV3	SG350HX	320	19	30	570	660	376.200
	INV4	SG350HX	320	19	30	570	660	376.200
	INV5	SG350HX	320	19	30	570	660	376.200
	INV6	SG350HX	320	19	30	570	660	376.200
	INV7	SG350HX	320	19	30	570	660	376.200
	INV8	SG350HX	320	19	30	570	660	376.200
	INV9	SG350HX	320	19	30	570	660	376.200
	INV10	SG350HX	320	19	30	570	660	376.200
	INV11	SG350HX	320	19	30	570	660	376.200
	INV12	SG350HX	320	19	30	570	660	376.200
	INV13	SG350HX	320	19	30	570	660	376.200
	INV14	SG350HX	320	19	30	570	660	376.200
	INV15	SOFAR255KTL-HV	255	13	30	390	660	257.400
	INV16	SOFAR255KTL-HV	255	13	30	390	660	257.400
			4.990	290		8.700		5.742.000

CT: Centros de Transformación.
INV: 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.

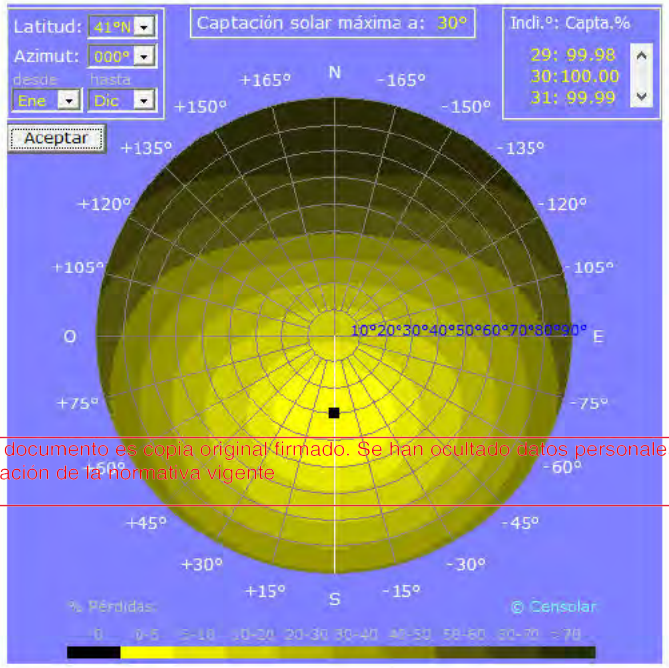
En él, estas pérdidas se obtienen mediante un parámetro que se llama factor de irradiación.
La zona de estudio tiene las siguientes coordenadas ETRS89/UTM:

- X:443344.1413
- Y: 4444579.8080
- Huso: 30

La instalación está totalmente orientada al Sur (azimut = 0º) y con una inclinación de 20º respecto a la horizontal.

A partir de estos datos, se comprueban las pérdidas relativas a inclinación y orientación

A través de la aplicación de Censolar, y tomando la latitud donde se encuentra la planta fotovoltaica, y el azimut, que este caso es =, obtenemos la inclinación óptima para la máxima captación solar durante los 12 meses del año.



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.

Estudio óptimo del terreno no existe limitado. Sin embargo, cumplimos con la aplicación de la normativa vigente

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 8,011 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 660 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)	660W
Tipo	BiFacial
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmp)	38,1V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imp)	17,35A
Tensión de circuito abierto (Vca)	45,9V
Intensidad de cortocircuito (Icc)	18,45A
Eficiencia del módulo	21,2%
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/m², 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.

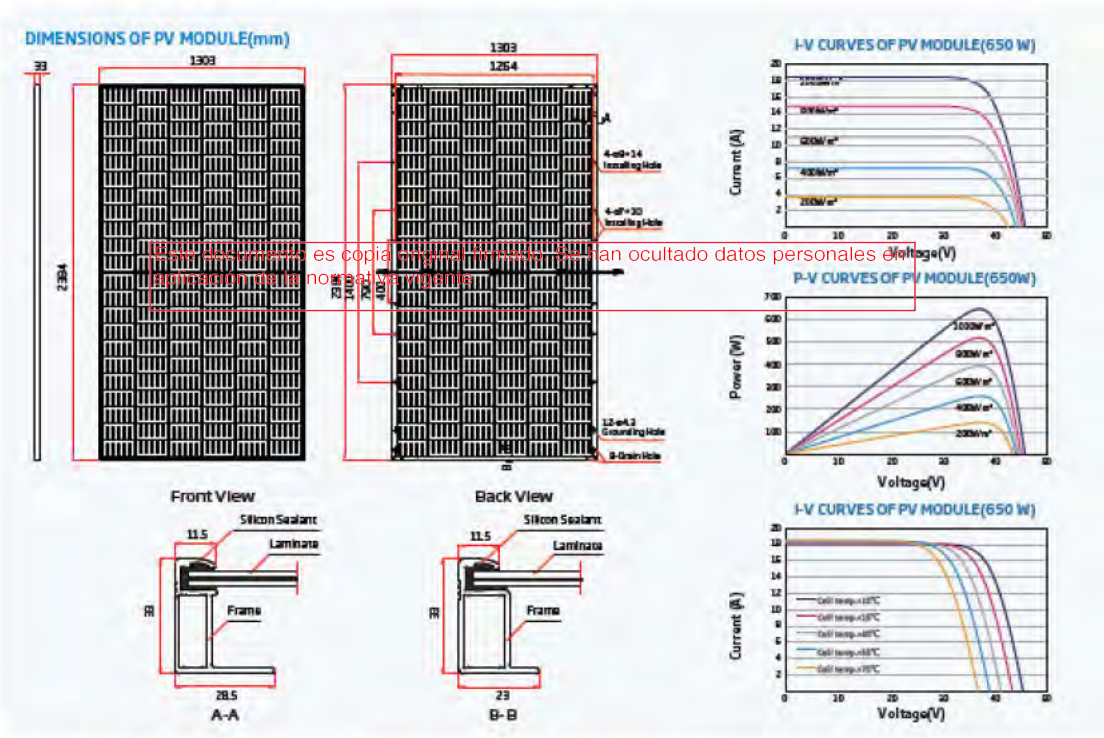
Cada serie dará una corriente diferente que se sumará a la del resto de las series hasta el inversor. Las tensiones de las series serán las mismas, y vendrán fijadas por el inversor DC/AC en su búsqueda del punto de máxima potencia.

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.

Vertex BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-Pmax (Wp)*	645	650	655	660	665
Power Tolerance-Pmax (W)			0~+5		
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current-Impp (A)	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39
Open Circuit Voltage-Voc (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current-Isc (A)	18.31	18.35	18.40	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 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power - Pmax (Wp)	690	696	701	706	712
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current-Impp (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	19.69	19.74	19.79
Irradiance ratio (rear/front)			10%		

Power Bifacility: 70±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-Pmax (Wp)	488	492	495	499	504
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6
Maximum Power Current-Impp (A)	13.98	14.01	14.05	14.10	14.16
Open Circuit Voltage-Voc (V)	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current-Isc (A)	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91

NOCT: Irradiance at 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	38.3kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	33mm(1.30 inches) Anodized Aluminum Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²), Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of Pmax	-0.34%/°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 CONFIGUREATION

Modules per box: 33 pieces

Modules per 40' container : 504 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 **SUNGROW SG350HX** y el modelo **SOFAR255KTL-HV**. En la elección se ha preferido que la potencia sea de 320 y 255 kW respectívamente.

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 (tension 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.

SOFAR255KTL-HV

Ficha técnica	SOFAR 255KTL-HV
Entrada (DC)	
Máx. tensión de entrada (V)	1500
Tensión de entrada nominal (V)	1080
Tensión de arranque (V)	550
Rango de tensión de operación del MPPT (V)	500 – 1500
Rango de tensión MPP (V)	800 – 1300
Número de MPPT	12
Número de MPPT	24
Número de MPPT	30*12
Máx. intensidad de corriente (A) de entrada	50*12
Salida (AC)	
Máx. potencia aparente (VA) en AC	255
Máx. intensidad de salida (A)	184
Tensión nominal de la red	3 / PE, 800c
Rango de tensión de la red	640 – 920 VVac
Frecuencia nominal de la red	50 / 60 Hz
Rango de frecuencia de la red	45 – 55 Hz / 55 ... 65 Hz (según la normativa local)
Rango de potencia activa ajustable	0 – 100%
THDI	< 3%
Factor de potencia	1 por defecto (ajustable +/-0.8)
Rendimiento	
Eficiencia Máx.	99.02%
Eficiencia Europea	98.70%
Protecciones	
Protección contra polaridad inversa en DC	SI
Protección anti-isla	SI
Protección contra corriente de fuga	SI
Monitorización de falla a tierra	SI
Error FV-string	SI
Inyección cero	SI
Interruptor de DC	Opcional
Protección contra PDI	SI
Entrada / salida del DPS	FV: estándar de tipo II, AC: estándar de tipo II
Comunicación	
Comunicación	RS485 / WIFI / Bluetooth, opcional: Ethernet
Datos generales	
Rango de temperatura ambiente	-30°C – 60°C
Consumo nocturno (W)	< 2
Topología	Sin transformador
Grado de protección	IP66
Humedad de operación relativa	0 – 100%
Máx. altitud de operación	5000 m (>4000 m derrocha)
Peso (kg)	99
Refrigeración	Enfriamiento forzado e inteligente del aire
Dimensiones (mm)	1100.5*713.5*368
Pantalla	LCD con App vía Bluetooth
Garantía	10 años, opcional: hasta 20 años
Normativa	
CEM	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12
Normas de seguridad	IEC 62109-1 / 2, IEC 62116, IEC 61727, IEC 61683, IEC 60068 (1, 2, 14, 30)
Estándares de red	AS/NZS 4777, VDE V 0124-100, V 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, CEI 0-21/CEI 0-16, UNE 206 007-1, EN 50549, G99, EN 50530

SOFAR 255KTL-HV_ES_202206

SUNGROW SG350HX

Type designation	SG350HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
No. of independent MPP inputs	12 (optional: 16)
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	12 * 40 A (Optional: 16 * 30 A)
Max. DC short-circuit current per MPPT	60 A
Output (AC)	
AC output power	352 kVA @ 30℃ / 320 kVA @40 ℃ / 295 kVA @50℃
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 – 920V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency	99.02 % / 98.8 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / No
PV string current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Surge protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1136 * 870 * 361 mm
Weight*	≤116 kg
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP66
Power consumption at night	< 6 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60℃
Allowable relative humidity range	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm², optional 10mm²)
AC connection type	Support OT/DT terminal (Max. 400 mm²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1 /2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT,active & reactive power control and power ramp rate control, Q-U control, P-f control

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 **Fija Biposte** 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 8,011 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 45 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 solar	Fija Biposte hincada
Inclinación estructura	20º
Opciones de cimentación	Hincado directo / Pre-drilling + hincado / Micropilote/ Predrilling + compactado + hincado
Adaptación al terreno	Hasta 20% inclinación N/S**
Ratio de ocupación (GCR)	Configurable: alcance estándar (28-50%)*
Perfiles: calidad y tratamiento	Acero de alta resistencia S275JR, S355JR y acero ZM310
Tornillería	Grado 8.8 / ZnNi + sellante
Accionamiento	Módulo de giro o actuador lineal
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: .....4,6,10, 16 Y 25 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,4 y 6 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 (CT) 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 RHZ1 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

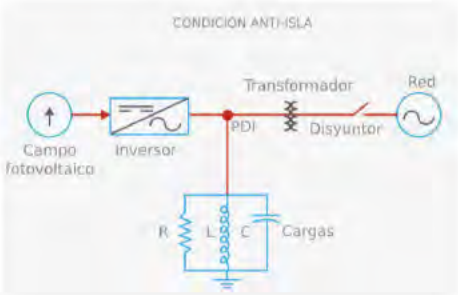
Por software en el inversor con 5 niveles configurables en magnitud y duración.

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 Central 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.

Cada centro de transformación de 5.000 kVA dispondrá de 16 inversores, 14 de 325 y 2 de 255 Kw a lo largo del parque solar. Cada inversor concentrará 19, 18 y 13 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 existirá 1 transformador de 5.000kVA. El transformador recoge la energía procedente de 16 inversores de 325 y 255 Kw y transformaran la tensión desde 800V a 15kV.

El Centro de Transformación se conectarán a través de una línea de 15kV de tipo subterránea, al Centro de Protección, Medida y Control (CPMC), en el cual se ubican las protecciones y medida de la planta, según normativa de UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN, 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, 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 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 (CT) de 5.000kVA, 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 Protección, Medida y Control (CPMC) y desde este al Centro de Seccionamiento (CS). La relación de transformación del CT será 15kV/800V. La constitución del CT será de 1 transformador de 5.000 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.

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

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 de la planta solar hasta el punto de conexión. En este proyecto, al existir un solo Centro de Transformación, 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 (CT) con el Centro de Protección, Medida y Control (CPMC) y este 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 LA SAGRA.

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 CT y el Centro de Protección, Medida y Control (CPMC) 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:

- Conductor: ..... hilos de aluminio electrolítico
- Sección: ..... Varias según indicaciones en cada esquema
- Flexibilidad: ..... Semirrígido Clase 2
- Tipo ..... Unipolar de varios hilos
- Temperatura máxima de servicio: ..... 105ºC (cortocircuito 250ºC máximo 5s)
- Temperatura mínima de servicio: ..... -15ºC
- Semiconductora interna: material semiconductor termoestable aplicado sobre el conductor
- Material de aislamiento: ..... Polietileno Reticulado (XLPE)
- Tensión nominal: ..... 20 kV
- Tensión de aislamiento: 12/20kV
- Semiconductora externa: ..... material semiconductor aplicado sobre el aislamiento
- Pantalla metálica: ..... corona de alambres de cobre y contraespira de cobre de sección total 16mm2
- Separador: ..... Cinta de poliéster
- Material de cubierta: ..... Poliolefina libre de halógenos
- 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.
  - Reducida emisión de halógenos.
- Otras características:
  - Alta resistencia a la abrasión y desgarro
  - Vida útil no inferior a 25 años
  - Color: Rojo

20.3 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN (CT).

Existirá un Centro de Transformación (CT) donde irán ubicados el transformador de 5.000kVA 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 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 RHZ1 12/20 kV, con aislamiento dieléctrico seco y su distribución será enterrado directamente en el terreno.

20.3.2 DESCRIPCIÓN DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN (CT).

En la instalación objeto del presente proyecto existen 1 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 3.240 mm de altura vista.
- 1 celda modular de remonte de cables, CGMCOSMOS-RC o similar Vn=24kV, In=400A / Icc=16kA.
- 1 Celda modular de protección general con interruptor automático CGMCOSMOS-V o similar, aislamiento integral en SF6, Vn=24kV, In=400A / Icc=16kA, equipada con:
  - Interruptor automático de corte en vacío (cat. E2 s/IEC62271-100), con mando motor.
  - Interruptor-seccionador de tres posiciones (cat. E3 s/IEC 62271-103), conexión-seccionamiento-puesta a tierra, con mando manual.
  - Relé de protección comunicable ekorRPS o similar.
  - Indicador presencia tensión y sensores de intensidad.
- Equipo Rectificador-cargador + batería, modelo ekorUCB
- Armarios contadores según normativa de Cía. Eléctrica, vacío cableado.
- Interconexión M.T. Borna/Cono (longitud máxima aproximada por fase, 9m).
- 1 Transformador trifásico de potencia 5.000 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 4.000 A.
- 2 Cuadro de Baja tensión de agrupación de inversor, 800V, compuesto por:
  - 1 x Interruptor magnetotérmico 2.500A – 800V – 3P sin neutro.
  - 3 x Salidas con fusibles BTVC DT1 NH1
  - 8 x Fusibles NH1 200A 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 dispondrá de un transformador de 5.000 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.

20.4 CENTRO DE PROTECCIÓN, MEDIDA Y CONTROL (CPMC).

En la instalación objeto del presente proyecto existen un Centro de Protección y Medida del Cliente o centro de Conexión con las siguientes características, ajustándose a la normativa particular de UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN, ubicado junto al Centro de Seccionamiento en coordenadas UTM ETRS89 indicadas previamente en el presente documento, con las siguientes características:

- Envolvente monobloque de hormigón tipo caseta (s/norma IEC 62271-202), de instalación en superficie y maniobra interior PFU-5 / 24kV, de dimensiones exteriores de 6.080 mm de largo por 2.380 mm de fondo por 2.585 mm de altura vista.
- 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 protección con ruptofusible CGMCOSMOS-P o similar, 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. Incluye 3 transformadores de tensión.

- 1 Celda modular de protección general con interruptor automático CGMCOSMOS-V o similar, aislamiento integral en SF6, Vn=24kV, In=400A / Icc=16kA. equipada con:
  - interruptor automático de corte en vacío (cat. E2 s/IEC 62271- 100), con mando motor.
  - Seccionador de tres posiciones (cat. E2 s/IEC 62271-102), conexión-seccionamiento-puesta a tierra, con mando manual
  - Relé de protección digital multifunción comunicable ekorRPS-DD o similar, indicador presencia tensión, tres transformadores de tensión y Sensores de intensidad.
  - 1 Equipo cargador - rectificador + baterias modelo ekor.UCB o similar
- 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 de triple secundario y 3 transformadores de intensidad (verificados).

Se instalarán en la celda de medida de MT un juego de tres transformadores de tensión monofásicos con doble secundario con propósito de medida fiscal y protección, según las siguientes características: 16.500 :√3 / 110:√3 - 110:3 voltios.

1er devanado: Estrella	20 VA Cl. 0,2	Medida fiscal
2º devanado: Triángulo abierto	30 VA 3P	Protección (ferroresonancia)

Para prevenir la aparición de ferroresonancia debe cargarse con una resistencia de 25 Ohmios 800 W el secundario con propósito de protección en triángulo abierto.

Adicionalmente en esta celda de medida, se instalarán un juego de tres transformadores de intensidad con propósito de medida fiscal, con las siguientes características:

- Intensidad primaria: 2000A
- Intensidad secundaria: 5 A.
- Medida (facturación): Estrella 10 VA Cl. 0,2s

Este centro tendrá acceso libre, directo y permanente desde la vía pública mediante camino público y camino de servidumbre dejado para ese uso en la parcela donde se ubicará la planta. El acceso al CPMC se realizará a través de la calle del Enebro de Ciempozuelos. Se define ese acceso en los planos anexos.

Se garantizará al menos el 50% de la carga de precisión del secundario de medida. Si fuese necesario se instalarán cargas artificiales en una caja independiente lo más cercana posible a los transformadores.

20.4.1 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.

20.5 MEDIDA.

Los equipos de medida estarán alojados en un armario homologado destinado a ese uso y a albergar las protecciones necesarias, los cuales se encontrarán en el Centro de Protección, Medida y Control (CPMC)

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

- Los equipos de medida serán accesibles desde la vía pública, a través de un camino privado del cual se dará servidumbre de paso a Unión Fenosa Distribución, según se indica en los planos.
- Se instalarán en régimen de alquiler o en propiedad el equipo de medida y el de comunicaciones, módem GPRS, autorizado por UFD. Se garantizará la comunicación con el equipo de medida.

- Se presentarán los protocolos de las verificaciones primitivas de los equipos de medida.
- Se instalará un armario de medida normalizado, A.T.-Tipo 2-3 de 750x750 con una regleta de verificación de 10 bornas.
- Mediante canalizaciones fijas en superficie se instalarán 2 tubos protectores rígidos según ITCBT-21, que irán desde la celda de medida en A.T. hasta el armario de medida. Por el tubo de intensidades irán 6 cables flexibles unipolares o manguera con aislamiento XLPE y tensión 0,6/1kV, apantallados, de 6 mm², timbrados y en los extremos con collarines Re y Rs para la fase R, Se y Ss para la fase S, Te y Ts para la fase T. Por el de tensiones irán 4 cables unipolares con aislamiento XLPE y tensión 0,6/1 kV, apantallados, de 6 mm², timbrados y en los extremos con collarines R, S, T y N.
- El equipo de medida tendrá:
  - 1 Ud. Equipo integral /5 Amp./63,50 V. clase 0,5 instalado por UFD
- La celda de medida y protección dispondrá, según homologación del fabricante elegido, Ormazabal, con UFD de:
  - 1 Ud. Resistencia vitrificada de 25 ohmios y 800 W.
  - 3 Uds. Transformador de Tensión con 2 secundarios, 16500:√3 / 110:√3 - 110:3 V con dispositivo antiexplosivo de las siguientes características:
    - Arrollamiento para medida en tiempo real para operador del sistema/protección: 10 VA, CL 0,5.
    - Arrollamiento para ferrorresonancia/protección: 50 VA, CL 3P.
    - Arrollamiento para facturación: 10 VA, CL 0,5 o mejor.
    - Factor de tensión 1,2 Un en permanencia y 1,9 Un durante 8 horas en el caso de neutro aislado o 1,5 Un durante 30 s en el caso de neutro a tierra

- Se podrá utilizar la medida de tensión a través de los ETC en sustitución de los transformadores de tensión inductivos utilizados para la realización de las funciones de protección que usan como referencia el valor de la tensión residual (67Na y 59N).
- 3 Uds. Transformador de Intensidad, relación 200-100/5 con las siguientes características:
  - Arrollamiento de protección (fase): 10 VA, CL 5P20.
  - Arrollamiento de protección (homopolar): 0,25 VA, CL; 15% a 0,05 In y a 10 In, 10 % a In.
  - Arrollamiento de medida (tiempo real): 10 VA, CL 0,5.
  - Arrollamiento de medida (facturación): 5 VA, CL 0,5S o mejor.
  - Intensidad de límite térmico (It), superior o igual a 5 kA, 1 segundo.
  - Intensidad dinámica: 2,5 It.

- 1 Ud. TOROIDAL de Intensidad homopolar, por la singularidad de la red UFD (neutro aislado), de 50 A.

Esta medida tendrá acceso libre, directo y permanente desde la vía pública mediante camino público y camino de servidumbre dejado para ese uso en la parcela donde se ubicará la planta. El acceso al CPMC se realizará a través de la calle del Enebro de Ciempozuelos. Se define ese acceso en los planos anexos.

Según normativa de Unión Fenosa distribución:

- Se deberán enviar esquemas desarrollados del CPMT (Ormazabal) para visto bueno de UFD antes de la fabricación.
- Se deberán entregar a UFD la siguiente documentación antes de la verificación en campo de las instalaciones:
  - Protocolos de verificación en origen de transformadores de tensión e intensidad y contadores, según lo indicado en el procedimiento P.O.10.2 de REE "Verificación de los equipos de medida".
  - Hoja de parametrización en origen de registradores.
  - Certificados de conformidad a norma y (aprobación de modelo y/o autorización de uso) de cada uno de los equipos de medida.

20.6 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 describe en el proyecto de ejecución administrativo de infraestructura de conexión a red de la planta PF LA SAGRA.

El punto de conexión en la red de distribución se sitúa en la línea de media tensión a 15 kV de UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN.

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 (CT) con el Centro de Protección, Medida y Control (CPMC) y este último con el Centro de Seccionamiento (CS). El tramo de **longitud total de 1737 metros** aproximadamente, a su salida del Centro de Transformación (CT) dentro del área vallada de la instalación fotovoltaica (**124 metros** aproximadamente) y fuera de ella hasta llegar al Centro de Protección, Medida y Control (CPMC) y de ahí 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 34 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 LA SAGRA.

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: **Al RHZ1 2OL 12/20 KV de sección 3 x (1 x 150) mm^2**
- Línea de interconexión: **Al RHZ1 2OL 12/20 KV de sección 3 x (1 x 240) mm^2**

Y ambos presentarán las siguientes características.

- Conductor: ..... hilos de aluminio electrolítico
- Sección: ..... Varias según indicaciones en cada esquema
- Flexibilidad: .....Semirrígido Clase 2
- Tipo .....Unipolar de varios hilos
- Temperatura máxima de servicio: ..... 105ºC (cortocircuito 250ºC máximo 5s)
- Temperatura mínima de servicio: ..... -15ºC
- Semiconductora interna: material semiconductor termoestable aplicado sobre el conductor
- Material de aislamiento: .....Polietileno Reticulado (XLPE)
- Tensión nominal: .....20 kV
- Tensión de aislamiento: 12/20kV
- Semiconductora externa: ..... material semiconductor aplicado sobre el aislamiento
- Pantalla metálica:.....corona de alambres de cobre y contraespira de cobre de sección total 16mm2
- Separador: ..... Cinta de poliéster
- Material de cubierta: .....Poliolefina libre de halógenos
- 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.
  - Reducida emisión de halógenos.
- Otras características:
  - Alta resistencia a la abrasión y desgarro
  - Vida útil no inferior a 25 años
  - Color: Rojo

21 PUNTO DE CONEXIÓN A RED.

La conexión de toda la planta fotovoltaica de 4,99 MW a la red de distribución de UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN se realizará a través de la línea existente de 15kV cercana a la parcela donde se ubicará la planta fotovoltaica. Concretamente:

- Línea: **LSD706 de 15 kV**
- Subestación: **LSD LA SENDILLA (15 kV)**
- Tipo de acometida: **Entrada/Salida en línea subterránea**
- Observaciones: La conexión se efectuará en el tramo de media tensión subterráneo de la línea LSD706 entre el centro de transformación 28SDTM y el centro de transformación 28SDRN realizando entrada/salida e instalando en las proximidades del entronque un centro de seccionamiento equipado con telecontrol en las celdas de salida de línea y cliente, vía de comunicación GPRS/3G. De forma contigua al centro de seccionamiento y en envolvente independiente, se deberá instalar el centro de protección y medida conforme a las especificaciones técnicas de UFD y siendo ambos accesibles desde la vía pública. De acuerdo con el artículo 65 del RD 1955/2000, el citado acceso podrá restringirse temporalmente para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y fiabilidad establecidos para la operación y mantenimiento de las redes de distribución.

Las coordenadas UTM/ETRS89 donde se ubica el Punto de Conexión de PF LA SAGRA es el:

X = 444430.352 Y = 4443621.783
Huso: 30

Para la interconexión de la planta con la línea de distribución, se instalará un Centro de Seccionamiento (SC), según normativa Union Fenosa Distribucion que conectará la línea de evacuación de la planta con la línea de distribución de Union Fenosa Distribucion, según esquemas unifilares del proyecto.

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

Los elementos de interconexión serán acordes con la normativa vigente de Union Fenosa Distribucion y están basados en las condiciones técnicas propuestas por Union Fenosa Distribucion para la obtención del punto de conexión. Estas condiciones son:

ufd Grupo Naturgy

ALTAIME INVESTMENTS SL
AVDA DE BRUSELAS, 31
28108, ALCOBENDAS
MADRID ESPAÑA

20/01/2023

Solicitud nº: EXP918422090200
Dirección: 18, 90, 28341, VALDEMORO, MADRID
Capacidad de acceso solicitada: 4999,00 kW
Capacidad de acceso concedida: 4999,00 kW

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

¡Ya lo tenemos! Te enviamos la propuesta previa para tu solicitud de acceso y conexión

Hola ,

Te enviamos la propuesta previa para tu solicitud de acceso y conexión, que contiene:

- **Información técnica** sobre el punto de conexión.
- **Informe de aceptabilidad** (solo en caso de que haya sido necesario solicitar la aceptabilidad al operador del sistema -REE- o a otro distribuidor).
- **Condiciones técnicas** de la conexión. Recuerda que las condiciones técnicas de los trabajos de extensión sólo se incluirán en caso de que nos lo hayas pedido.

Puedes encontrar la propuesta previa al final de este documento, en los anexos.

Además, te enviamos las condiciones económicas en una comunicación aparte.

Ten en cuenta ...

Necesitamos que nos digas si aceptas esta propuesta previa. Si en el plazo establecido por la legislación vigente[1] no hemos recibido contestación, consideraremos que has desistido de tu solicitud y supondrá la cancelación del expediente.

Recuerda ...

Puedes gestionar tu solicitud y adjuntar la documentación desde tu **área privada** (https://areaprivada.ufd.es), buscando tu número de solicitud en la opción "Mi conexión a la red".

¡Muchas gracias por tu confianza!

El equipo de UFD

[1] Según la legislación vigente, que puedes consultar en el siguiente enlace (https://www.ufd.es/nueva-conexion-de-generacion/).

UFD Distribución Electricidad, S.A. Inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, Tomo 39.314, Folio 31, Hoja M-563.809, N.I.F. A-63.222533.

Haz tus gestiones en nuestra **área privada digital**. **¡Te beneficiarás de mejores prestaciones!**

Consulta tu consumo eléctrico | Autoriza a un gestor o a un asesor energético | Solicita una nueva conexión a nuestra red | Solicita una nueva conexión de generación o autoconsumo | Tramita una consulta, solicitud o reclamación

Regístrate ahora en nuestra web www.ufd.es

UFD Distribución Electricidad, S.A.
Avenida de América, 38
28028 Madrid (España)
www.ufd.es

070313E1KE230201

ufd Grupo Naturgy

Estudio de acceso y conexión:

a) Puntos de conexión y medida propuestos:

Expediente: EXP918422090200
Titular: ALTAIME INVESTMENTS SL

Nombre Instalación: PF LA SAGRA
Ubicación Instalación: VALDEMORO (MADRID)
Potencia Concedida (kW): 4.999,00

Punto de Conexión: La conexión se efectuará en el tramo de media tensión subterráneo de la línea LSD706 entre el centro de transformación 28SDTM y el centro de transformacion 28SDRN realizando entrada/salida
Línea: LSD706
Subestación: LSD LA SENDILLA
Tipo de acometida: Entrada/Salida

b) Tensión máxima y mínima de la red en el punto de conexión

Tensión (kV): 15.0

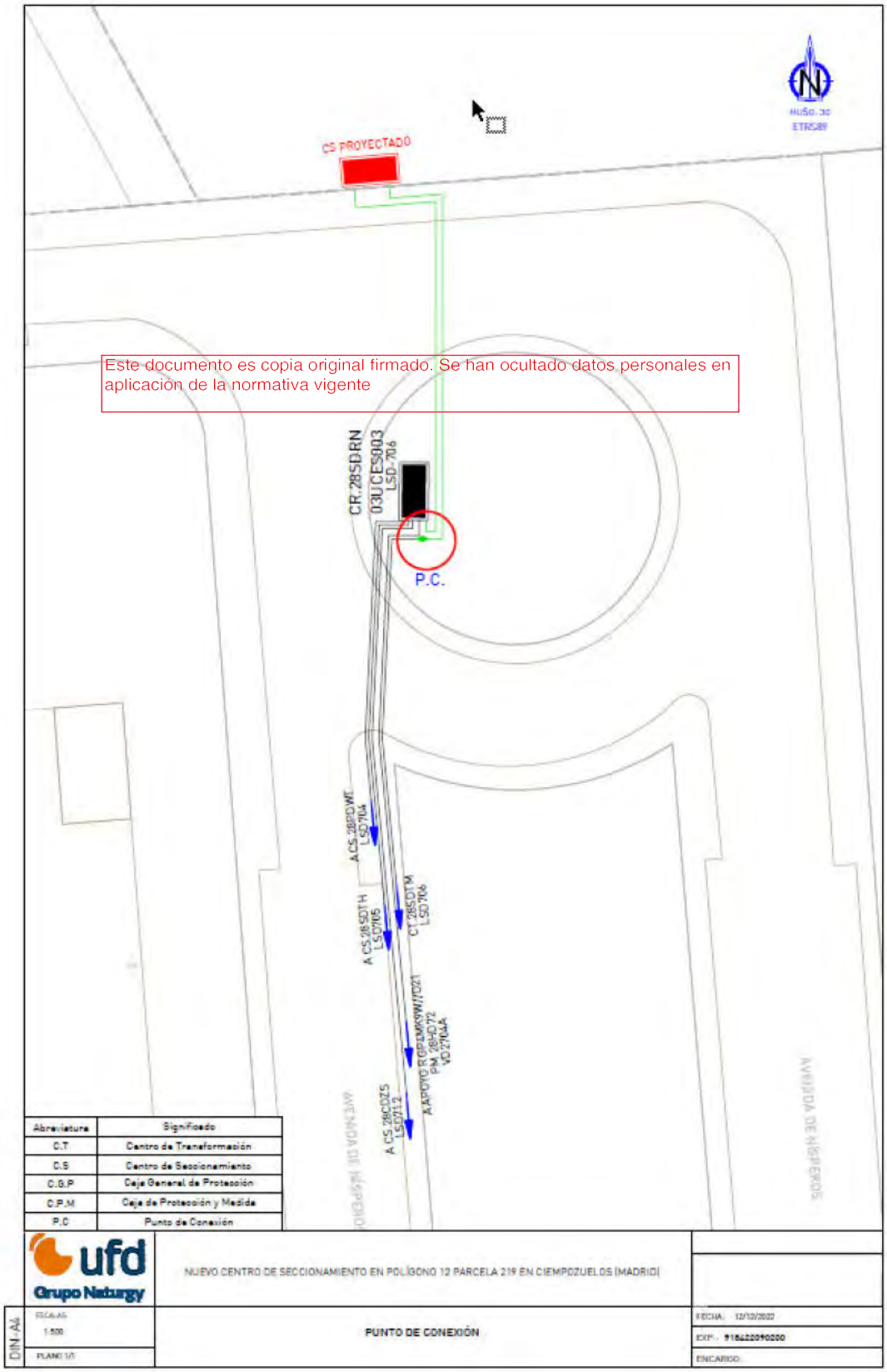
c) Potencia de cortocircuito

Scc máx. (MVA): 0.0
Scc mín.(MVA): 0.0

d) Observaciones:

La conexión se efectuará en el tramo de media tensión subterráneo de la línea LSD706 entre el centro de transformación 28SDTM y el centro de transformacion 28SDRN realizando entrada/salida e instalando en las proximidades del entronque un centro de seccionamiento equipado con telecontrol en las celdas de salida de línea y cliente, vía de comunicación GPRS/3G. De forma contigua al centro de seccionamiento y en envolvente independiente, se deberá instalar el centro de protección y medida conforme a las especificaciones técnicas de UFD y siendo ambos accesibles desde la vía pública. De acuerdo con el artículo 65 del RD 1955/2000, el citado acceso podrá restringirse temporalmente para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y fiabilidad establecidos para la operación y mantenimiento de las redes de distribución.

070313E1 V.EF.30/02/2



Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

Abreviatura	Significado
C.T	Centro de Transformación
C.S	Centro de Seccionamiento
C.G.P	Caja General de Protección
C.P.M	Caja de Protección y Medida
P.C	Punto de Conexión

ufd Grupo Naturgy

NUEVO CENTRO DE SECCIONAMIENTO EN POLÍGONO 12 PARCELA 219 EN CIEMPOZUELOS (MADRID)

DIN A4 | ESCALAS 1:500 | PLANO Nº

PUNTO DE CONEXIÓN

FECHA: 12/12/2022
EXP.: 916A22090200
ENCARGO:

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	
Superficie Ocupada	73.280,36 m^2
Volumen Desmonte	1.019,916 m^3
Volumen Terraplén	341,014 m^3
Volumen Neto	678,902 m^3

A modo de referencia, y para valorar la cantidad de movimiento de tierras propuesta, se pone en valor que el volumen de tierra movido divido de la superficie útil de la planta es igual a 0,073m. Es decir, el movimiento resultante sería similar si se moviera 7,3 cm de tierra en el total de la superficie ocupada.

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 de un camino público existente, con referencia catastral 28161A01809003, que conecta con la calle **Isaac Peral en el municipio VALDEMORO**.

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 y una plataforma de zahorra o árido similar donde se ubicará la entrada al recinto de la instalación fotovoltaica, el Centro de Transformación (CT), además se realizará una plataforma de zahorra en el lugar de ubicación del Centro de Protección, Medida y Control (CPMC) y del 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	214 m2
Volumen tierra vegetal	21,4 m3
Volumen grava compactada	42,8 m3

Estás secciones junto con sus detalles se pueden ver en el plano *"1105-CV-DRW" "OBRA CIVIL"*.

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 (CT). De igual forma será enterrado desde el CT al Centro de Protección, Medida y Control (CPMC). Desde el CTPMC e igualmente bajo tierra, se dirigirá 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*" "*DETALLES DE ZANJAS*". Asimismo, la planta de las diferentes canalizaciones se puede observar en el plano "*1120-CV-DRW*" "*ZANJAS LAYOUT*".

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 Transformación (CT) y el Centro de Protección, Medida y Control (CPMC) discurre por una canalización enterrada. Esta línea eléctrica tiene un tramo en donde cruza la autovía A-4. Este cruce se realizará mediante una perforación horizontal dirigida.

La línea de evacuación subterránea de media tensión 15kV que conecta el Centro de Transformación con el Centro de Protección, Medida y Control discurre perpendicularmente a la autovía A-4, realizando un cruzamiento en el p.k. 32.2. 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 4,3 metros en su paso subterráneo a la altura de la autovía A-4. En el plano *1048-GE AFECCIONES AUTOVÍA A4*, se indican las coordenadas UTM de localización de los puntos del cruzamiento de la línea con la autovía A-4.

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 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN (CT) (CIMENTACIÓN)

El CT 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 la cimentación de los Centros de Transformación, remitirse a la parte correspondiente del plano “1155-CV-DRW” “CENTRO TRANSFORMACION”.

22.6 VALLADO PERIMETRAL

Se procederá al vallado de todo el contorno de la planta solar fotovoltaica mediante vallado (plano "1110-CV-DRW" "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

Ocupación de Concesión Minera.

La planta solar fotovoltaica se encuentra localizada en parcelas pertenecientes a tres derechos mineros, afectado a las correspondientes concesiones de explotación derivada con códigos 2995, 3287 Y 2998 y nombres REINA, MINOR SESEÑA II y SOLEDAD II respectivamente.

Los detalles se pueden ver en los planos con código y nombre "1050-GE" "*AFECCIÓN. DERECHOS MINEROS*".

Paralelismo del vallado y estructuras con caminos público y linderos.

La planta solar fotovoltaica se encuentra localizada en las proximidades del camino público "Senda Extremeño" con referencia catastral 28161A018090030000WZ.

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 VALDEMORO.

Las distancias que se han tomado se pueden consultar en el plano "*1047-GE*" "*AFECCION-AYUNTAMIENTO* siendo estas:

- **A LINDEROS**
  - Vallado. Retranqueo de 1 metro desde límite de la parcela catastral.
  - Edificaciones (Edificios eléctricos y estructura fotovoltaica). Retranqueo de 10 metros desde lindero

- **A CAMINOS PÚBLICOS**
  - Vallado. Retranqueo de 5 metros desde el límite de la parcela catastral.
  - Edificaciones (Edificios eléctricos y estructura fotovoltaica). Retranqueo de 15 metros desde el eje del camino.

Cruzamiento de Línea de Evacuación con camino público.

La línea de evacuación subterránea de media tensión 15 kV que conecta el Centro de Transformación (CT) con el Centro de Protección, Medida y Control (CPMC) cruza los caminos Públicos con referencia catastral 28040A011090030000XI y 28040A011090070000XZ pertenecientes al T.M: de Ciempozuelos.

Estos cruzamientos se realizarán según las condiciones técnicas del ayuntamiento de Ciempozuelos, en las cuales se indican que debe ser un cruzamiento perpendicular al camino.

La ejecución del cruzamiento se realizará con previo aviso al ayuntamiento 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.

Los detalles se pueden ver en los planos con código y nombre "1050-GE-DRW-00-AFECCION AYUNTAMIENTO DE CIEMPOZUELOS".

Paralelismos de la planta fotovoltaica con la Autopista R-4.

La planta solar fotovoltaica se encuentra localizada en las proximidades la autopista R-4.

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 la **Ley 37/2015, de 29 de septiembre, de carreteras**, en la cual se indican los siguientes artículos:

> Artículo 31. **Zona de servidumbre**. La zona de servidumbre de las carreteras del Estado está constituida por dos franjas de terreno a ambos lados de las mismas, delimitadas interiormente por la zona de dominio público y exteriormente por dos líneas paralelas a las aristas exteriores de la explanación, a una distancia de 25 metros en autopistas y autovías y de 8 metros en carreteras convencionales y carreteras multicarril, medidos horizontalmente desde las citadas aristas.
>
> En la zona de servidumbre no podrán realizarse obras o instalaciones ni se permitirán más usos que aquellos que sean compatibles con la seguridad viaria y la adecuada explotación de la vía, previa autorización, en cualquier caso, del Ministerio de Fomento, y sin perjuicio de otras competencias concurrentes.
>
> Artículo 32. **Zona de afección.** 1. La zona de afección de las carreteras del Estado está constituida por dos franjas de terreno a ambos lados de las mismas, delimitadas interiormente por la zona de servidumbre y exteriormente por dos líneas paralelas a las aristas exteriores de la explanación, a una distancia de **100 metros en autopistas y autovías** (caso que ocupa este proyecto) y de 50 metros en carreteras multicarril y convencionales, medidos horizontalmente desde las citadas aristas.
>
> Artículo 33. **Zona de limitación a la edificabilidad**. 1. A ambos lados de las carreteras del Estado se establece la línea límite de edificación, que se sitúa a **50 metros en autopistas y autovías** (caso de este proyecto) y a 25 metros en carreteras convencionales y carreteras multicarril, medidos horizontal y perpendicularmente a partir de la arista exterior de la calzada más próxima.

Por tanto, en este caso **el proyecto se encontraría dentro de la zona de afección, pero no en la zona de limitación de edificabilidad**. Estas distancias se pueden consultar en el plano *"1049-GE" "AFECCIONES AUTOPISTA R4"*.

Paralelismos de la planta fotovoltaica con la Autovía A-4.

La planta solar fotovoltaica se encuentra localizada en las proximidades la autopista A-4.

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 la **Ley 37/2015, de 29 de septiembre, de carreteras**, en la cual se indican los siguientes artículos:

Artículo 31. **Zona de servidumbre**. La zona de servidumbre de las carreteras del Estado está constituida por dos franjas de terreno a ambos lados de las mismas, delimitadas interiormente por la zona de dominio público y exteriormente por dos líneas paralelas a las aristas exteriores de la explanación, a una distancia de 25 metros en autopistas y autovías y de 8 metros en carreteras convencionales y carreteras multicarril, medidos horizontalmente desde las citadas aristas.

En la zona de servidumbre no podrán realizarse obras o instalaciones ni se permitirán más usos que aquellos que sean compatibles con la seguridad viaria y la adecuada explotación de la vía, previa autorización, en cualquier caso, del Ministerio de Fomento, y sin perjuicio de otras competencias concurrentes.

Artículo 32. **Zona de afección.** 1. La zona de afección de las carreteras del Estado está constituida por dos franjas de terreno a ambos lados de las mismas, delimitadas interiormente por la zona de servidumbre y exteriormente por dos líneas paralelas a las aristas exteriores de la explanación, a una distancia de **100 metros en autopistas y autovías** (caso que ocupa este proyecto) y de 50 metros en carreteras multicarril y convencionales, medidos horizontalmente desde las citadas aristas.

Artículo 33. **Zona de limitación a la edificabilidad**. 1. A ambos lados de las carreteras del Estado se establece la línea límite de edificación, que se sitúa a **50 metros en autopistas y autovías** (caso de este proyecto) y a 25 metros en carreteras convencionales y carreteras multicarril, medidos horizontal y perpendicularmente a partir de la arista exterior de la calzada más próxima.

Por tanto, en este caso **el proyecto se encontraría fuera de la zona de afección y de la zona de limitación de edificabilidad**. Estas distancias se pueden consultar en el plano *"1048-GE" "AFECCIONES AUTOPISTA A4"*.

Paralelismo y Cruzamiento de Línea de Evacuación subterránea con Autovía A4.

La línea de evacuación subterránea de media tensión 15 kV que conecta el Centro de Transformación (CT) con el Centro de Protección, Medida y Control (CPMC) cruza la autovía de A-4, en el p.k. 32.2.

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

En el plano *"1048-GE" "AFECCIONES AUTOVÍA A4"* de este proyecto se indica los detalles del paralelismo y del cruzamiento, el cual se realizará perpendicular a la autovía, **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, reduciendo al máximo el tiempo de duración del corte del tránsito por dicha vía.

Cruzamiento de Línea de evacuación subterránea con gaseoducto.

La línea de evacuación subterránea de media tensión 15 kV que conecta el Centro de Transformación (CT) con el Centro de Protección, Medida y Control (CPMC) cruza un gaseoducto perteneciente a NEDGIA, Grupo Naturgy.

En este trazado de la línea eléctrica subterránea de evacuación existe una afección a conducciones de gas del gaseoducto perteneciente a NEDGIA, Grupo Naturgy, por el cruce de la línea con dicha conducción en las coordenadas ETRS89/UTM siguientes con Huso 30:

ESTE (X)	NORTE(Y)
443899.01	4443709.76

En el plano *"1052-GE" "AFECCIONES GASEODUCTO NEDGIA"* se indica los detalles del cruzamiento.

Paralelismo y cruce de la planta fotovoltaica con Línea Eléctrica Aérea MT existente en las cercanías a la parcela del proyecto.

En la parcela donde se ubicará la planta fotovoltaica existe una línea aérea eléctrica de Alta Tensión propiedad de REE.

Para este caso se estima una línea de 220kV

La distancia que se han considerado en el proyecto de ejecución desde las estructuras fotovoltaicas hasta dicha línea es la siguiente:

- **Distancia libre desde la estructura al eje de la línea: 25 metros.**
  La distancia libre es de 25 metros al eje de la línea (franja de 50 metros)

DISTANCIA LIBRE (desde eje) = SERVIDUMBRE DE VUELO + LIMITACIÓN A EDIFICACIONES =
$7{,}5m+(3{,}2+D_{el}) = 7{,}5m+(5m) = 12{,}5m$ pero para el proyecto se toma 25m.

donde:

- **SERVIDUMBRE DE VUELO.** La servidumbre de vuelo para las líneas áreas con conductores desnudos se define como la franja de terreno determinada por la proyección sobre el suelo de los conductores extremos, considerando estos y sus cadenas de aisladores en las condiciones más desfavorables; es decir, en su posición de máxima desviación sometidos a la acción de su propio peso y a su sobrecarga de viento para una velocidad de 120 km/h a la temperatura de +-15°C (apartado 5.12 de ITC-LAT 7).

  En este caso, esa servidumbre corresponde una franja de 15 metros (7,5 metros a cada lado del eje de la línea).

- **LIMITACIÓN A PUNTOS NO ACCESIBLES, EDIFICIOS E INSTALACIONES INDUSTRIALES.**
  Distancia externa de la línea (D_{el}) queda fijada por la siguiente tabla 15 (apartado 5.2 de ITC-LAT 7)

Tabla 15. Distancias de aislamiento eléctrico para evitar descargas

Tensión más elevada de la red U_S (kV)	Del (m)	D_{pp} (m)
3,6	0,08	0,10
7,2	0,09	0,10
12	0,12	0,15
17,5	0,16	0,20
24	0,22	0,25
30	0,27	0,33
36	0,35	0,40
52	0,60	0,70
72,5	0,70	0,80
123	1,00	1,15
145	1,20	1,40
170	1,30	1,50
245	1,70	2,00
420	2,80	3,20

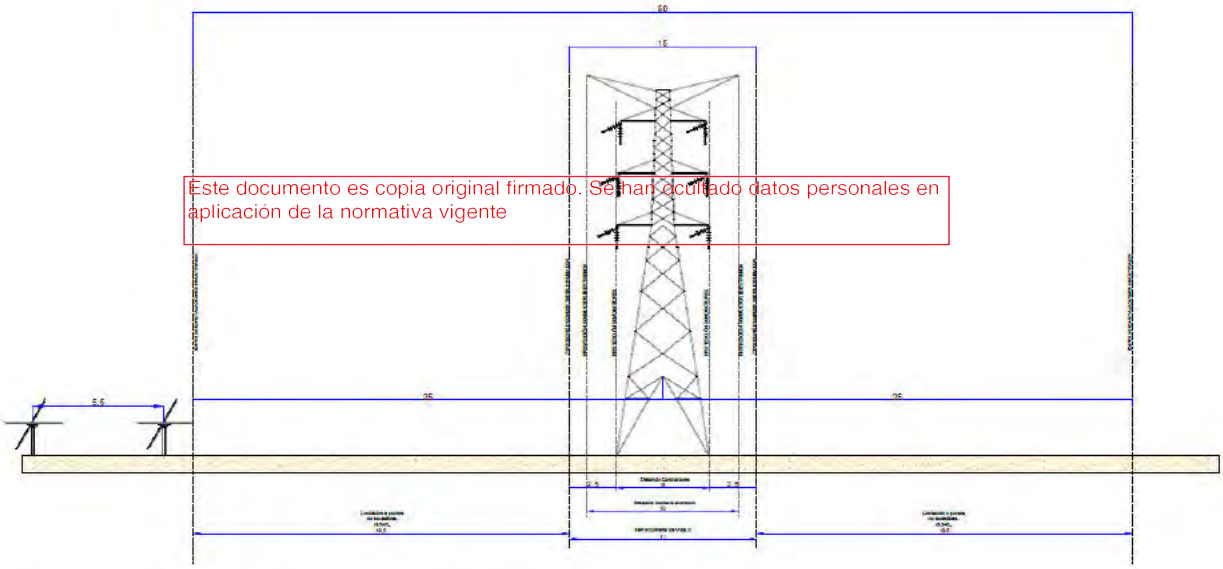
Siendo en nuestro caso la distancia de ,170m por ser una línea de 220kV.

Prohibición de construcciones. La amplitud de la franja es igual en el caso de cables desnudos (apartada 5.12.2 de ITC-LAT 7) o aislados (apartado 6.13.2 de ITC-LAT 8).

La prohibición se aplicará a una Franja definida por la servidumbre de vuelo ampliada en 3.2m + D_{el} (con un mínimo de 5m).

En nuestro caso, dicha amplitud será de 19,5 metros desde cada lado de la servidumbre de vuelo.

De este modo obtenemos una a franja libre de 50 metros. 25m a cada lado del eje de la línea eléctrica.



En el plano "*1046-GE*" "*AFECCIONES LÍNEAS*" se indica los detalles.

<u>Cruzamiento de Línea de Evacuación subterránea con canalización de agua del Canal Isabel II.</u>

La línea de evacuación subterránea de media tensión 15 kV que conecta el Centro de Transformación (CT) con el Centro de Protección, Medida y Control (CPMC) cruza con varias tuberías de agua pertenecientes al Canal de Isabel II, localizadas en los T.M. de Valdemoro y Ciempozuelos.

En este trazado de la línea eléctrica subterránea de evacuación existe una afección a conducciones de abastecimiento de agua potable del canal de Isabel II de Valdemoro y Ciempozuelos por el cruce de la línea con la conducción perteneciente al Canal de Isabel II en las coordenadas ETRS89/UTM siguientes con Huso 30:

T.M. VALDEMORO

PUNTO	ESTE (X)	NORTE (Y)
P1	443683.50	444721.96

T.M. CIEMPOZUELOS

PUNTO	ESTE (X)	NORTE (Y)
P3	444393.89	4443652.72

Estos cruzamientos se realizarán según las condiciones técnicas indicadas por UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN, tal y como se especifican en su proyecto tipo de Línea Eléctricas Subterráneas hasta 20kV IT.0116.ES.RE.RTP.

La ejecución de los cruzamientos se realizará con previo aviso a la institución del Canal de Isabel II, con las medidas de seguridad obligatorias según normativa vigente, reduciendo al máximo el tiempo de duración de las obras.

Además, en el trazado de la línea eléctrica subterránea de evacuación existe una afección a conducciones de abastecimiento de agua potable del canal de Isabel II de Ciempozuelos por el cruce de la línea con la conducción perteneciente al Canal de Isabel II que transcurre de forma paralela a la A-4 en las coordenadas ETRS89/UTM siguientes con Huso 30:

PUNTO	ESTE (X)	NORTE (Y)
P2	443970.47	4443632.94

El cruzamiento se realizará mediante una 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.

El proceso de la realización de la perforación horizontal se describe en el apartado de Obra Civil de esta memoria y en los planos de este proyecto.

En el plano *"1053-GE" "AFECCIONES CANAL ISABEL II"* se indica los detalles de los 3 cruzamientos.

Cruzamiento de Línea de Evacuación con Servidumbre de vuelo de línea área de MT existente.

La línea de evacuación subterránea de media tensión 15 kV que conecta el Centro de Transformación (CT) con el Centro de Protección, Medida y Control (CPMC) cruza la servidumbre de vuelo de una línea aérea de MT existente propiedad de i-DE REDES ELECTRIAS INTELIGENTES S.A.U. en las coordenadas ETRS89/UTM siguientes con Huso 30:

PUNTO	ESTE (X)	NORTE (Y)
P1	443545.43	4444317.18

La ejecución del cruzamiento se realizará con previo aviso i-DE REDES ELECTRIAS INTELIGENTES S.A.U. y con las medidas de seguridad obligatorias según normativa vigente.

Los detalles se pueden ver en el plano con código y nombre "1054-GE-DRW-00-AFECCION SERVIDUMBRE VUELO LINEA AEREA".

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.

Este dispositivo será responsabilidad del promotor de la instalación y se instalará en aplicación de la normativa vigente

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 , Iin , Iout , 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 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

IP-200.2

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 VIII. 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 LA SAGRA, NO se encuentra sometido al procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental Ordinaria.

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

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

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 Nº5 del presente Proyecto.

33 PRESUPUESTO DE LAS INSTALACIONES PROYECTADAS

Seguidamente se realiza un resumen de los capítulos del presupuesto.

PLANTA FV		
1	TRABAJOS PREVIOS	53.600,00 €
2	MOVIMIENTO DE TIERRAS	15.465,31 €
3	URBANIZACIÓN	41.763,40 €
4	ESTRUCTURAS Y MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	1.792.940,00 €
5	INVERSORES	88.000,00 €
6	INSTALACIÓN ELÉCTRICA BT PLANTA FV	231.439,11 €
7	INSTALACIÓN ELÉCTRICA MT PLANTA FV	240.940,00 €
8	CONTROL Y MONITORIZACIÓN	26.300,00 €
9	SEGURIDAD Y VIDEOVIGILANCIA	32.445,82 €
10	SEGURIDAD Y SALUD	14.260,00 €
11	GESTIÓN DE RESIDUOS	21.952,40 €
	PRESUPUESTO DE EJECUCION MATERIAL PLANTA FV	2.559.106,04 €
	13% GASTOS GENERALES	332.683,79 €
	6% BENEFICIO INDUSTRIAL	153.546,36 €
	PRESUPUESTO DE CONTRATA PLANTA FV	3.045.336,19 €
	IVA	639.520,60 €
	PRESUPUESTO TOTAL PLANTA FV	3.684.856,79 €

34 PLAZO DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO

El plazo de ejecución del proyecto se prevé en 6 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

Colegiado 1.327 COGITI C.REA

Renerix Solar

Preparado para:

ALTAIME INVESTMENTS SL

ANEXO I. SIMULACIÓN DE PRODUCCIÓN

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

PROYECTO DE EJECUCIÓN ADMINISTRATIVO
PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED
PF LA SAGRA

Valdemoro (Madrid)

ABRIL 2023

PROMOTOR: ALTAIME INVESTMENTS SL

Av. de Bruselas, 31, 28108 Alcobendas, Madrid

nexer

Renerix Solar

Preparado para:

ALTAIME INVESTMENTS SL

Versión	Nombre	Fecha	Realizado	Revisado	Aprobado
00	**Emisión inicial**	**12/04/2023**	**R.C.C.**	**A.M.S.**	**A.M.S.**

ÍNDICE

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.

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

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.

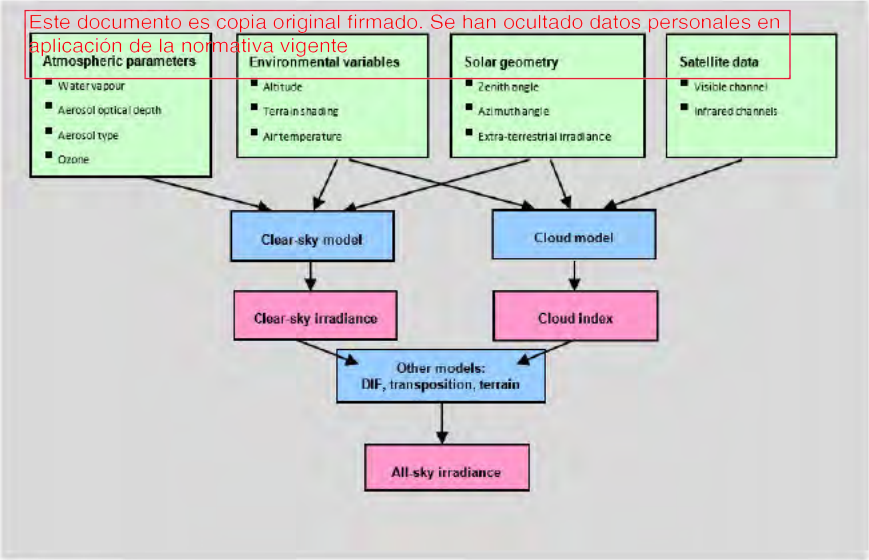
Por otra parte, se utilizan los resultados de los modelos meteorológicos numéricos operacionales (NWP) para los datos de pronóstico; en la fase de posprocesamiento, se utiliza la información calculada operacionalmente del modelo de satélite para mejorar dinámicamente la exactitud del pronóstico.

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:

SOLARGIS iMaps

LONG-TERM MONTHLY AVERAGES OF SOLAR RADIATION AND AIR TEMPERATURE

Report number: IMAPS-89725-2301-395
Issued: 03 January 2023 10:02 (UTC)

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

Site info

Site name:	Valdemoro Comunidad de Madrid, España
Coordinates:	**40° 09' 21.55" N, 03° 40' 6.79" W**
Elevation a.s.l.:	643 m
Slope inclination:	2°
Slope azimuth:	27° northeast

Location on the map: http://solargis.info/imaps/#tl=Google:satellite=40.1559856213,-3.66855198956=14

Geographic position

Google Maps © 2023 Google

Climate data

Month	Gh_d	Gh_m	Dh_d	Dh_m	T_{24}
Jan	2.16	67	0.82	25	4.2
Feb	3.23	90	1.11	31	5.8
Mar	4.59	142	1.57	49	9.2
Apr	5.83	175	2.00	60	11.4
May	6.63	206	2.32	72	16.9
Jun	7.66	230	2.33	70	23.0
Jul	7.92	246	1.97	61	26.2
Aug	6.90	214	1.92	60	25.3
Sep	5.29	159	1.75	53	19.6
Oct	3.64	113	1.37	42	13.8
Nov	2.42	73	0.93	28	8.3
Dec	1.89	59	0.74	23	5.3
Year	**4.86**	**1774**	**1.57**	**574**	**14.1**

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 25ºC*

[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

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

Versión 7.2.11

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: NEXER - LA SAGRA

Variante: LA SAGRA -FIJA 2VX15,2VX30 - TRIN660 - BIFACIAL - SG350-250

Sistema de tierra (tablas) sobre una colina

Potencia del sistema: 5742 kWp

Valdemoro - España

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

Autor(a)

Resumen del proyecto

Sitio geográfico
Valdemoro
España

Situación

Latitud	40.16 °N
Longitud	-3.67 °W
Altitud	643 m
Zona horaria	UTC+1

Configuración del proyecto

Albedo	0.20

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

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red

Sistema de tierra (tablas) sobre una colina

Orientación campo FV
Plano fijo
Inclinación/Azimut 20 / -4

Sombreados cercanos
Según las cadenas
Efecto eléctrico 100 %

Necesidades del usuario
Carga ilimitada (red)

Información del sistema

Conjunto FV

Núm. de módulos	8700 unidades
Pnom total	5742 kWp

Inversores

Núm. de unidades	16 unidades
Pnom total	4980 kWca
Proporción Pnom	1.153

Resumen de resultados

Energía producida	10 GWh/año	Producción específica	1680 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	83.25 %
Energía aparente	10181 MVAh				

Tabla de contenido

Parámetros generales

Sistema conectado a la red

Sistema de tierra (tablas) sobre una colina

Orientación campo FV

Orientación		**Configuración de cobertizos**		**Modelos usados**	
Plano fijo		Núm. de cobertizos	164 unidades	Transposición	Perez
Inclinación/Azimut	20 / -4 °	**Tamaños**		Difuso	Perez, Meteonorm
		Espaciamiento cobertizos	8.01 m	Circunsolar	con difuso
		Ancho de colector	4.79 m		
		Proporc. cob. suelo (GCR)	59.8 %		
		Ángulo límite de sombreado			
		Ángulo límite de perfil	25.1 °		

Horizonte		**Sombreados cercanos**		**Necesidades del usuario**
Altura promedio	1.4 °	Según las cadenas		Carga ilimitada (red)
		Efecto eléctrico	100 %	

Punto de inyección de red

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

Factor de potencia

Cos(phi) (principal) 0.950

Características del conjunto FV

Conjunto #1 - Conjunto FV

Módulo FV		**Inversor**	
Fabricante	Trina Solar	Fabricante	Sungrow
Modelo	TSM-660DEG21C.20	Modelo	SG350HX-20A-Preliminary
(Definición de parámetros personalizados)		(Definición de parámetros personalizados)	
Unidad Nom. Potencia	660 Wp	Unidad Nom. Potencia	320 kVA
Número de módulos FV	7920 unidades	Número de inversores	14 unidades
Nominal (STC)	5227 kWp	Potencia total	4480 kVA
Módulos	264 Cadenas x 30 En series	Voltaje de funcionamiento	500-1500 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Potencia máx. (=>30°C)	352 kVA
Pmpp	4795 kWp	Proporción Pnom (CC:CA)	1.17
U mpp	1031 V		
I mpp	4653 A		

Conjunto #2 - Subconjunto #2

Módulo FV		**Inversor**	
Fabricante	Trina Solar	Fabricante	Sungrow
Modelo	TSM-660DEG21C.20	Modelo	SG250HX_250KVA
(Definición de parámetros personalizados)		(Definición de parámetros personalizados)	
Unidad Nom. Potencia	660 Wp	Unidad Nom. Potencia	250 kVA
Número de módulos FV	780 unidades	Número de inversores	2 unidades
Nominal (STC)	515 kWp	Potencia total	500 kVA
Módulos	26 Cadenas x 30 En series	Voltaje de funcionamiento	600-1500 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Potencia máx. (=>30°C)	250 kVA
Pmpp	472 kWp	Proporción Pnom (CC:CA)	1.03
U mpp	1031 V		
I mpp	458 A		

Potencia FV total		**Potencia total del inversor**	
Nominal (STC)	5742 kWp	Potencia total	4980 kVA
Total	8700 módulos	Número de inversores	16 unidades
Área del módulo	27025 m²	Proporción Pnom	1.15
Área celular	25322 m²		

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

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 1.5 % 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 de cableado CC

Res. de cableado global 2.2 mΩ
Frac. de pérdida 1.0 % en STC

Conjunto #1 - Conjunto FV
Res. conjunto global 2.4 mΩ
Frac. de pérdida 1.0 % en STC

Conjunto #2 - Subconjunto #2
Res. conjunto global 25 mΩ
Frac. de pérdida 1.0 % en STC

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 2.00 % en STC

Inversor: SG350HX-20A-Preliminary
Sección cables (14 Inv.) Alu 14 x 3 x 240 mm²
Longitud media de los cables 239 m

Inversor: SG250HX_250KVA
Sección cables (2 Inv.) Alu 2 x 3 x 185 mm²
Longitud media de los cables 267 m

Línea MV hasta inyección
Voltaje MV 20 kV
Cables Alu 3 x 95 mm²
Longitud 300 m
Frac. de pérdida 0.16 % en STC

Pérdidas de CA en transformadores

Transfo MV
Voltaje de red 20 kV
Pérdidas operativas en STC
Potencia nominal en STC 5658 kVA
Pérdida de hierro (Conexión 24/24) 5.94 kW
Frac. de pérdida 0.11 % en STC
Resistencia equivalente de bobinas 3 x 1.08 mΩ
Frac. de pérdida 0.95 % en STC

Definición del horizonte

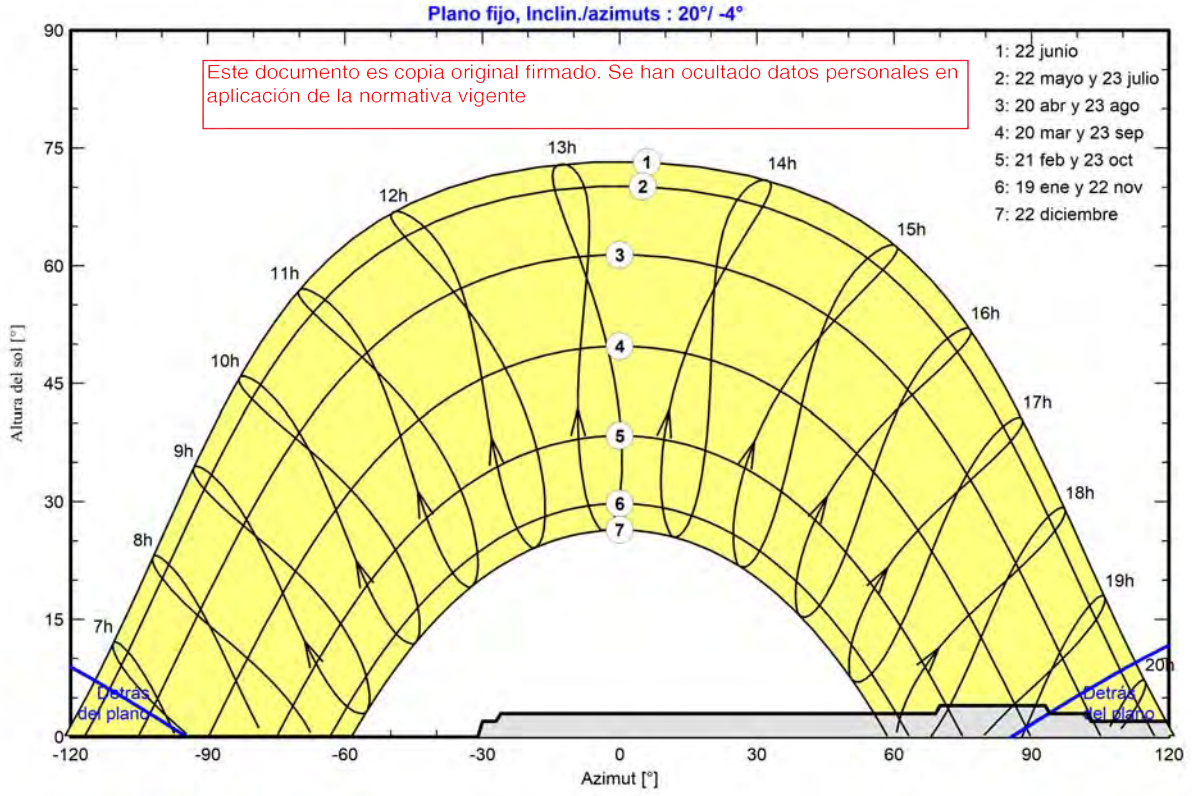
Horizonte del servicio web de Meteonorm, lat=40,156, lon=-3,6686

Altura promedio	1.4 °	Factor Albedo	0.89
Factor difuso	0.99	Fracción de albedo	100 %

Perfil del horizonte

Azimut [°]	-180	-171	-170	-31	-30	-27	-26	69	70	93
Altura [°]	1.0	1.0	0.0	0.0	2.0	2.0	3.0	3.0	4.0	4.0
Azimut [°]	94	102	103	134	135	151	152	170	171	179
Altura [°]	3.0	3.0	2.0	2.0	1.0	1.0	0.0	0.0	1.0	1.0

Recorridos solares (diagrama de altura / azimut)



Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

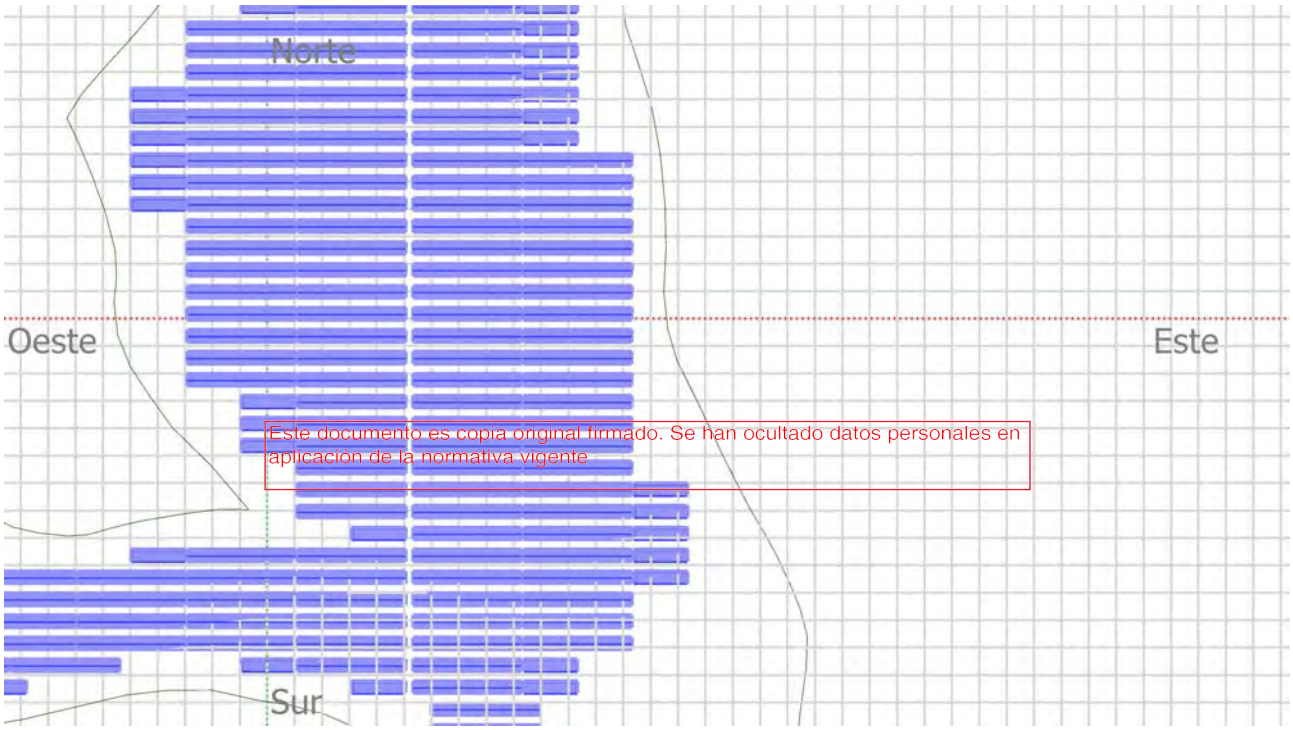
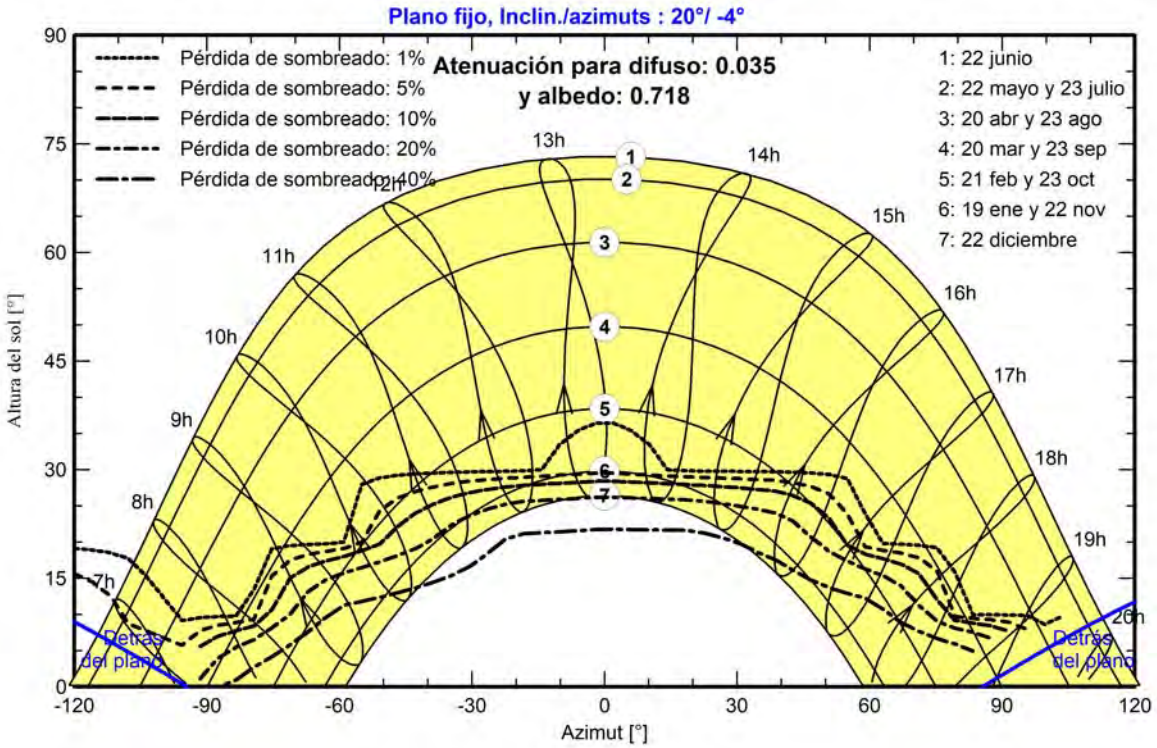


Diagrama de iso-sombreados

Orientación #1

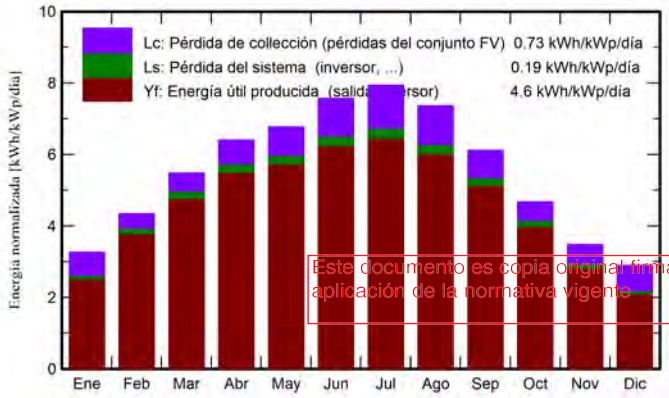


Resultados principales

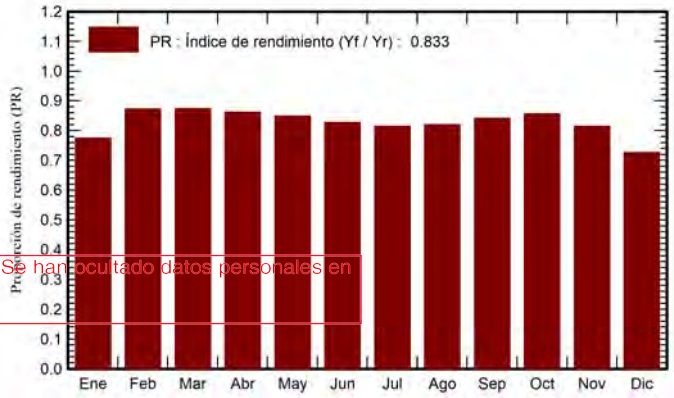
Producción del sistema

Energía producida	10 GWh/año	Producción específica	1680 kWh/kWp/año
Energía aparente	10181 MVAh	Proporción de rendimiento (PR)	83.25 %

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	67.0	25.00	4.20	101.1	93.5	0.467	0.450	0.775
Febrero	90.0	31.00	5.80	121.5	116.1	0.634	0.609	0.873
Marzo	142.0	49.00	9.20	169.7	162.7	0.886	0.851	0.873
Abril	175.0	60.00	11.40	192.0	184.2	0.990	0.950	0.861
Mayo	206.0	72.00	16.90	209.7	200.8	1.066	1.023	0.849
Junio	230.0	70.00	23.00	226.9	217.5	1.124	1.077	0.827
Julio	246.0	61.00	26.20	246.1	236.4	1.202	1.151	0.815
Agosto	214.0	60.00	25.30	228.1	219.1	1.120	1.074	0.820
Septiembre	159.0	53.00	19.60	183.3	175.9	0.923	0.886	0.841
Octubre	113.0	42.00	13.80	144.8	138.4	0.741	0.712	0.856
Noviembre	73.0	28.00	8.30	104.3	98.0	0.508	0.488	0.814
Diciembre	59.0	23.00	5.29	89.8	82.3	0.390	0.374	0.726
Año	1774.0	574.00	14.13	2017.5	1924.8	10.050	9.644	0.833

Leyendas

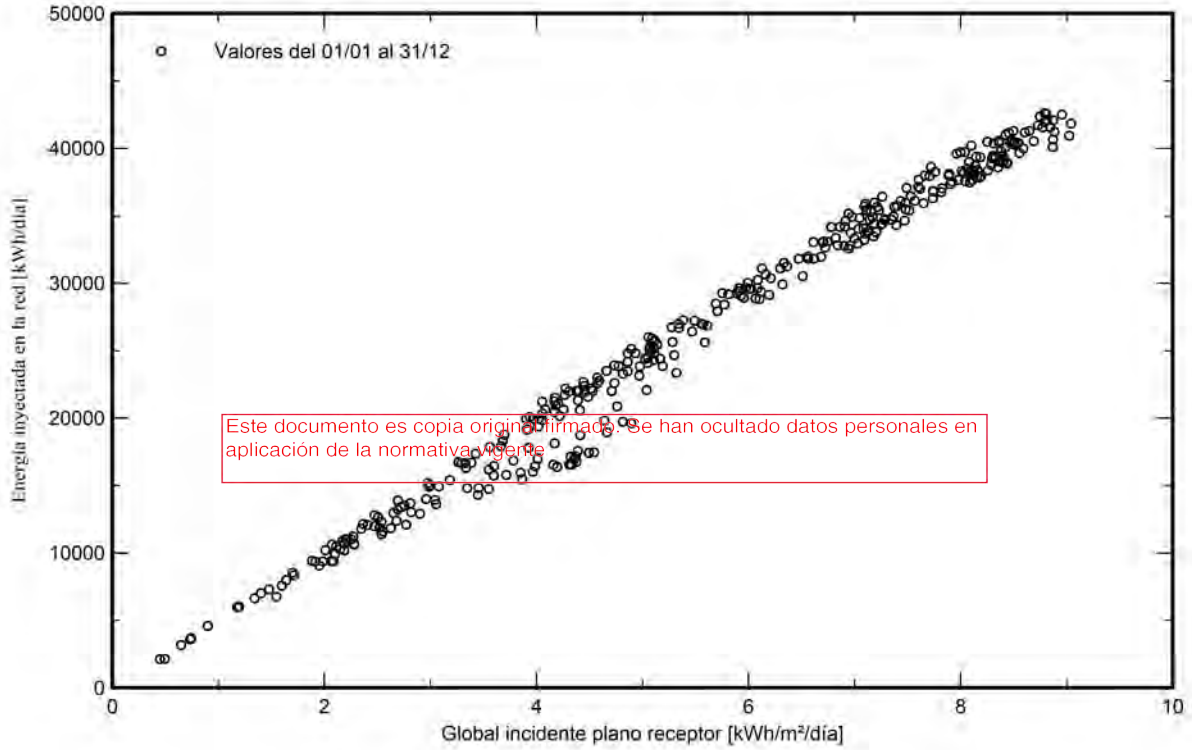
GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		

Diagrama de pérdida

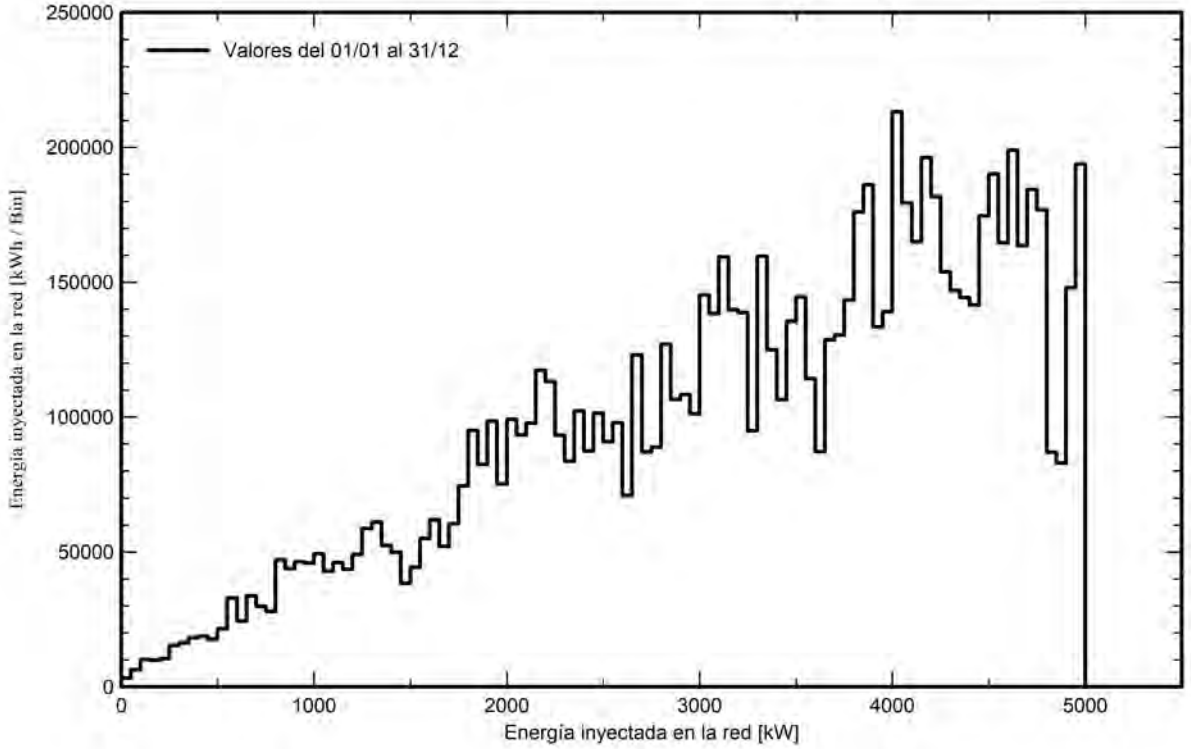
1774 kWh/m²		**Irradiación horizontal global**
	+13.7%	**Global incidente plano receptor**
	-0.37%	Sombreados lejanos / Horizonte
	-1.78%	Sombreados cercanos: perdida de irradiancia
	-0.51%	Factor IAM en global
	-2.00%	Factor de pérdida de suciedad
1925 kWh/m² * 27025 m² colect.		**Irradiancia efectiva en colectores**
eficiencia en STC = 21.31%		Conversión FV
11085 MWh		**Conjunto de energía nominal (con efic. STC)**
	+0.23%	Pérdida FV debido al nivel de irradiancia
	-3.77%	Pérdida FV debido a la temperatura.
	-1.97%	Sombreados: pérdida eléctrica según las cadenas
	-1.80%	LID - Degradación inducida por luz
	-1.60%	Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas
	-0.68%	Pérdida óhmica del cableado
10059 MWh		**Energía virtual del conjunto en MPP**
	-1.34%	Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)
	-0.09%	Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal
	0.00%	Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima
	0.00%	Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal
	-0.01%	Pérdida del inversor debido al umbral de potencia
	0.00%	Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje
	0.00%	Consumo nocturno
9914 MWh		**Energía disponible en la salida del inversor**
	-0.30%	Auxiliares (ventiladores, otros ...)
	-1.19%	Pérdidas óhmicas CA
	-1.17%	Pérdida de transfo de voltaje medio
	-0.09%	Pérdida óhmica de línea MV
9644 MWh		**Energía activa inyectada en la red**
3262 MVAR		Energía reactiva a la red: Cos(phi) prom. = 0.947
10181 MVA		**Energía aparente a la red**

Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



Gráficos predefinidos

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

Evaluación P50 - P90

Datos meteo

Fuente	SolarGIS Monthly aver. , period not spec.
Tipo	TMY, multianual
Variabilidad año a año(Varianza)	5.0 %
Desviación especificada	
Cambio climático	0.0 %

Incertidumbres sobre la simulación y los parámetros

Modelado/parámetros del módulo FV	1.0 %
Incertidumbre eficiencia inversor	0.5 %
Incertidumbres de suciedad y desajuste	1.0 %
Incertidumbre de degradación	1.0 %

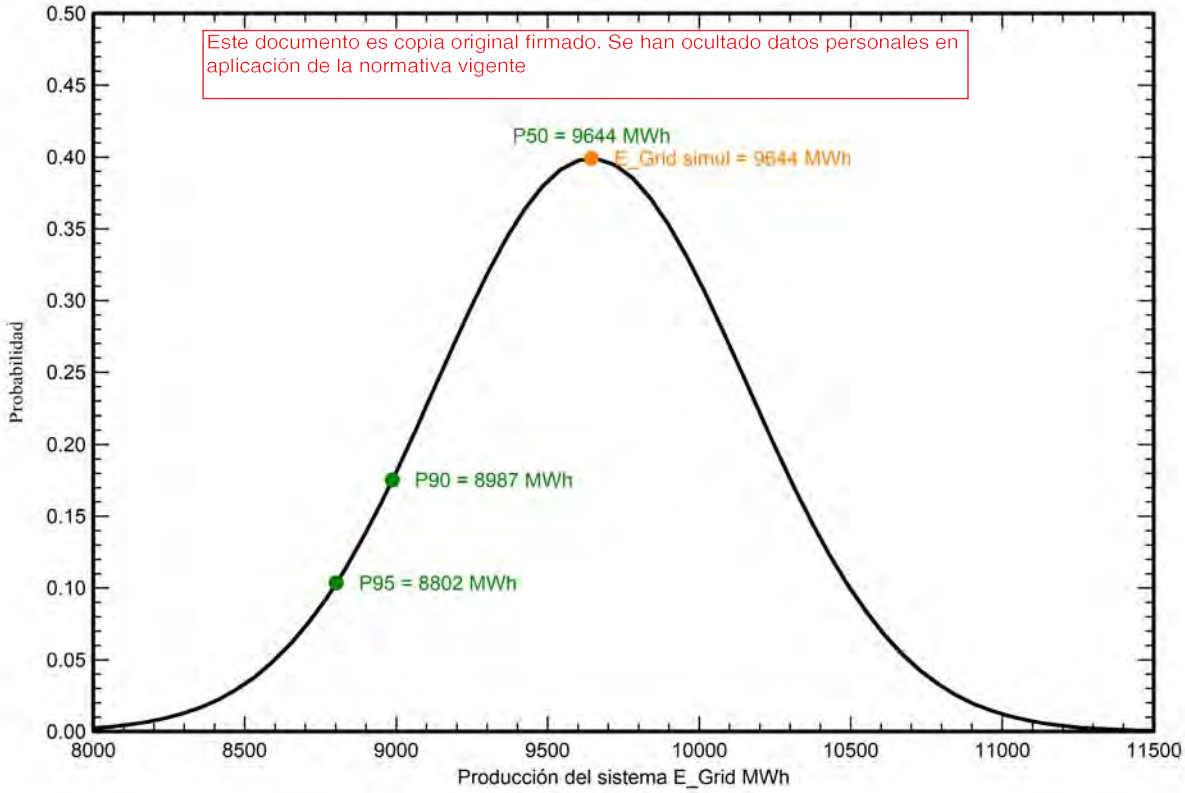
Variabilidad global (meteo y sistema)

Variabilidad (Suma cuadrática)	5.3 %

Probabilidad de producción anual

Variabilidad	513 MWh
P50	9644 MWh
P90	8987 MWh
P95	8802 MWh

Distribución de probabilidad



Renerix Solar

Preparado para:

ALTAIME INVESTMENTS SL

ANEXO II. CÁLCULOS SECCIÓN DE CONDUCTORES CC Y CA

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

PROYECTO DE EJECUCIÓN ADMINISTRATIVO
PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED
PF LA SAGRA

VALDEMORO (Madrid)

ABRIL 2023

PROMOTOR: ALTAIME INVESTMENTS SL

Av. de Bruselas, 31, 28108 Alcobendas, Madrid

nexer

Renerix Solar

Preparado para:

ALTAIME INVESTMENTS SL

Versión	Nombre	Fecha	Realizado	Revisado	Aprobado
00	**Emisión inicial**	**12/04/2023**	**R.C.C.**	**A.M.S.**	**A.M.S.**

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

ÍNDICE

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:

HD 60364-5-52:2011 - 66 - AENOR

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:

HD 60364-5-52:2011 - 68 - AENOR

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.

AENOR - 69 - HD 60364-5-52:2011

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:

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

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 lo 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.

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

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:

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

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

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			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral[a]	
			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 intensidad 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/ºC · m³).
B_o: es la inversa del coeficiente de temperatura de la resistividad a 0 ºC para el conductor (ºC).
ρ_{20}: es la resistividad eléctrica del material conductor a 20 ºC (Ω · m).
θ_i: es la temperatura inicial del conductor (ºC).
θ_f: es la temperatura final del conductor (ºC).
k: es la expresión ($A \cdot s^{1/2} \cdot mm^{-2}$).

Material	B_0 (ºC)	C_v (J/ºC · m³)	ρ_{20} (Ω · m)
Cobre	234,5	$3{,}45 \cdot 10^6$	$17{,}241 \cdot 10^{-9}$
Aluminio	228	$2{,}5 \cdot 10^6$	$28{,}264 \cdot 10^{-9}$

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.

$$I^2t=k^2S^2$$

I= s*k)/t
Se puede comprobar la Isc que los distintos conductores pueden soportar.

Para el conductor solar de Cu 4 mm2, K = 143, t = 5s, el resultado es I = 255,8A. 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 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 de Al 95 mm2, K = 94, t = 5s, el resultado es I = 3.994A. Como la Isc máx en este cable es la corriente máxima para los inversores, que es inferior a 254 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 254 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 254 A, se puede concluir que está correcto.

Para el conductor de Al 400 mm2, K = 94, t = 5s, el resultado es I = 16.815A. Como la Isc máx en este cable es la corriente máxima para los inversores, que es inferior a 254 A, se puede concluir que está correcto.

7 RESULTADOS

7.1 CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA GENERAL

ELECTRICAL DESIGN STRING

POWER PLANT

Total Power Plant	5.742.000	Wp
Trafo Station / Plant	1	ud
No. Inverter / TS	16	ud
No. Inverter / Plant	16	ud
Total No. Strings	230	ud
Power Peak / Inverter	376.200	Wp
Power Peak / TS	5.742.000	Wp

GENERAL INFORMATION

Ratio DC/AC	1,07	
String fuse >	23,9625	--> 25 A
ICB fuse >	276,75	--> 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: Sungrow SG350HX

	P_N	352	kW
INPUT	V_{DC}	1500	V
INPUT	Nominal input voltage (startup)	550	V
INPUT	Range Mppt max V_{DC}	1500	V
INPUT	Range Mppt min V_{DC}	500	V
INPUT	I_{pv} max (DC)	480	A
INPUT	I_{sc} max (DC)	720	A
OUTPUT	Nominal (AC) Voltage	800	V
OUTPUT	Nominal (AC) Current	254	A
OUTPUT	Nominal (AC) Power at Cos ϕ = 1	351,35	kW
	Nº inputs Inverter	12	
	I_{cc} max (DC) (per input)	60,00	A
	I max /etape (AC)	30	A
	Pmax/Pnom (%)	33,33%	

MODULE: TRINA TSM-DEG21C.20 650W

P	660	Wp
V_{mpp}	38,1	V
I_{mpp}	17,35	A
V_{oc}	45,9	V
I_{sc}	18,45	A
Δt V_{oc}	-0,1148	V / ºC
Δt I_{sc}	0,00738	A/ºC
Δt V_{mpp}	-0,1295	V/ºC
Vmax	1500	V
NOTC	43	ºC
U (Factor de pérdida térmica)	29	W/m²·k
Eficiencia	20,3%	%

Setting String

Modules/string	30	modules
Strings/inverter	19,00	strings
Power / inverter	376.200	Wp
Modules per inverter	570	ud
Modules / Trafo Station	9.120	ud
Modules Plant	9.120	ud
Inverters / Trafo Station	16	ud
Trafo Station / Plant	1	ud
Inverters / Plant	16	ud
Isc (DC) / Inverter	350,55	A
Vmpp / Inverter	1143	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 in	335,48	A
Isc max input inv. @ max cell temp [Ipanel x strings < Isc inv]	356,38	A
Voc input to sys. @ min cell temp [Voc panel x modules < Voc m	1465,76	V
Vmpp input to inv. @ max cell temp [Vmpp panel x modules > Vi	966,62	V
I_{cc} MPPT inverter	36,9	A
I_{cc} inverter	329,65	A
P_{cc} String	19800	Wp
Nº strings max/inverter	12	
P /inv	237.600	Wp
Imppl/inv	208,2	A

Meteorological Information. Metodo IEC

Tmin	-3,4	ºC	Irradiance in the array @Tmin	91	W/m2
Tmax	36,9	ºC	Irradiance in the array @Tmax	1033	W/m2
To	25	ºC	T cell @Tmin	-0,78	ºC
			Tcell @Tmax	66,60	ºC

7.2 CALCULO DE FUSIBLES

L ara 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: 325 kW

Sección del conductor del tramo: 400 mm^2

Aplicando la CONDICIÓN 1, necesitaríamos un fusible con un valor de I_n de 315 A

$$254 \leq I_n \leq 386$$

Aplicando la CONDICIÓN 2, y dado que el fusible tiene una corriente nominal mayor a 160 A, se tendría:

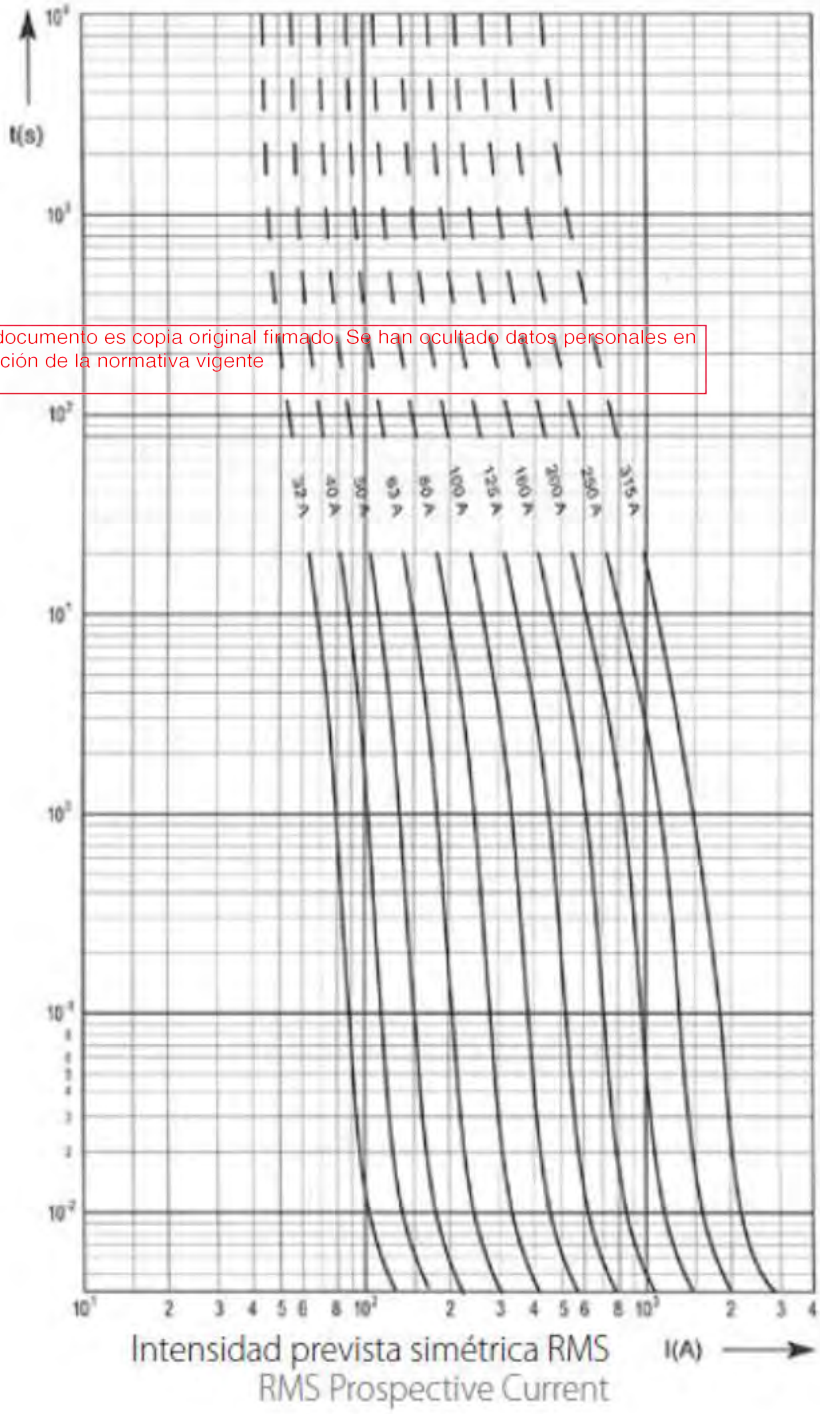
$$I_n \leq \frac{1{,}45}{1{,}6} \cdot 290{,}00 \quad \rightarrow \quad I_n \leq 349{,}81$$

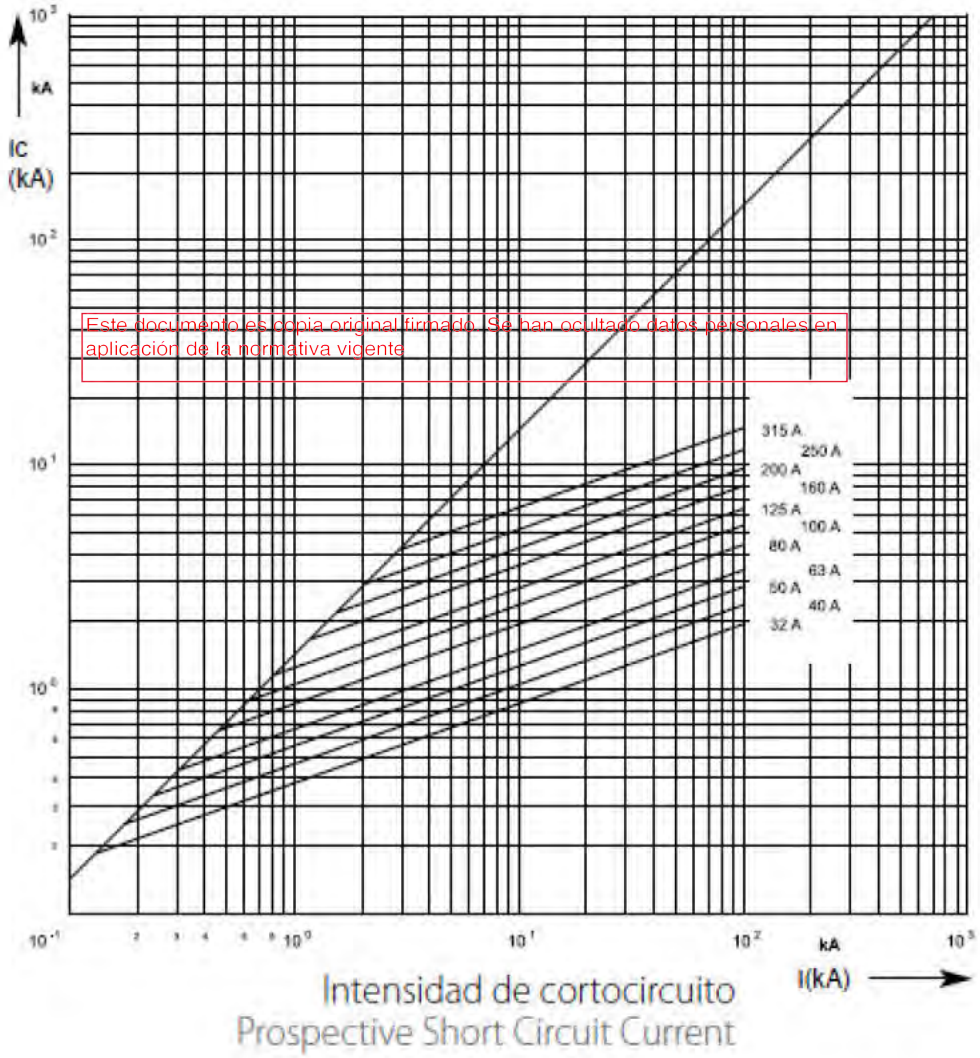
Por tanto, el fusible elegido para este tramo en concreto sería uno con una corriente nominal de 315 A, cumpliendo así ambas condiciones.

Los cálculos por cada línea, a continuación:

	FUSES INPUT DC BOX (INVERTER)						
Line Code	Sección	Ib	Iz	If*	In	Condicion 1	Condición 2
CT1.I1	150,00	254,00	440,00	398,75	315	ok	ok
CT1.I2	150,00	254,00	440,00	398,75	315	ok	ok
CT1.I3	240,00	254,00	580,00	525,63	315	ok	ok
CT1.I4	240,00	254,00	580,00	525,63	315	ok	ok
CT1.I5	240,00	254,00	580,00	525,63	315	ok	ok
CT1.I6	300,00	254,00	652,00	590,88	315	ok	ok
CT1.I7	150,00	254,00	440,00	398,75	315	ok	ok
CT1.I8	150,00	254,00	440,00	398,75	315	ok	ok
CT1.I9	150,00	254,00	440,00	398,75	315	ok	ok
CT1.I10	150,00	254,00	440,00	398,75	315	ok	ok
CT1.I11	150,00	254,00	440,00	398,75	315	ok	ok
CT1.I12	150,00	254,00	440,00	398,75	315	ok	ok
CT1.I13	150,00	254,00	440,00	398,75	315	ok	ok
CT1.I14	150,00	254,00	440,00	398,75	315	ok	ok
CT1.I15	240,00	180,50	290,00	262,81	200	ok	ok
CT1.I16	150,00	180,50	440,00	398,75	200	ok	ok

A continuación, se muestran las curvas de los fusibles seleccionados:





7.3 CALCULO DE SECCIONES DE CABLES DC

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

DESIGN DATA MODULE: TRINA TSM-DEG21C.20 650W		
Maximum power module	660	Wp
Voltage at maximum power (Vmax)	38,10	V
Open circuit voltage (Voc)	45,9	V
short-circuit current (Isc)	18,45	A
Current at Maximum Power (Impp)	17,35	A
Temperature Coefficient of Vmpp	-129,54	mV/ºC
Ambient air temperature (max.)	34,5	ºC
Soil temperature	20	ºC
T cell @Tmin	-0,78	ºC
Tcell @Tmax	66,60	ºC
No. modules in series	30	modules
Average voltage drop (Average DC)	1,50%	
Maximum voltage drop (Max DC)	2,00%	
Temperature Coefficient of Isc	7,380	mA/ºC
Thermal resistivity	0,82	m K/W

VD MAX TOTAL	1,975%
VD AVG. TOTAL	1,321%
DELTA MAX	1,531%

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)

PF LA SAGRA

POWER STATION 1 - INVERTER 1 to 16

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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	94,7	189,4	60,15	1,886%	1,886%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	234,7	469,4	34,73	1,709%	1,709%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	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	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	234,7	469,4	34,73	1,709%	1,709%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	83,1	166,3	60,15	1,656%	1,656%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	234,7	469,4	34,73	1,709%	1,709%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	56,4	112,8	60,15	1,123%	1,123%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	104,5	209,1	46,43	1,323%	1,323%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	56,4	112,8	60,15	1,123%	1,123%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	22,2	44,3	60,15	0,441%	0,441%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	83,1	166,1	60,15	1,654%	1,654%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	62,1	124,2	60,15	1,237%	1,237%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	110,7	221,4	46,43	1,401%	1,401%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	75,3	150,5	60,15	1,499%	1,499%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	130,8	261,6	46,43	1,656%	1,656%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	116,2	232,4	46,43	1,471%	1,471%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	80,8	161,5	60,15	1,609%	1,609%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	95,5	191,0	60,15	1,902%	1,902%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	101,0	202,0	46,43	1,278%	1,278%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	OK	OK
																								VD MAX TOTAL	1,902%									OK	
																								VD AVG. TOTAL	1,466%									OK	
																								DELTA MAX	1,460%										
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	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	172,1	344,2	34,73	1,253%	1,253%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	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	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	253,8	507,6	34,73	1,848%	1,848%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	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	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	172,1	344,2	34,73	1,253%	1,253%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	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	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	200,8	401,5	34,73	1,461%	1,461%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	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	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	172,1	344,2	34,73	1,253%	1,253%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	44,5	89,1	60,15	0,887%	0,887%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	264,8	529,6	34,73	1,928%	1,928%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	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	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	172,1	344,2	34,73	1,253%	1,253%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	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	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	189,8	379,5	34,73	1,381%	1,381%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	39,0	78,1	60,15	0,777%	0,777%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	63,1	126,2	60,15	1,257%	1,257%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	22,0	44,0	60,15	0,438%	0,438%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	71,5	143,1	60,15	1,425%	1,425%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	30,4	60,9	60,15	0,606%	0,606%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	104,1	208,2	46,43	1,318%	1,318%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	190,1	380,2	34,73	1,384%	1,384%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	35,9	71,9	60,15	0,716%	0,716%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	41,4	82,9	60,15	0,825%	0,825%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
																								VD MAX TOTAL	1,93%									OK	
																								VD AVG. TOTAL	1,18%									OK	
																								DELTA MAX	1,49%										
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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	134,5	269,1	46,43	1,703%	1,703%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	90,7	181,4	60,15	1,806%	1,806%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	129,0	258,1	46,43	1,633%	1,633%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	112,6	225,3	46,43	1,426%	1,426%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	107,1	214,3	46,43	1,356%	1,356%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	101,6	203,3	46,43	1,287%	1,287%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	96,1	192,3	60,15	1,915%	1,915%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	67,8	135,5	60,15	1,349%	1,349%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	56,8	113,5	60,15	1,130%	1,130%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	42,0	84,0	60,15	0,837%	0,837%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	37,4	74,8	60,15	0,744%	0,744%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	78,1	156,3	60,15	1,556%	1,556%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	117,5	235,0	46,43	1,487%	1,487%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	78,1	156,3	60,15	1,556%	1,556%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	51,1	102,2	60,15	1,017%	1,017%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	78,1	156,3	60,15	1,556%	1,556%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	78,1	156,3	60,15	1,556%	1,556%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	62,1	124,2	60,15	1,236%	1,236%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	78,1	156,3	60,15	1,556%	1,556%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
																								VD MAX TOTAL	1,91%									OK	
																								VD AVG. TOTAL	1,41%									OK	
																								DELTA MAX	1,17%										
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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	118,3	236,5	46,43	1,497%	1,497%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	107,3	214,5	46,43	1,358%	1,358%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	96,5	193,1	60,15	1,923%	1,923%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	119,1	238,2	46,43	1,508%	1,508%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	57,5	115,1	60,15	1,146%	1,146%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	37,6	75,2	60,15	0,749%	0,749%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	42,0	84,0	60,15	0,837%	0,837%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	62,8	125,7	60,15	1,252%	1,252%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I4.S09	String	Inverter	1	4	9	String 1-4-9	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	45,6	91,2	60,15	0,908%	0,908%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I4.S10	String	Inverter	1	4	10	String 1-4-10	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	68,4	136,7	60,15	1,361%	1,361%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I4.S11	String	Inverter	1	4	11	String 1-4-11	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	73,1	146,2	60,15	1,455%	1,455%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I4.S12	String	Inverter	1	4	12	String 1-4-12	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	56,6	113,2	60,15	1,127%	1,127%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I4.S13	String	Inverter	1	4	13	String 1-4-13	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	73,1	146,2	60,15	1,455%	1,455%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I4.S14	String	Inverter	1	4	14	String 1-4-14	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	136,3	272,5	46,43	1,725%	1,725%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	OK	OK
TS1.I4.S15	String	Inverter	1	4	15	String 1-4-15	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	130,8	261,5	46,43	1,655%	1,655%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	OK	OK
TS1.I4.S16	String	Inverter	1	4	16	String 1-4-16	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	125,3	250,5	46,43	1,586%	1,586%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	OK	OK
TS1.I4.S17	String	Inverter	1	4	17	String 1-4-17	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	119,8	239,5	46,43	1,516%	1,516%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	OK	OK
TS1.I4.S18	String	Inverter	1	4	18	String 1-4-18	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	120,6	241,2	46,43	1,526%	1,526%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	OK	OK
TS1.I4.S19	String	Inverter	1	4	19	String 1-4-19	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	103,0	205,9	46,43	1,304%	1,304%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	OK	OK
																								VD MAX TOTAL	1,92%									OK	
																								VD AVG. TOTAL	1,36%									OK	
																								DELTA MAX	1,17%										

CABLE CALCULATIONS (VOLTAGE DROP AND MAXIMUM CURRENT)

PF LA SAGRA

POWER STATION 1 - INVERTER 1 to 16

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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	136,3	272,6	46,43	1,725%	1,725%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	130,8	261,5	46,43	1,656%	1,656%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	125,3	250,5	46,43	1,586%	1,586%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	107,3	214,6	46,43	1,358%	1,358%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	119,8	239,5	46,43	1,516%	1,516%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	57,1	114,2	60,15	1,138%	1,138%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	119,7	239,4	46,43	1,515%	1,515%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	37,6	75,2	60,15	0,749%	0,749%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	42,0	84,0	60,15	0,836%	0,836%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	96,1	192,3	60,15	1,914%	1,914%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	103,0	205,9	46,43	1,303%	1,303%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	62,4	124,8	60,15	1,243%	1,243%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	130,7	261,4	46,43	1,655%	1,655%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	45,6	91,2	60,15	0,908%	0,908%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	67,9	135,8	60,15	1,353%	1,353%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	118,3	236,5	46,43	1,497%	1,497%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	136,2	272,4	46,43	1,724%	1,724%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	76,9	153,7	60,15	1,531%	1,531%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	94,5	189,0	60,15	1,883%	1,883%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
																								VD MAX TOTAL	1,91%									OK	
																								VD AVG. TOTAL	1,43%									OK	
																								DELTA MAX	1,17%										
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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	120,9	241,8	46,43	1,530%	1,530%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	67,2	134,4	60,15	1,339%	1,339%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	102,7	205,5	46,43	1,301%	1,301%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	115,4	230,8	46,43	1,461%	1,461%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	41,1	82,1	60,15	0,818%	0,818%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	109,9	219,8	46,43	1,391%	1,391%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	22,0	44,0	60,15	0,439%	0,439%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	81,0	162,1	60,15	1,614%	1,614%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	83,0	166,0	60,15	1,653%	1,653%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	35,4	70,7	60,15	0,704%	0,704%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	98,9	197,8	60,15	1,969%	1,969%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	82,7	165,3	60,15	1,646%	1,646%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	97,3	194,6	60,15	1,937%	1,937%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	16	1	2	6	1,25	In contact	284,7	569,4	28,96	1,268%	1,268%	91	1,20	1,00	0,60	0,72	65,52	23,45	42,07	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	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	263,0	526,0	34,73	1,914%	1,914%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	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	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	264,7	529,3	34,73	1,926%	1,926%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	122,8	245,6	46,43	1,554%	1,554%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	82,0	164,0	60,15	1,633%	1,633%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	16	1	2	6	1,25	In contact	371,5	743,0	28,96	1,654%	1,654%	91	1,20	1,00	0,60	0,72	65,52	23,45	42,07	OK	OK
																								VD MAX TOTAL	1,97%									OK	
																								VD AVG. TOTAL	1,46%									OK	
																								DELTA MAX	1,53%										
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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	93,1	186,3	60,15	1,855%	1,855%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	87,6	175,3	60,15	1,745%	1,745%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	82,1	164,3	60,15	1,636%	1,636%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	41,0	82,0	60,15	0,817%	0,817%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	76,6	153,3	60,15	1,526%	1,526%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	35,5	71,1	60,15	0,708%	0,708%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	71,1	142,3	60,15	1,417%	1,417%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	30,0	60,0	60,15	0,598%	0,598%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	63,1	126,2	60,15	1,257%	1,257%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	22,0	44,0	60,15	0,438%	0,438%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	71,5	143,1	60,15	1,425%	1,425%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	30,4	60,8	60,15	0,606%	0,606%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	77,0	154,1	60,15	1,534%	1,534%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	35,9	71,8	60,15	0,715%	0,715%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	82,5	165,1	60,15	1,644%	1,644%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	41,4	82,9	60,15	0,825%	0,825%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	88,0	176,1	60,15	1,753%	1,753%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	46,9	93,9	60,15	0,935%	0,935%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	52,4	104,9	60,15	1,044%	1,044%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
																								VD MAX TOTAL	1,85%									OK	
																								VD AVG. TOTAL	1,18%									OK	
																								DELTA MAX	1,42%										
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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	104,2	208,5	46,43	1,320%	1,320%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	98,7	197,5	60,15	1,967%	1,967%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	57,6	115,3	60,15	1,148%	1,148%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	93,3	186,5	60,15	1,857%	1,857%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	52,1	104,3	60,15	1,039%	1,039%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	46,6	93,3	60,15	0,929%	0,929%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	41,2	82,5	60,15	0,821%	0,821%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	35,7	71,5	60,15	0,712%	0,712%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	30,2	60,5	60,15	0,602%	0,602%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	22,0	44,1	60,15	0,439%	0,439%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I8.S11	String	Inverter	1	8	11	String 1-8-11	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	30,6	61,3	60,15	0,610%	0,610%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I8.S12	String	Inverter	1	8	12	String 1-8-12	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	36,1	72,3	60,15	0,720%	0,720%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I8.S13	String	Inverter	1	8	13	String 1-8-13	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	41,6	83,3	60,15	0,829%	0,829%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I8.S14	String	Inverter	1	8	14	String 1-8-14	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	47,1	94,3	60,15	0,939%	0,939%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I8.S15	String	Inverter	1	8	15	String 1-8-15	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	40,8	81,7	60,15	0,813%	0,813%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I8.S16	String	Inverter	1	8	16	String 1-8-16	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	46,3	92,7	60,15	0,923%	0,923%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I8.S17	String	Inverter	1	8	17	String 1-8-17	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	51,8	103,6	60,15	1,031%	1,031%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I8.S18	String	Inverter	1	8	18	String 1-8-18	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	57,3	114,6	60,15	1,141%	1,141%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I8.S19	String	Inverter	1	8	19	String 1-8-19	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	42,6	85,2	60,15	0,849%	0,849%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
																								VD MAX TOTAL	1,97%									OK	
																								VD AVG. TOTAL	0,98%									OK	
																								DELTA MAX	1,53%										
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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	68,6	137,2	60,15	1,366%	1,366%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	109,6	219,3	46,43	1,388%	1,388%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	54,9	109,7	60,15	1,093%	1,093%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	63,1	126,2	60,15	1,257%	1,257%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	104,1	208,3	46,43	1,318%	1,318%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	37,7	75,4	60,15	0,751%	0,751%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	78,8	157,6	60,15	1,570%	1,570%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	32,2	64,4	60,15	0,641%	0,641%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	73,3	146,6	60,15	1,460%	1,460%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	22,0	44,0	60,15	0,439%	0,439%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	63,1	126,2	60,15	1,257%	1,257%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	31,8	63,5	60,15	0,633%	0,633%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	72,9	145,7	60,15	1,451%	1,451%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	57,2	114,4	60,15	1,139%	1,139%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	48,7	97,5	60,15	0,971%	0,971%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	62,7	125,4	60,15	1,249%	1,249%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	68,2	136,4	60,15	1,358%	1,358%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	73,7	147,4	60,15	1,467%	1,467%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	65,9	131,8	60,15	1,312%	1,312%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
																								VD MAX TOTAL	1,57%									OK	
																								VD AVG. TOTAL	1,16%									OK	
																								DELTA MAX	1,13%										

CABLE CALCULATIONS (VOLTAGE DROP AND MAXIMUM CURRENT)

PF LA SAGRA

POWER STATION 1 - INVERTER 1 to 16

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.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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	84,1	168,2	60,15	1,675%	1,675%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	54,9	109,8	60,15	1,093%	1,093%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	84,1	168,2	60,15	1,675%	1,675%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	84,1	168,2	60,15	1,675%	1,675%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	168,8	337,7	34,73	1,229%	1,229%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	43,9	87,8	60,15	0,874%	0,874%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	84,1	168,2	60,15	1,675%	1,675%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	156,0	312,0	46,43	1,975%	1,975%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	174,3	348,7	34,73	1,269%	1,269%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	42,0	84,0	60,15	0,836%	0,836%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	103,0	206,0	46,43	1,304%	1,304%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	35,9	71,8	60,15	0,715%	0,715%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	89,4	178,8	60,15	1,780%	1,780%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	128,6	257,1	46,43	1,628%	1,628%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	185,3	370,7	34,73	1,349%	1,349%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	57,2	114,4	60,15	1,140%	1,140%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	98,3	196,5	60,15	1,957%	1,957%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	62,7	125,4	46,43	0,794%	0,794%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	103,8	207,5	46,43	1,314%	1,314%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	OK	OK
																								VD MAX TOTAL	1,97%									OK	
																								VD AVG. TOTAL	1,37%									OK	
																								DELTA MAX	1,26%										
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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	75,7	151,5	60,15	1,508%	1,508%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	135,9	271,9	46,43	1,721%	1,721%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	70,2	140,5	60,15	1,399%	1,399%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	117,6	235,2	46,43	1,489%	1,489%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	130,4	260,9	46,43	1,651%	1,651%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	64,7	129,5	60,15	1,289%	1,289%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	124,9	249,9	46,43	1,582%	1,582%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	59,3	118,5	60,15	1,180%	1,180%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	106,6	213,2	46,43	1,350%	1,350%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	119,4	238,9	46,43	1,512%	1,512%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	42,1	84,2	60,15	0,839%	0,839%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	103,1	206,2	46,43	1,305%	1,305%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	56,5	112,9	60,15	1,124%	1,124%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	95,7	191,4	60,15	1,906%	1,906%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	119,4	238,8	46,43	1,512%	1,512%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	124,9	249,8	46,43	1,581%	1,581%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	112,1	224,2	46,43	1,419%	1,419%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	130,4	260,8	46,43	1,651%	1,651%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	81,2	162,5	60,15	1,618%	1,618%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
																								VD MAX TOTAL	1,91%									OK	
																								VD AVG. TOTAL	1,45%									OK	
																								DELTA MAX	1,07%										
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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	87,4	174,8	60,15	1,740%	1,740%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	188,0	376,0	34,73	1,369%	1,369%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	81,9	163,8	60,15	1,631%	1,631%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	169,7	339,4	34,73	1,235%	1,235%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	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	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	182,5	365,0	34,73	1,329%	1,329%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	76,4	152,8	60,15	1,521%	1,521%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	177,0	354,0	34,73	1,288%	1,288%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	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	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	70,9	141,8	60,15	1,412%	1,412%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	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	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	158,7	317,3	34,73	1,155%	1,155%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	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	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	171,5	343,0	34,73	1,248%	1,248%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	OK	OK
TS1.I12.S11	String	Inverter	1	12	11	String 1-12-11	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	22,1	44,3	60,15	0,441%	0,441%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I12.S12	String	Inverter	1	12	12	String 1-12-12	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	83,1	166,2	60,15	1,655%	1,655%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I12.S13	String	Inverter	1	12	13	String 1-12-13	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	65,2	130,4	60,15	1,298%	1,298%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I12.S14	String	Inverter	1	12	14	String 1-12-14	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	106,2	212,4	34,73	0,773%	0,773%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	OK	OK
TS1.I12.S15	String	Inverter	1	12	15	String 1-12-15	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	160,5	321,0	34,73	1,168%	1,168%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	OK	OK
TS1.I12.S16	String	Inverter	1	12	16	String 1-12-16	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	65,2	130,4	60,15	1,298%	1,298%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I12.S17	String	Inverter	1	12	17	String 1-12-17	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	155,0	310,0	34,73	1,128%	1,128%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	OK	OK
TS1.I12.S18	String	Inverter	1	12	18	String 1-12-18	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	136,7	273,4	34,73	0,995%	0,995%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	OK	OK
TS1.I12.S19	String	Inverter	1	12	19	String 1-12-19	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	149,5	299,0	34,73	1,088%	1,088%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	OK	OK
																								VD MAX TOTAL	1,74%									OK	
																								VD AVG. TOTAL	1,25%									OK	
																								DELTA MAX	1,30%										
TS1.I13.S01	String	Inverter	1	13	1	String 1-13-1	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	120,5	241,0	46,43	1,525%	1,525%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	OK	OK
TS1.I13.S02	String	Inverter	1	13	2	String 1-13-2	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	16	1	2	6	1,25	In contact	265,1	530,2	28,96	1,180%	1,180%	91	1,20	1,00	0,60	0,72	65,52	23,45	42,07	OK	OK
TS1.I13.S03	String	Inverter	1	13	3	String 1-13-3	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	115,0	230,0	46,43	1,456%	1,456%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	OK	OK
TS1.I13.S04	String	Inverter	1	13	4	String 1-13-4	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	246,8	493,6	34,73	1,796%	1,796%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	OK	OK
TS1.I13.S05	String	Inverter	1	13	5	String 1-13-5	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	259,6	519,2	34,73	1,890%	1,890%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	OK	OK
TS1.I13.S06	String	Inverter	1	13	6	String 1-13-6	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	22,0	44,1	60,15	0,439%	0,439%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I13.S07	String	Inverter	1	13	7	String 1-13-7	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	83,0	166,0	60,15	1,653%	1,653%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I13.S08	String	Inverter	1	13	8	String 1-13-8	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	109,3	218,6	46,43	1,384%	1,384%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	OK	OK
TS1.I13.S09	String	Inverter	1	13	9	String 1-13-9	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	150,2	300,5	46,43	1,902%	1,902%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	OK	OK
TS1.I13.S10	String	Inverter	1	13	10	String 1-13-10	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	248,6	497,2	34,73	1,810%	1,810%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	OK	OK
TS1.I13.S11	String	Inverter	1	13	11	String 1-13-11	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	109,3	218,6	46,43	1,383%	1,383%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	OK	OK
TS1.I13.S12	String	Inverter	1	13	12	String 1-13-12	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	243,1	486,2	34,73	1,770%	1,770%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	OK	OK
TS1.I13.S13	String	Inverter	1	13	13	String 1-13-13	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	109,3	218,6	46,43	1,383%	1,383%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	OK	OK
TS1.I13.S14	String	Inverter	1	13	14	String 1-13-14	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	224,8	449,6	34,73	1,636%	1,636%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	OK	OK
TS1.I13.S15	String	Inverter	1	13	15	String 1-13-15	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	237,6	475,2	34,73	1,730%	1,730%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	OK	OK
TS1.I13.S16	String	Inverter	1	13	16	String 1-13-16	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	16	1	2	6	1,25	In contact	276,1	552,2	28,96	1,229%	1,229%	91	1,20	1,00	0,60	0,72	65,52	23,45	42,07	OK	OK
TS1.I13.S17	String	Inverter	1	13	17	String 1-13-17	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	257,8	515,6	34,73	1,877%	1,877%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	OK	OK
TS1.I13.S18	String	Inverter	1	13	18	String 1-13-18	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	16	1	2	6	1,25	In contact	270,6	541,2	28,96	1,205%	1,205%	91	1,20	1,00	0,60	0,72	65,52	23,45	42,07	OK	OK
TS1.I13.S19	String	Inverter	1	13	19	String 1-13-19	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	126,0	252,0	34,73	0,917%	0,917%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	OK	OK
																								VD MAX TOTAL	1,90%									OK	
																								VD AVG. TOTAL	1,48%									OK	
																								DELTA MAX	1,46%										
TS1.I14.S01	String	Inverter	1	14	1	String 1-14-1	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	153,5	307,0	46,43	1,943%	1,943%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	OK	OK
TS1.I14.S02	String	Inverter	1	14	2	String 1-14-2	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	16	1	2	6	1,25	In contact	336,6	673,2	28,96	1,499%	1,499%	91	1,20	1,00	0,60	0,72	65,52	23,45	42,07	OK	OK
TS1.I14.S03	String	Inverter	1	14	3	String 1-14-3	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	22,0	44,1	60,15	0,439%	0,439%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I14.S04	String	Inverter	1	14	4	String 1-14-4	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	194,3	388,5	34,73	1,414%	1,414%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	OK	OK
TS1.I14.S05	String	Inverter	1	14	5	String 1-14-5	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	83,0	166,0	60,15	1,653%	1,653%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I14.S06	String	Inverter	1	14	6	String 1-14-6	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	147,8	295,6	46,43	1,871%	1,871%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	OK	OK
TS1.I14.S07	String	Inverter	1	14	7	String 1-14-7	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	16	1	2	6	1,25	In contact	325,6	651,2	28,96	1,450%	1,450%	91	1,20	1,00	0,60	0,72	65,52	23,45	42,07	OK	OK
TS1.I14.S08	String	Inverter	1	14	8	String 1-14-8	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	147,8	295,6	46,43	1,871%	1,871%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	OK	OK
TS1.I14.S09	String	Inverter	1	14	9	String 1-14-9	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	16	1	2	6	1,25	In contact	307,3	614,6	28,96	1,368%	1,368%	91	1,20	1,00	0,60	0,72	65,52	23,45	42,07	OK	OK
TS1.I14.S10	String	Inverter	1	14	10	String 1-14-10	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	16	1	2	6	1,25	In contact	320,1	640,2	28,96	1,425%	1,425%	91	1,20	1,00	0,60	0,72	65,52	23,45	42,07	OK	OK
TS1.I14.S11	String	Inverter	1	14	11	String 1-14-11	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	174,5	348,9	34,73	1,270%	1,270%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	OK	OK
TS1.I14.S12	String	Inverter	1	14	12	String 1-14-12	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	16	1	2	6	1,25	In contact	356,8	713,6	28,96	1,589%	1,589%	91	1,20	1,00	0,60	0,72	65,52	23,45	42,07	OK	OK
TS1.I14.S13	String	Inverter	1	14	13	String 1-14-13	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	169,0	337,9	34,73	1,230%	1,230%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	OK	OK
TS1.I14.S14	String	Inverter	1	14	14	String 1-14-14	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	16	1	2	6	1,25	In contact	338,6	677,2	28,96	1,507%	1,507%	91	1,20	1,00	0,60	0,72	65,52	23,45	42,07	OK	OK
TS1.I14.S15	String	Inverter	1	14	15	String 1-14-15	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	16	1	2	6	1,25	In contact	351,3	702,6	28,96	1,564%	1,564%	91	1,20	1,00	0,60	0,72	65,52	23,45	42,07	OK	OK
TS1.I14.S16	String	Inverter	1	14	16	String 1-14-16	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	16	1	2	6	1,25	In contact	397,8	795,7	28,96	1,771%	1,771%	91	1,20	1,00	0,60	0,72	65,52	23,45	42,07	OK	OK
TS1.I14.S17	String	Inverter	1	14	17	String 1-14-17	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	16	1	2	6	1,25	In contact	392,3	784,7	28,96	1,747%	1,747%	91	1,20	1,00	0,60	0,72	65,52	23,45	42,07	OK	OK
TS1.I14.S18	String	Inverter	1	14	18	String 1-14-18	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	147,8	295,6	34,73	1,076%	1,076%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	OK	OK
TS1.I14.S19	String	Inverter	1	14	19	String 1-14-19	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	180,0	359,9	34,73	1,310%	1,310%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	OK	OK
																								VD MAX TOTAL	1,94%									OK	
																								VD AVG. TOTAL	1,47%									OK	
																								DELTA MAX	1,50%										

CABLE CALCULATIONS (VOLTAGE DROP AND MAXIMUM CURRENT)

PF LA SAGRA

POWER STATION 1 - INVERTER 1 to 16

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.I15.S01	String	Inverter	1	15	1	String 1-15-1	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	50,3	100,5	60,15	1,001%	1,001%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I15.S02	String	Inverter	1	15	2	String 1-15-2	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	111,2	222,5	46,43	1,408%	1,408%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	OK	OK
TS1.I15.S03	String	Inverter	1	15	3	String 1-15-3	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	33,1	66,1	60,15	0,659%	0,659%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I15.S04	String	Inverter	1	15	4	String 1-15-4	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	42,0	84,0	60,15	0,836%	0,836%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I15.S05	String	Inverter	1	15	5	String 1-15-5	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	216,0	432,0	34,73	1,572%	1,572%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	OK	OK
TS1.I15.S06	String	Inverter	1	15	6	String 1-15-6	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	103,0	205,9	46,43	1,303%	1,303%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	OK	OK
TS1.I15.S07	String	Inverter	1	15	7	String 1-15-7	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	10	1	2	6	1,25	In contact	212,6	425,1	34,73	1,547%	1,547%	71	1,20	1,00	0,60	0,72	51,12	23,45	27,67	OK	OK
TS1.I15.S08	String	Inverter	1	15	8	String 1-15-8	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	16	1	2	6	1,25	In contact	432,6	865,2	28,96	1,926%	1,926%	91	1,20	1,00	0,60	0,72	65,52	23,45	42,07	OK	OK
TS1.I15.S09	String	Inverter	1	15	9	String 1-15-9	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	25	1	2	6	1,25	In contact	473,6	947,2	25,52	1,332%	1,332%	116	1,20	1,00	0,60	0,72	83,52	23,45	60,07	OK	OK
TS1.I15.S10	String	Inverter	1	15	10	String 1-15-10	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	16	1	2	6	1,25	In contact	414,4	828,7	28,96	1,845%	1,845%	91	1,20	1,00	0,60	0,72	65,52	23,45	42,07	OK	OK
TS1.I15.S11	String	Inverter	1	15	11	String 1-15-11	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	16	1	2	6	1,25	In contact	427,1	854,2	28,96	1,902%	1,902%	91	1,20	1,00	0,60	0,72	65,52	23,45	42,07	OK	OK
TS1.I15.S12	String	Inverter	1	15	12	String 1-15-12	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	25	1	2	6	1,25	In contact	468,1	936,2	25,52	1,316%	1,316%	116	1,20	1,00	0,60	0,72	83,52	23,45	60,07	OK	OK
TS1.I15.S13	String	Inverter	1	15	13	String 1-15-13	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	107,6	215,2	46,43	1,362%	1,362%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	OK	OK
																								VD MAX TOTAL	**1,93%**									OK	
																								VD AVG. TOTAL	**1,39%**									OK	
																								DELTA MAX	**1,27%**										
TS1.I16.S01	String	Inverter	1	16	1	String 1-16-1	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	58,0	116,1	60,15	1,156%	1,156%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I16.S02	String	Inverter	1	16	2	String 1-16-2	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	62,4	124,8	60,15	1,243%	1,243%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I16.S03	String	Inverter	1	16	3	String 1-16-3	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	47,8	95,6	60,15	0,952%	0,952%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I16.S04	String	Inverter	1	16	4	String 1-16-4	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	56,9	113,8	60,15	1,133%	1,133%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I16.S05	String	Inverter	1	16	5	String 1-16-5	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	51,4	102,8	60,15	1,024%	1,024%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I16.S06	String	Inverter	1	16	6	String 1-16-6	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	34,8	69,6	60,15	0,693%	0,693%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I16.S07	String	Inverter	1	16	7	String 1-16-7	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	42,0	83,9	60,15	0,836%	0,836%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I16.S08	String	Inverter	1	16	8	String 1-16-8	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	51,0	102,0	60,15	1,016%	1,016%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I16.S09	String	Inverter	1	16	9	String 1-16-9	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	41,9	83,7	60,15	0,834%	0,834%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I16.S10	String	Inverter	1	16	10	String 1-16-10	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	56,5	113,0	60,15	1,126%	1,126%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I16.S11	String	Inverter	1	16	11	String 1-16-11	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	62,0	124,0	60,15	1,235%	1,235%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I16.S12	String	Inverter	1	16	12	String 1-16-12	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	4	1	2	6	1,25	In contact	67,5	135,0	60,15	1,345%	1,345%	43	1,20	1,00	0,60	0,72	30,96	23,45	7,51	OK	OK
TS1.I16.S13	String	Inverter	1	16	13	String 1-16-13	1	6	Cu XLPE2	single core cable in buried conduit	ZZ-F CU SOLAR 1KV	18,41	981,3	18,76	6	1	2	6	1,25	In contact	117,8	235,5	46,43	1,491%	1,491%	53	1,20	1,00	0,60	0,72	38,16	23,45	14,71	OK	OK
																								VD MAX TOTAL	**1,49%**									OK	
																								VD AVG. TOTAL	**1,08%**									OK	
																								DELTA MAX	**0,95%**										

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

DESIGN DATA INVERTER:	SG350HX	SG250HX	
Nominal (AC) Power at Cos φ = 1	351,95	250,00	kW
Nominal (AC) Voltage	800	800	V
Nominal (AC) Current	254	180,5	A
Ambient air temperature (max.)	34,5		°C
Soil temperature	20		°C
Average voltage drop (Average AC)	1,50%		
Maximum voltage drop (Max AC)	2,00%		
Thermal resistivity	0,82		m K/W

VD MAX TOTAL	1,950%
VD AVG. TOTAL	1,284%

UNE-HD 60364-5-52:2014_method C
HD 60364-5-52:2011_method C
IEC 60364-5-52:2009 CORR 2011 method C

CABLE CALCULATIONS (VOLTAGE DROP AND MAXIMUM CURRENT)

PF LA SAGRA

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
CT1.I1	I1	CBT	Al XLPE3	ore cable directly buried without additional protection against	AL XLPE 0.6/1KV	351,95	800,0	254,00	150	2	3	11	1	φ Cable	247,7	1486,4	70,39	1,530%	1,530%	440	1,62	1,00	0,42	0,68	299,38	254,00	45,38	OK	OK
CT1.I2	I2	CBT	Al XLPE3	ore cable directly buried without additional protection against	AL XLPE 0.6/1KV	351,95	800,0	254,00	150	2	3	11	1	φ Cable	149,0	894,1	70,39	0,920%	0,920%	440	1,62	1,00	0,42	0,68	299,38	254,00	45,38	OK	OK
CT1.I3	I3	CBT	Al XLPE3	ore cable directly buried without additional protection against	AL XLPE 0.6/1KV	351,95	800,0	254,00	240	2	3	11	1	φ Cable	531,9	3191,5	49,00	1,906%	1,906%	580	1,62	1,00	0,42	0,68	394,63	254,00	140,63	OK	OK
CT1.I4	I4	CBT	Al XLPE3	ore cable directly buried without additional protection against	AL XLPE 0.6/1KV	351,95	800,0	254,00	240	2	3	11	1	φ Cable	511,1	3066,8	49,00	1,831%	1,831%	580	1,62	1,00	0,42	0,68	394,63	254,00	140,63	OK	OK
CT1.I5	I5	CBT	Al XLPE3	ore cable directly buried without additional protection against	AL XLPE 0.6/1KV	351,95	800,0	254,00	240	2	3	11	1	φ Cable	544,1	3264,8	49,00	1,950%	1,950%	580	1,62	1,00	0,42	0,68	394,63	254,00	140,63	OK	OK
CT1.I6	I6	CBT	Al XLPE3	ore cable directly buried without additional protection against	AL XLPE 0.6/1KV	351,95	800,0	254,00	300	2	3	11	1	φ Cable	593,9	3563,7	42,95	1,665%	1,665%	652	1,62	1,00	0,42	0,68	443,62	254,00	189,62	OK	OK
CT1.I7	I7	CBT	Al XLPE3	ore cable directly buried without additional protection against	AL XLPE 0.6/1KV	351,95	800,0	254,00	150	2	3	11	1	φ Cable	110,5	663,1	70,39	0,682%	0,682%	440	1,62	1,00	0,42	0,68	299,38	254,00	45,38	OK	OK
CT1.I8	I8	CBT	Al XLPE3	ore cable directly buried without additional protection against	AL XLPE 0.6/1KV	351,95	800,0	254,00	150	2	3	11	1	φ Cable	44,6	267,7	70,39	0,275%	0,275%	440	1,62	1,00	0,42	0,68	299,38	254,00	45,38	OK	OK
CT1.I9	I9	CBT	Al XLPE3	ore cable directly buried without additional protection against	AL XLPE 0.6/1KV	351,95	800,0	254,00	150	2	3	11	1	φ Cable	61,7	370,1	70,39	0,381%	0,381%	440	1,62	1,00	0,42	0,68	299,38	254,00	45,38	OK	OK
CT1.I10	I10	CBT	Al XLPE3	ore cable directly buried without additional protection against	AL XLPE 0.6/1KV	351,95	800,0	254,00	150	2	3	11	1	φ Cable	105,7	634,2	70,39	0,653%	0,653%	440	1,62	1,00	0,42	0,68	299,38	254,00	45,38	OK	OK
CT1.I11	I11	CBT	Al XLPE3	ore cable directly buried without additional protection against	AL XLPE 0.6/1KV	351,95	800,0	254,00	150	2	3	11	1	φ Cable	138,8	832,6	70,39	0,857%	0,857%	440	1,62	1,00	0,42	0,68	299,38	254,00	45,38	OK	OK
CT1.I12	I12	CBT	Al XLPE3	ore cable directly buried without additional protection against	AL XLPE 0.6/1KV	351,95	800,0	254,00	150	2	3	5	1	φ Cable	208,1	1248,9	49,38	1,195%	1,195%	440	1,62	1,00	0,55	0,89	392,04	254,00	138,04	OK	OK
CT1.I13	I13	CBT	Al XLPE3	ore cable directly buried without additional protection against	AL XLPE 0.6/1KV	351,95	800,0	254,00	150	2	3	5	1	φ Cable	252,2	1513,5	49,38	1,448%	1,448%	440	1,62	1,00	0,55	0,89	392,04	254,00	138,04	OK	OK
CT1.I14	I14	CBT	Al XLPE3	ore cable directly buried without additional protection against	AL XLPE 0.6/1KV	351,95	800,0	254,00	150	2	3	5	1	φ Cable	290,7	1744,4	49,38	1,669%	1,669%	440	1,62	1,00	0,55	0,89	392,04	254,00	138,04	OK	OK
CT1.I15	I15	CBT	Al XLPE3	ore cable directly buried without additional protection against	AL XLPE 0.6/1KV	250,00	800,0	180,50	240	1	3	5	1	φ Cable	355,5	1066,6	54,16	1,844%	1,844%	290	1,62	1,00	0,55	0,89	258,39	180,50	77,89	OK	OK
CT1.I16	I16	CBT	Al XLPE3	ore cable directly buried without additional protection against	AL XLPE 0.6/1KV	250,00	800,0	180,50	150	2	3	5	1	φ Cable	449,5	2697,1	34,84	1,738%	1,738%	440	1,62	1,00	0,55	0,89	392,04	180,50	211,54	OK	OK
																		VD MAX TOTAL	1,950%									OK	
																		VD AVG. TOTAL	1,284%									OK	

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

EL INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL
Antonio Moreno Sánchez
Colegiado 1.327 COGITI CREAL

Renerix Solar

Preparado para:

ALTAIME INVESTMENTS SL

ANEXO III. PUESTA A TIERRA

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

PROYECTO DE EJECUCIÓN ADMINISTRATIVO
PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED
PF LA SAGRA

VALDEMORO (Madrid)

ABRIL 2023

PROMOTOR: ALTAIME INVESTMENTS SL

Av. de Bruselas, 31, 28108 Alcobendas, Madrid

nexer

Renerix Solar

Preparado para:

ALTAIME INVESTMENTS SL

Versión	Nombre	Fecha	Realizado	Revisado	Aprobado
00	**Emisión inicial**	**12/04/2023**	**R.C.C.**	**A.M.S.**	**A.M.S.**

ÍNDICE

1 OBJETO.

El objeto del presente documento, concebido como Anexo técnico del Proyecto de Ejecución Administrativo para la planta fotovoltaica "PF LA SAGRA", 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=5.608,08 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:

$$S_P \geq \frac{\sqrt{5608{,}08^2 \cdot 0{,}5}}{201} = 19{,}73 mm^2$$

En nuestro caso hemos usado secciones de 35mm2 y 50mm2.

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 50mm2 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 EN CAMPO

Se colocará una pica por cada uno de los cuadros de agrupación de-string distribuidos a lo largo del sistema, cuyo número es 16. Partiendo se determina la resistencia de puesta a tierra de los inversores según:

$$R_{PICA} = \frac{\rho}{L}$$

Sustituyendo en la fórmula se tiene:

$$R_{PICA} = \frac{100 \cdot \Omega \cdot m}{2 \cdot m} = 50\Omega$$

$$R_{INV} = \frac{50}{16} = 3{,}125\Omega$$

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 35mm² con una longitud total de 1.599,36 metros. Utilizando la fórmula:

Obteniendo como resultado una Rc = 0,125 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 30 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 18 picas totales y la resistencia equivalente de la pica:

$$R_{INV} = \frac{50}{30} = 1{,}667\Omega$$

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 1.465,72 metros que utilizando la fórmula:

$$R_{PICA} = \frac{2\rho}{L}$$

Obteniendo como resultado una $R_{perimetral}$ = 0,1364 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	3,125 Ω	0,1250 Ω	1,667 Ω	0,1364 Ω	0,0609 Ω

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)	660W
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmp)	38,1V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imp)	17,35A
Tensión de circuito abierto (Vca)	45,9V
Intensidad de cortocircuito (Icc)	18,45A
Eficiencia del módulo	21,2%
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 de los inversores en continua; en este caso es de 19 strings.

$$I_{CC} = I_{SC} * nº\ strings = 18{,}45 * 19 = 350{,}55$$

El cálculo de la tensión de contacto en caso de falla, en la instalación, se realiza como:

$$V_c = R_A x I_F$$

$$V_c = 0{,}0609 \text{ x } 350{,}55 = 21{,}37\ V \leq 24\ V$$

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 asumirá 300A para el inversor:

$$I_F = I_{SC} * n^{\circ} \text{ inversores} = 300 * 16 = 4800\ A$$

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	
Tension de contacto	292,32
Tension de paso	2932,20
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 ($29{,}32 \leq 1000\ V$).

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 292,32 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 CONLCUSIONES

Para el estudio de puesta tierra del proyecto "PF LA SAGRA", 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

Renerix Solar

Preparado para:

ALTAIME INVESTMENTS SL

ANEXO IV. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN (CT)

PROYECTO DE EJECUCIÓN ADMINISTRATIVO
PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED
PF LA SAGRA

VALDEMORO (Madrid)

ABRIL 2023

PROMOTOR: ALTAIME INVESTMENTS SL

Av. de Bruselas, 31, 28108 Alcobendas, Madrid

nexer

Renerix Solar

Preparado para:

ALTAIME INVESTMENTS SL

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

Versión	Nombre	Fecha	Realizado	Revisado	Aprobado
00	**Emisión inicial**	**12/04/2023**	**R.C.C.**	**A.M.S.**	**A.M.S.**

INIDICE

1 MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1 OBJETO

En este anexo se pretende definir las características y medidas adoptadas para la instalación y puesta en servicio de los Centros de Transformación MT/BT de 5.000 kVA para la interconexión con la red eléctrica de la planta Fotovoltaica "PF LA SAGRA".

1.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CT

El Centro de Transformación estará integrado por un transformador de 5.000 kVA y la aparamenta necesaria para la protección de la planta generadora. El CT será de tipo exterior sobre plataforma de hormigón 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, y el Centro de Proteccion, Medida y Control se realizará mediante una línea de MT subterranea 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 4.930 kWn. 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 5.000kVA.

1.4 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

1.4.1 OBRA CIVIL

El Centro 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

L***Centro 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 Centro 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.

Esta previsto que al Centro de Transformacion, Proteccion, 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 Unión Fenosa Distribución (UFD), dispondrá de cerraduras homologadas por la Dsitribuidora.

- 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, PF 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 CT 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 Centro 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: Centro 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, se conectará con el Centro de Proteccion mediante una línea de evacuación 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 al menos 3x150mm² de sección, designación RHZ1 2OL 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.

❖ Remonte a Protección General: **CELDA DE LINEA CGMCOSMOS-L**

Celda con envolvente metálica, fabricada por ORMAZABAL, formada por un módulo con las siguientes características:

La celda cgmcosmos-l de linea está constituida por un módulo metálico, construido en chapa galvanizada, equipada con un interruptor-seccionador de tres posiciones: cerrado, abierto o puesto a tierra

Esta celda se unirá mecánicamente a las adyacentes para evitar el acceso a los cables. Incluye indicador presencia de tensión.

Características eléctricas			IEC	
Tensión asignada	U_r	[kV]	12*	24
Frecuencia asignada	f_r	[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]	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(R***) 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	
Interruptor-seccionador			IEC 62271-103 + IEC 62271-102	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)				
Valor t_k = (x) 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	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65
Poder de corte de corriente principalmente activa	I_r	[A]	400/630	
Poder de corte - carga de cable / poder de corte carga de línea	I_{4a}	[A]	50/1,5	
Poder de corte bucle cerrado	I_{2a}	[A]	400/630	
Poder de corte de falta a tierra	I_{6a}	[A]	300	
Poder de corte de cables y líneas en vacío en condiciones de falta a tierra	I_{6b}	[A]	100	
Corriente de conmutación de magnetización del trans-formador		[A]	21	
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I_{ma}	[kA]	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65
Categoría del interruptor				
Endurancia mecánica			1000-M1/5000-M2	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase			5-E3	
Seccionador de puesta a tierra			IEC 62271-102	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierra)				
Valor t_k = (x) 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	50 Hz: 40/52**/25 60 Hz: 41,6/52**/65
Poder de cierre del seccionador de puesta a tierra (valor de pico)	I_{ma}	[kA]	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65
Categoría del seccionador de puesta a tierra:				
Endurancia mecánica (manual)			1000-M0	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase			5-E2	

* También disponible con U_r = 7,2 kV bajo demanda
** ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA y 25 kA/65 kA
*** Con escape de gas hacia arriba por un conducto para celdas de 1740 mm de altura y hacia foso para celdas de 1300 mm de altura

❖ 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_r	[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 arco interno	IAC		AFL 16 kA 1 s/20* kA 1 s/25 kA 1 s AFL(R) 25 kA 1 s	
Tensión de corriente continua soportada		[kV]	48	
Interruptor automático				
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)				
Valor t_k = (x) 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 corriente principalmente activa	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 mecánica (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 t_k = (x) 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	

* Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA y 25 kA/65 kA ** Para conmutación de carga de cable

❖ Transformador: **TRANSFORMADOR 5.000 kVA 15 KV**

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 5.000 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 (Cooper 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

1.4.2.5 RELÉS DE PROTECCIÓN, AUTOMATISMOS Y CONTROL

Con la celda de seccionador se instalarán los reles de protección para:

- 50 ≡ Instantáneo de fase. Protege contra cortocircuitos entre fases en el circuito primario, o cortocircuitos de elevado valor entre fases en el lado secundario. Esta función la realizan los fusibles cuando la celda de protección no incluye un interruptor automático.
- 51 ≡ Sobrecarga de fase. Protege contra sobrecargas excesivas que pueden deteriorar el transformador, o cortocircuitos de varias espiras del devanado primario.

- 50N ≡ Instantáneo de tierra. Protege contra cortocircuitos de fase a tierra o al devanado secundario, desde los devanados e interconexiones en el primario.
- 51N ≡ Fuga a tierra. Protege contra defectos altamente resistivos desde el primario a tierra o al secundario.
- 49T ≡ Termómero. Protege contra temperatura excesiva del transformador.

- <u>Elementos del sistema:</u>

- 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.

1.4.2.6 MATERIAL VARIO DE MEDIA TENSIÓN Y BAJA TENSIÓN

El material vario del Centro 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 sección al menos 1x250 Al.
- La terminación al transformador es EUROMOLD de 24kV del tipo enchufable acodada.
- En el otro extremo, en la celda, es EUROMOLD de 24kV del tipo cono difusor y modelo OTK.

- Interconexiones de BT:

- Centro 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 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

1.4.3.1 PUESTA A TIERRA DE PROTECCIÓN

Todas las partes metálicas no unidas a los circuitos principales de todos los aparatos y equipos instalados en el Centro 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”.

1.4.3.2 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.

1.4.3.3 TIERRAS INTERIORES

Las tierras interiores del Centro 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.

1.4.4 INSTALACIONES SECUNDARIAS

- Alumbrado

En el interior del Centro 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 tension.

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 Centro 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, consiguiendocon ello la insensibilidad a los agentes externos, y evitando de esta forma la pérdida del suministro en el Centro de Transformación, interconectados con éste, incluso en el eventual caso de inundación del Centro de Transformación.

- Las bornas de conexión de cables y fusibles serán fácilmente accesibles a los operarios de forma que, en las operaciones de mantenimiento, la posición de trabajo normal no carezca de visibilidad sobre estas zonas.
- Los mandos de la 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.

1.4.5 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

Este documento es copia del original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

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

IT-2002

2

2 CÁLCULOS JUSTIFICAIVOS

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 5.000kVA.

Ip = 192,45 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 primaria de alimentación es de 800V. En el caso de transformador de 5.000kVA.

Is = 3608,44 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 expression:

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_p}$$

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

Centro de Transformación,

Utilizando la expresión anterior, en el que la potencia de cortocircuito es de 415 MVA y la tensión de servicio de 15 kV, la intensidad de cortocircuito es:

Iccp = 15,97 kA

2.3.4 CORTOCIRCUITO EN EL LADO DE BAJA TENSIÓN

Transformador 5.000 kVA

Para el transformador de este centro, la potencia es de 5.000kVA 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 = 60,14 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) = 39,93 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) = 15,97 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.

La intensidad nominal demandada por este transformador es igual a 207,85 A que es inferior al valor máximo admisible por el cable.

Este valor es de 305 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

$K = 148\ A \cdot s^{0,5} / mm^2$

$\beta = 228\ K$

$\theta_f = 250^0 C$ temperatura final

$\theta_i = 90^0 C$ 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 (mm^2)	Duración del cortocircuito (seg)									
	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
95	28,4	20,1	16,4	12,7	11,6	9,0	7,3	6,3	5,7	5,2
150	44,8	31,7	25,8	20,0	18,3	14,2	11,6	10,0	9,0	8,2
240	71,7	50,7	41,4	32,1	29,3	22,7	18,5	16,0	14,3	13,1

2.7 DIMENSIONADO DE LA VENTILACIÓN DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN,

Los edificios prefabricados de homrigon 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 5.000kVA. 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 calculo del edificio es realizado y certificado por el fabricante del centro prefabricado. La ventilación del centro constara 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/6-560H 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 CT 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: "02.3 ANEXO III. 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)

Información en estudio de detalle. Se ha ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

$$L_{Aeq} = 10\log\frac{1}{24}\left(12 * 10^{\frac{ld}{10}} + 4 * 10^{\frac{le+5}{10}} + 8 * 10^{\frac{ln+10}{10}}\right)$$

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 Dectreto 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 5.000 kVA es de 81dB. 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 83 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:

$$= L_w + 10 \log \left(\frac{}{4\pi d^2} + \frac{}{A} \right)$$

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 83dBA

- Dimensiones de la sala del transformador (AxL) x H :8,08x2,2= 17,78m2 x3,2= 56,88m3
- 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:

$A = \sum \propto_I S_I$=8,08x3,2x2x0,02 + 8,08X2,2x0,02x2 + 2,2x3,2x2x0,02=2,027

EL nivel de ruido en el propio CT a 3m del origen, del transformador será

$$L_p = 79 - 10\log\left(\frac{2}{4\pi 3^2} + \frac{4}{2{,}027}\right) = 76{,}00 dBA$$

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 83dBA.

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 Basico 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 = 51,52m^2
- Superficie Techo C. Transformador 2,2x8,08 = 14,47m^2
- Superficie Puerta Acero: 5,04m2
- Superficie Ventanas con lamas: 2,02m2

Con la fórmula anterior calculamos la absorción del conjunto:

La 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		13,23

Por lo que cumple las condiciones de no llegar a ningún de los limites en ninguno de los casos propuestos en el Real Decreto

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

EL INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL

Colegiado 1.327 COGITI CREAL

Renerix Solar

Preparado para:

ALTAIME INVESTMENTS SL

ANEXO V. CENTRO DE PROTECCION, MEDIDA Y CONTROL (CPMC)

PROYECTO DE EJECUCIÓN ADMINISTRATIVO
PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED
PF LA SAGRA

Valdemoro (Madrid)

ABRIL 2023

PROMOTOR: ALTAIME INVESTMENTS SL

Av. de Bruselas, 31, 28108 Alcobendas, Madrid

nexer

Renerix Solar

Preparado para:

ALTAIME INVESTMENTS SL

Versión	Nombre	Fecha	Realizado	Revisado	Aprobado
00	**Emisión inicial**	**12/04/2023**	**R.C.C.**	**A.M.S.**	**A.M.S.**

INIDICE

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 1 Centro de Proteccion, Medida y Control para la interconexión con la red eléctrica de la planta Fotovoltaica "PF LA SAGRA".

El Centro de Proteccion, Medida y Control englobará la apramenta y equipos de proteccion, medida y control exigidos por la compañía para la iterconexion, de este modo en el proyecto se definirá este centro como Centro de Proteccion, Medida y Control (CPMC).

1.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CPMC

El CPMC quedará ubicado en una caseta de obra prefabricada de hormigón de la casa comercial Ormazabal, tipo PFU-5/24, donde se conectarán el centro o centros de transformación de la planta fotovoltaica, y desde el cual se evacuará la energía generada en la instalación solar a la red de distribución, todo ello a través de una línea subterránea de MT. Con el fin de reducir las dimensiones del edificio, se ha previsto utilizar celdas prefabricadas para alojar el aparellaje de A.T., el cual irá inmerso en una atmósfera de hexafloruro de azufre (SF6).

Se encontrará ubicado junto al Centro de Seccionamiento, en coordenadas UTM ETRS89, Huso 30:

VÉRTICE	ESTE (X)	NORTE (Y)
P1	444421.895	4443655.811
P2	44425.164	4443656.084
P3	44425.362	4443653.712
P4	444422.093	4443653.439

Con el fin de garantizar una conexión adecuada de las instalaciones fotovoltaicas a la red de distribución que garantice unas condiciones óptimas de seguridad, funcionamiento y explotación de

la red, es preciso dotar a las instalaciones fotovoltaicas de sistemas y equipos específicos de maniobra y protección que no se instalan en otro tipo de instalaciones conectadas a red. Siguiendo los criterios establecidos en el docuemento "Condiciones Técnicas de la instalación de producción eléctrica conectada a la Red de Union Fenosa Distribución", y para aquellas instalaciones que se conectan a niveles superiores de tensión a 1 kV a la red de Union Fenosa Distribución Eléctrica, la instalación se deberá dotar de los sistemas de telecontrol, protección y telemedida.

1.2.1 PROTECCIONES

Todas las instalaciones fotovoltaicas estarán dotadas de un sistema de protecciones y un interruptor automático para permitir la desconexión en caso de una falta en la red o en la instalación fotovoltaica provocando la desconexión de dichas instalaciones.

Cualquier generador conectado a la red de distribución deberá estar preparado para admitir un reenganche sin ningún tipo de condición del interruptor de cabecera de UFD, en el tiempo de 1 segundo. Además, deberá estar equipado con un interruptor automático en el mismo nivel de tensión del punto de conexión, en este caso en MT, y un sistema de protecciones, que garanticen su desconexión en caso de una falta en la red o de faltas internas en la instalación.

Independientemente del tipo de elemento situado en la interconexión con la red (interruptor automático o interruptor-seccionador) si este no se utiliza para realizar el sincronismo de la generación con la red, las condiciones de la instalación no permitirán realizar el cierre de este elemento con el generador conectado. En este caso, si se utiliza interruptor automático, los transformadores de protección para realizar las funciones 67N y 50/51 podrán estar ubicados tanto aguas arriba como aguas abajo del interruptor automático.

Para el cierre del interruptor automático del generador se requerirá una señal de permiso que no estará presente en ausencia de tensión en el lado de MT de la red. Para dicho permiso siempre será necesaria una función 27 (mínima tensión) que mida tensión del lado red de distribución del interruptor al que aplique. En el punto en que se realiza el sincronismo de la instalación con la red, el interruptor automático requerirá también una señal de permiso que garantice que se cumplen las

condiciones mínimas para evitar que la maniobra de conexión no cree situaciones que superen los límites técnicos del generador, en función de su tecnología (sincronismo, mínima velocidad, etc).

La instalación de generación dispondrá como mínimo de las siguientes protecciones que actuarán sobre el interruptor automático en MT:

- Mínima tensión (27). Regulable de 0,7 Un a 1,0 Un. Temporizado ajustable entre 0 s y 2 s.
- Máxima tensión (59). Regulable de 0,9 Un a 1,3 Un. Temporizado ajustable entre 0 y 2 s.
- Máxima y mínima frecuencia (81M + 81m). Regulable entre 51 y 48 Hz. Temporizado ajustable, entre 0 y 5 s.
- Máxima tensión homopolar (59N). Regulable 5-40 V. Temporización ajustable entre 0 y 15 segundos. Independientemente del elemento sobre el que actúe esta protección, la medida de tensión homopolar deberá realizarse siempre en el nivel de MT al no ser detectable esta condición en el punto de conexión (MT) con una medida en un nivel de tensión inferior.
- Sobreintensidad de tres fases, tanto instantáneas como temporizadas (50/51).
- Direccional de tierra para neutro aislado (67N) con temporización ajustable entre 0 y 5 segundos y dirección de disparo hacia la instalación del cliente.

En el caso de que se apliquen disparos sobre el interruptor automático o equivalente electrónico en el nivel de tensión de conexión del generador desde protecciones con referencia en MT, ambos elementos, tanto los transformadores de referencia para la protección como el elemento sobre el que se dispara, deberán formar parte de instalaciones equipotenciales, es decir, estarán ubicados en instalaciones con red de tierra de protección común. La existencia o no de equipotencialidad entre la instalación de media tensión en la conexión y la instalación de generación condiciona la selección del esquema de aplicable según anexo 02 de la norma particular IT.07972.ES-DE.NOR de Union Fenosa

1.2.2 TELEMEDIDA

La función del sistema de telemedida es la de informar al Centro de Operaciones de Unión Fenosa Distribución (COD) si la instalación generadora está produciendo energía eléctrica y para esto necesita una comunicación remota que permita saber las siguientes medidas:

- Potencia activa de la instalación generadora mediante medida analógica bidireccional.

- Potencia reactiva de la instalación generadora mediante medida analógica bidireccional.
- Tensión de la instalación generadora mediante medida analógica bidireccional.

Este proyecto corresponde, según la clasificación indicada en el Real Decreto 1110/2007 Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, a la Tipo 2: Puntos situados en las fronteras de generación y producción, incluido el autoconsumo, cuya potencia aparente nominal sea inferior a 12 MVA e igual o superior a 450 kVA.

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 Protección, Medida y Control

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

- Los equipos de medida serán accesibles desde la vía pública, según se indica en los planos.
- Se instalarán en régimen de alquiler o en propiedad el equipo de medida y el de comunicaciones, módem GPRS, autorizado por UFD. Se garantizará la comunicación con el equipo de medida.
- Se presentarán los protocolos de las verificaciones primitivas de los equipos de medida.
- Se instalará un armario de medida normalizado, CMAT TIPO 2/3 de 750x750 con una regleta de verificación de 10 bornas.
- Los cables discurrirán por canalizaciones fijas en superficie compuestas por tubo protector rígido o flexible de cualquier material que responda a las características establecidas en ITC-BT-21 sin soldaduras e interrupciones, siendo inspeccionable en todo su recorrido. Por el tubo de intensidades irán 6 cables flexibles unipolares o 3 bipolares, apantallados, de mínimo 6 mm^2(^{2}), timbrados y en los extremos con collarines C1E, C1S; C2E, C2S; C3E, C3S; CN. Por el de tensiones irán 4 cables unipolares o tetrapolar, apantallados, de 6 mm^2, timbrados y en los extremos con collarines P1, P2 P3 y PN.
- - El cableado de medidas se realizará sin empalmes ni puntos de conexión intermedios, siendo sus características generales: tensión 0,6/1 kV; aislamiento XLPE; cubierta termoplástica Z1; clase de reacción al fuego Cca-s1b,d1,a1
- El equipo de medida tendrá:
    - 1 Ud. Equipo integral /5 Amp./63,50 V. clase 0,5 instalado por UFD

- La celda de medida y protección dispondrá, según homologación del fabricante elegido, Ormazabal, con UFD de:
  - 1 Ud. Resistencia vitrificada de 25 ohmios y 800 W.
  - 3 Uds. Transformador de Tensión con 2 secundarios, 16500:√3 / 110:√3 - 110:3 V con dispositivo antiexplosivo de las siguientes características:
    - Arrollamiento para medida en tiempo real para operador del sistema/protección: 10 VA, CL 0,5.
    - Arrollamiento para ferrorresonancia/protección: 50 VA, CL 3P.
    - Arrollamiento para facturación: 10 VA, CL 0,5 o mejor.
    - Factor de tensión 1,2 Un en permanencia y 1,9 Un durante 8 horas en el caso de neutro aislado o 1,5 Un durante 30 s en el caso de neutro a tierra
  - Se podrá utilizar la medida de tensión a través de los ETC en sustitución de los transformadores de tensión inductivos utilizados para la realización de las funciones de protección que usan como referencia el valor de la tensión residual (67Na y 59N).
  - 3 Uds. Transformador de Intensidad, relación 200-100/5 con las siguientes características:
    - Arrollamiento de protección (fase): 10 VA, CL 5P20.
    - Arrollamiento de protección (homopolar): 0,25 VA, CL; 15% a 0,05 In y a 10 In, 10 % a In.
    - Arrollamiento de medida (tiempo real): 10 VA, CL 0,5.
    - Arrollamiento de medida (facturación): 5 VA, CL 0,5S o mejor.
    - Intensidad de límite térmico (It), superior o igual a 5 kA, 1 segundo.
    - Intensidad dinámica: 2,5 It.
  - 1 Ud. TOROIDAL de Intensidad homopolar, por la singularidad de la red UFD (neutro aislado), de 50 A.

El contador corresponderá con el modelo Contador tipo 2 AT (Referencia UFD: 226662).

Esta medida tendrá acceso libre, directo y permanente desde la vía pública (carretera CR-201) mediante camino público y camino de servidumbre dejado para ese uso en la parcela donde se ubicará la planta. Se define ese acceso en los planos anexos.

Según normativa de Unión Fenosa distribución:

- Se deberán enviar esquemas desarrollados del CPMC (Ormazabal) para visto bueno de UFD antes de la fabricación.
- Se deberá entregar a UFD la siguiente documentación antes de la verificación en campo de las instalaciones:
  - Protocolos de verificación en origen de transformadores de tensión e intensidad y contadores, según lo indicado en el procedimiento P.O.10.2 de REE "Verificación de los equipos de medida".
  - Hoja de parametrización en origen de registradores.
  - Certificados de conformidad a norma y (aprobación de modelo y/o autorización de uso) de cada uno de los equipos de medida.

1.3 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

1.3.1 OBRA CIVIL

El Centro de Proteccion, Medida y Control 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.

1.3.1.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES

Centro de Proteccion, Medida y Control, – 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 Centro de Proteccion, Medida y Control 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.

Esta previsto que al Centro de Transformacion, Proteccion, 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 Unión Fenosa Distribución (UFD), dispondrá de cerraduras homologadas por la Dsitribuidora.

- 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 Proteccion, Medida y Control, 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 Proteccion, Medida y Control, PF 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

- Edificio prefabricado: PFU 5/24
  - Tipo de ventilación: Normal
  - Puertas de acceso peatón: 1 puerta de acceso
- Dimensiones exteriores
  - Longitud: 6.080 mm
  - Fondo: 2.380 mm
  - Altura: 3.045 mm
  - Altura vista: 2.585 mm
- Dimensiones de la excavación:

- Longitud: 6.380 mm
- Fondo: 3.180 mm
- Altura: 560 mm

Nota: Estas dimensiones son aproximadas en función de la solución adoptada para el anillo de tierras

- Materiales de seguridad y primeros auxilios.

El CPMC 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 Centro.

- Etiquetado Centro de Proteccion, Medida y Control.

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 Proteccion, Medida y Control, mediante la codificación: [CPMC]-[nº identificación], siendo:

- CPMC: Centro de Proteccion, Medida y Control.
- Nº identificación: enumeración de doble dígito.

1.3.2 INSTALACIÓN ELÉCTRICA

1.3.2.1 CARACTERÍSTICAS DE LA RED DE ALIMENTACIÓN

El Centro de Protección y Medida (CPMC.) se alimenta por medio de una línea subterránea de alta tensión con conductor del tipo RZH1 12/20 kV. 3(1x150) mm² K Al + H16, y evacuará la energía producida en la instalación solar fotovoltaica mediante una línea subterránea de alta tensión con conductor del tipo RZH1 12/20 kV. 3(1x150) mm² K Al + H16, quedando conectado a la red de distribución.

1.3.2.2 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 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.

1.3.2.3 CARACTERÍSTICAS DE LAS CELDAS.

❖ 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_r	[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 arco interno	IAC		AFL 16 kA 1 s/20* kA 1 s/25 kA 1 s AFL(R) 25 kA 1 s	
Tensión de corriente continua soportada		[kV]	48	
Interruptor automático				
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)				
Valor t_k = (x) 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 corriente principalmente activa	I_1	[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 mecánica (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 t_k = (x) 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	

* Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA y 25 kA/65 kA ** Para conmutación de carga de cable

❖ 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_r	[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

❖ Remonte a Protección General: **CELDA DE REMONTE DE CABLES CGMCOSMOS-RC**

Celda con envolvente metálica, fabricada por ORMAZABAL, formada por un módulo con las siguientes características:

Celda modular de remonte de cables (hasta el embarrado principal) con aislamiento en aire. Función de remonte de doble cable opcional (r2c). Extensibilidad: Derecha o izquierda

Características eléctricas			IEC	
Tensión asignada	U_r	[kV]	12*	24
Frecuencia asignada	f_r	[Hz]	50/60	
Corriente asignada				
Línea	I_r	[A]	400/630	
Clasificación arco interno	IAC		AFL 20** kA 1 s/25 kA 1 s AFL[R] 20** kA 1s	

* También disponible con U_r = 7,2 kV bajo demanda
** Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA.

1.3.2.4 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.

1.3.3 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

1.3.3.1 PUESTA A TIERRA DE PROTECCIÓN

Todas las partes metálicas no unidas a los circuitos principales de todos los aparatos y equipos instalados en el Centro de Proteccion, Medida y Control, 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”.

1.3.3.2 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.

1.3.3.3 TIERRAS INTERIORES

Las tierras interiores del Centro de Proteccion, Medida y Control, 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.

1.3.4 INSTALACIONES SECUNDARIAS

- Alumbrado

En el interior del Centro de Proteccion, Medida y Control, (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 tension.

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 Centro de Proteccion, Medida y Control.

- 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, consiguiendocon ello la insensibilidad a los agentes externos, y evitando de esta forma la pérdida del suministro en el Centro de Proteccion, Medida y Control, interconectados con

éste, incluso en el eventual caso de inundación del Centro de Proteccion, Medida y Control.

- 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.

1.3.5 LIMITACIÓN DE CAMPOS MAGNÉTICOS

De acuerdo al apartado 4.7 de la ITC-RAT 14 del RD 337/2014, se debe comprobar que no se supera el valor establecido en el Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre.

Mediante ensayo tipo se comprueba que las envolventes prefabricadas de Ormazabal especificadas en este proyecto, de acuerdo a IEC/TR 62271-208, no superan los siguientes valores del campo magnético a 200 mm del exterior del Centro de Proteccion, Medida y Control, de acuerdo al Real Decreto 1066/2001:

- Inferior a 100 µT para el público en general
- Inferior a 500 µT para los trabajadores (medido a 200mm de la zona de operación)

Dicho ensayo tipo se realiza de acuerdo al informe técnico IEC/TR 62271-208, indicado en la norma de obligado cumplimiento UNE-EN 62271-202 como método válido de ensayo para la evaluación de campos electromagnéticos en centros de transformación prefabricados de alta/baja tensión.

De acuerdo al apartado 2 de la ITC-RAT 03 del RD 337/2014, el ensayo tipo de emisión electromagnética del Centro de Proteccion, Medida y Control forma parte del Expediente Técnico, el cual Ormazabal mantiene a la disposición de la autoridad nacional española de vigilancia de mercado, tal y como se estipula en dicha ITC-RAT.

En el caso específico en el que los centros de transformación se encuentren ubicados en edificios habitables o anexos a los mismos, se observarán las siguientes condiciones de diseño:

a) Las entradas y salidas al Centro de Proteccion, Medida y Control de la red de alta tensión se efectuarán por el suelo y adoptarán una disposición en triángulo y formando ternas.
b) La red de baja tensión se diseñará igualmente con el criterio anterior.
c) Se procurará que las interconexiones sean lo más cortas posibles y se diseñarán evitando paredes y techos colindantes con viviendas.
d) No se ubicarán cuadros de baja tensión sobre paredes medianeras con locales habitables y se procurará que el lado de conexión de baja tensión del transformador quede lo más alejado lo más posible de estos locales.

1.3.6 PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

El Centro de Proteccion, 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) 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.

b) Envolvente del Centro de Proteccion, 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 Proteccion, 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

IP-200.2

2

2 CÁLCULOS JUSTIFICAIVOS

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]

Al no incluirse transformadores en este Centro, la intensidad de MT considerada es la del bucle, que en este caso es 400 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]

Al no haber transformadores en esta aplicación, no hay BT de potencia.

2.3 CORTOCIRCUITOS

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.

2.3.1 CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

2.3.1.1 CORTOCIRCUITO EN EL LADO DE MEDIA TENSIÓN

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito en la instalación, se utiliza la expression:

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_p}$$

donde:

Scc	potencia de cortocircuito de la red [MVA]
Up	tensión de servicio [kV]
Iccp	corriente de cortocircuito [kA]

Utilizando la expresión anterior, en el que la potencia de cortocircuito es de 415 MVA y la tensión de servicio de 15 kV, la intensidad de cortocircuito es:

Iccp = 15,97 kA

Todos los elementos de alta Tensión como interruptores, etc. están capacitados para soportar una intensidad de cortocircuito de 16 kA, por lo que su empleo en este centro es correcto

2.3.1.2 CORTOCIRCUITO EN EL LADO DE BAJA TENSIÓN

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]

Al no haber transformadores en esta aplicación, no hay BT de potencia

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) = 39,93 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) = 15,97 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 LA VENTILACIÓN DEL CENTRO DE PROTECCION, MEDIDA Y CONTROL,

Los edificios prefabricados de homrigon se encuentran ensayados en laboratorios donde el fabricante certifica que la ventilación natural, en este caso, es la idónea para la potencia del transformador a instalar, en este caso la ventilación la certifica el fabricante. 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 natural para evitar la condensación y refrigerar los transformadores. El uso de ventilación natural 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 Proteccion, Medida y Control 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-3 1 o similar. El diseño y calculo del edificio es realizado y certificado por el fabricante del centro prefabricado.

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.

Al no incluirse transformadores en esta aplicación, no es necesario que se disponga de ventilación adicional en el Centro.

El fabricante del edificio para el Centro de Proteccion, Medida y Control 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.

Cabe resaltar que el edificio empleado en esta aplicación ha sido homologado según los protocolos obtenidos en laboratorio Labein (Vizcaya - España):

- 92202-1-E, para ventilación de transformador de potencia hasta 1000 kVA
- 99827-1-E, para ventilación de transformador de potencia hasta 1600 kVA

2.7 DIMENSIONADO DEL POZO APAGAFUEGOS

No procede.

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

2.8 CÁLCULO DE LAS INSTALACIONES DE PUESTA A TIERRA

2.8.1 INVESTIGACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL SUELO.

El Reglamento de Alta Tensión indica que, para instalaciones de tercera categoría y de intensidad de cortocircuito a tierra inferior o igual a 16 kA, no será imprescindible realizar la citada investigación previa de la resistividad del suelo, bastando el examen visual del terreno y pudiéndose estimar su resistividad, siendo necesario medirla para corrientes superiores. No obstante, se determina la resistividad media en 150 ohm x m.

Estimar su resistividad, siendo necesario medirla para corrientes superiores. aplicación de la normativa vigente

2.8.2 DETERMINACIÓN DE LAS CORRIENTES MÁXIMAS DE PUESTA A TIERRA Y TIEMPO MÁXIMO CORRESPONDIENTE DE ELIMINACIÓN DE DEFECTO.

En las instalaciones de AT de tercera categoría, los parámetros que determinan los cálculos de faltas a tierra son las siguientes:

De la red:

- Tipo de neutro. El neutro de la red puede estar aislado, rígidamente unido a tierra, unido a esta mediante resistencias o impedancias. Esto producirá una limitación de la corriente de la falta, en función de las longitudes de líneas o de los valores de impedancias en cada caso.
- Tipo de protecciones. Cuando se produce un defecto, éste se eliminará mediante la apertura de un elemento de corte que actúa por indicación de un dispositivo relé de intensidad, que puede actuar en un tiempo fijo (tiempo fijo), o según una curva de tipo inverso (tiempo dependiente). Adicionalmente, pueden existir reenganches posteriores al primer disparo, que sólo influirán en los cálculos si se producen en un tiempo inferior a los 0,5 segundos.

No obstante, y dada la casuística existente dentro de las redes de cada compañía suministradora, en ocasiones se debe resolver este cálculo considerando la intensidad máxima empírica y un tiempo máximo de ruptura, valores que, como los otros, deben ser indicados por la compañía eléctrica.

2.8.3 DISEÑO PRELIMINAR DE LA INSTALACIÓN DE TIERRA.

El diseño preliminar de la instalación de puesta a tierra se realiza basándose en las configuraciones tipo presentadas en el Anexo 2 del método de cálculo de instalaciones de puesta a tierra de UNESA, que esté de acuerdo con la forma y dimensiones del Centro de Transformación, según el método de cálculo desarrollado por este organismo.
En este tipo de centros, el electrodo de Puesta a Tierra estará formado por disposiciones lineales, realizándose la salida al exterior en cable de cobre aislado de 0,6/1 kV protegido contra daños mecánicos, y aprovechando, para la colocación del electrodo, las zanjas de los cables de alimentación del centro.

En todas las configuraciones se utilizarán electrodos de pica de 14 mm. de diámetro y una longitud de 2m. Se enterrarán verticalmente a una profundidad de 0.5 m. como mínimo.

2.8.4 CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DEL SISTEMA DE TIERRA PARA EL CPMC.

Características de la red de alimentación:

Tensión de servicio:	$\mathbf{Ur} = 15\ \mathbf{kV}$
Limitación de la intensidad a tierra	$Idm = 500\ A$
Nivel de aislamiento de las instalaciones de BT:	$Vbt = 10.000\ V$

Características del terreno:

Resistividad de tierra	$\boldsymbol{\rho 0} = \mathbf{150}\ \Omega \times \mathbf{m}$
Resistividad del hormigón	$\rho'0 = 3.000\ \Omega \times m$

La resistencia máxima de la puesta a tierra de protección del centro, y la intensidad del defecto salen de

$$Id \times Rt \leq Vbt$$

Siendo,

Id *Intensidad de falta a tierra en A*

Vbt *Tensión de aislamiento en baja tensión en V*

La intensidad del defecto se calcula de la siguiente forma:

$$Id = Idm$$

Siendo:

Idm *Limitación de la intensidad de falta a tierra en A*

Operando en este caso, el resultado preliminar obtenido es:

$$Id = 500\ A$$

Así pues, la resistencia total de puesta a tierra preliminar resulta:

$$Rt = 20\ \Omega$$

Se selecciona el electrodo tipo (de entre los incluidos en las tablas, y de aplicación en este caso concreto, según las condiciones del sistema de tierras) que cumple el requisito de tener un Kr más cercano inferior o igual al calculado para este caso y para este centro.
Valor unitario de resistencia de puesta a tierra del electrodo:

$$K_r < \frac{R_t}{\rho_0}$$

Siendo,

Rt *Resistencia total de puesta a tierra Ω*

Kr *Coeficiente del electrodo*

ρ_0 *Resistividad del terreno en Ωm*

Para nuestro caso particular, y según los valores antes indicados:

$$Kr \leq 0{,}133$$

2.8.5 DISEÑO DE LOS ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA

2.8.5.1 CÁLCULO DE LA PUESTA A TIERRA DE PROTECCIÓN

La configuración adecuada para el Centro de Protección y Medida (CPMC) tiene las siguientes propiedades:

- Configuración seleccionada: código 50-30/5/42 del método de cálculo de tierras de UNESA.
- Geometría del sistema: anillo
- Dimensiones de la red [m]: 5 x 3 m
- Profun. electrodo horiz. [m] : 0,5 m
- Número de picas: 4
- Longitud de las picas [m]: 2 m Parámetros característicos del electrodo:
- De la resistencia Kr = 0,093 V/Ω m
- De la tensión de paso Kp = 0,021 V/(Ω mA)
- De la tensión de contacto Kc = 0,0461 V/(Ω mA) Descripción:

Estará constituida por un rectángulo de 5m x 3m con 4 picas en los vértices unidas por un conductor horizontal de cobre desnudo de 50 mm² de sección.

Las picas tendrán un diámetro de 14 mm. y una longitud de 2 m. Se enterrará el electrodo horizontal a una profundidad de 0,5 m.

Nota: se pueden utilizar otras configuraciones siempre y cuando los parámetros Kr y Kp de la configuración escogida sean inferiores o iguales a los indicados en el párrafo anterior.

Medidas de seguridad adicionales para evitar tensiones de contacto.

Para que no aparezcan tensiones de contacto exteriores ni interiores, se adaptan las siguientes medidas de seguridad:

- Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del Edificio/s no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras susceptibles de quedar a tensión debido a defectos o averías.

- En el piso del Centro de Transformación se instalará un mallazo cubierto por una capa de hormigón de 10 cm, conectado a la puesta a tierra del mismo.
- Las picas en hilera a instalar se dispondrán alineadas con el frente del edificio.

El valor real de la resistencia de puesta a tierra del edificio será:

$$R't = Kr \times \rho 0$$

Siendo:

R't	*Resistencia total de puesta a tierra Ω*
Kr	*Coeficiente del electrodo*
ρ_0	*Resistividad del terreno en Ωm*

Por lo que para el Centro:

$$R't = 13{,}95\ \Omega$$

Y la intensidad de defecto real:

$$I'_{dmax} = \frac{U_{smax}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_n + R_t)^2 + X_n^2}};$$

Siendo,

U	*Tensión de servicio en V*
Xn	*25 Ω Reactancia de la puesta a tierra del neutro de la red*
Rt	*Resistencia total de puesta a tierra Ω*
Rn	*0 Ω Resistencia de la puesta a tierra del neutro de la re*

I'd = 500A

2.8.6 CÁLCULO DE LAS TENSIONES DE PASO EN EL INTERIOR DE LA INSTALACIÓN.

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, no es preciso calcular las tensiones de paso y contacto en el interior en los edificios de maniobra interior, ya que éstas son prácticamente nulas.

La tensión de defecto vendrá dada por:

$$V'd = R't \times R'd$$

Siendo,

$R't$	*Resistencia total de puesta a tierra en Ω*
$R'd$	*Intensidad de defecto en A*
$V'd$	*Tensión de defecto en V*

Por lo que para el caso:

$$V'd = 6.975\ V$$

<u>Cálculo de las tensiones de acceso a la instalación para CPMC.</u>

La tensión de paso en el acceso será igual al valor de la tensión máxima de contacto, siempre que se disponga de una malla equipotencial conectada al electrodo de tierra, según la fórmula:

$$V'c = Kc \times \rho 0 \times I'd$$

Siendo,

Kc	*Coeficiente*
$I'd$	*Intensidad de defecto en A*
ρ_0	*Resistividad del terreno en Ωm*
$V'c$	*Tensión de paso en el acceso en V*

Por lo que para el caso:

$$V'c = 3.457{,}5\ V$$

2.8.7 CÁLCULO DE LAS TENSIONES DE PASO EN EL EXTERIOR DE LA INSTALACIÓN.

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, no es preciso calcular las tensiones de contacto en el exterior de la instalación, ya que éstas serán prácticamente nulas.

Tensión de paso en el exterior:

$$V'p = Kp \times \rho 0 \times I'd$$

Siendo,

Kp	*Coeficiente*
ρ_0	*Resistividad del terreno en Ω x m*
$I'd$	*Intensidad de defecto en A*
$V'p$	*Tensión de paso en el exterior en V*

Por lo que para el caso:

$$V'p = 1.575\ V$$

2.8.8 CÁLCULO DE LAS TENSIONES DE CONTACTO ADMISIBLES.

La tensión máxima de contacto aplicada, en voltios que se puede aceptar, será conforme a la Tabla 1 de la ITC-RAT 13 de instalaciones de puestas a tierra que se transcribe a continuación:

De acuerdo a la siguiente tabla:

Duración de la corriente de falta, t_F (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, Uca (V)
0.05	735
0.1	633
0.2	528
0.3	420
0.4	310
0.5	204
1.0	107

El valor de tiempo de duración de la corriente de falta proporcionada por la compañía eléctrica suministradora es de 0.2 seg., dato que aparece en la tabla adjunta, por lo que la máxima tensión de contacto aplicada admisible al cuerpo humano es:

Uca = 528 V

La tensión de paso en el exterior es:

$$U_p = 10 * U_{ca} \left[1 + \frac{2 * R_{a1} + 6 * R_0}{1000}\right]$$

Siendo,

K	*Coeficiente*
t	*Tiempo total de duración de la falta en s*
n	*Coeficiente*
ρ_0	*Resistividad del terreno en Ω x m*
Vp	*Tensión admisible de paso en el exterior en V*

Por lo que, para este caso

$$Vp = 31.152\ V$$

La tensión de paso en el acceso al edificio:

$$U_{pacc} = 10 * U_{ca} \left[1 + \frac{2 * R_{a1} + 3 * R_0 + 3 * R'_0}{1000}\right]$$

Siendo,

K	*Coeficiente*
t	*Tiempo total de duración de la falta en s*
n	*Coeficiente*
ρ_0	*Resistividad del terreno en Ω x m*
ρ'_0	*Resistividad del hormigon en Ω x m*
$Vp_{(acc)}$	*Tensión admisible de paso en el acceso en V*

Por lo que, para este caso

Vp(acc) = 76.296 V

Comprobamos ahora que los valores calculados son inferiores a los valores admisibles:

- Tensión de paso en el exterior del centro:

$$V'p = 1.575\ V < Vp = 31.152\ V$$

- Tensión de paso en el acceso al centro:

$$V'p(acc) = 3.457,5\ V < Vp = 76.296\ V$$

- Tensión de defecto:

$$V'd = 6.975\ V < Vp = 10.000\ V$$

- Intensidad de defecto:

$$Ia = 50\ A < Id = 500\ A < Idm = 500\ A$$

2.8.9 CORRECCIÓN Y AJUSTE DEL DISEÑO INICIAL PARA CPMC.

Según el proceso de justificación del electrodo de puesta a tierra seleccionado, no se considera necesaria la corrección del sistema proyectado.

No obstante, se puede ejecutar cualquier configuración con características de protección mejores que las calculadas, es decir, atendiendo a las tablas adjuntas al Método de Cálculo de Tierras de UNESA, con valores de "Kr" inferiores a los calculados, sin necesidad de repetir los cálculos, independientemente de que se cambie la profundidad de enterramiento, geometría de la red de tierra de protección, dimensiones, número de picas o longitud de éstas, ya que los valores de tensión serán inferiores a los calculados en este caso.

2.9 CONCLUSION

Con todo lo anteriormente expuesto y los documentos que se acompañan, el Técnico que suscribe da por justificados los cálculos asociados al presente proyecto, elaborándolos para su estudio y comprobación por los organismos que corresponda, quedando a disposición de los mismos para cuantas aclaraciones estimen oportunas.

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

EL INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL

Colegiado 1.327 COGITI CREAL

Renerix Solar

Preparado para:

ALTAIME INVESTMENTS SL

ANEXO VI. LÍNEA DE EVACUACIÓN

PROYECTO DE EJECUCIÓN ADMINISTRATIVO
PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED
PF LA SAGRA

Valdemoro (Madrid)

ABRIL 2023

PROMOTOR: ALTAIME INVESTMENTS SL

Av. de Bruselas, 31, 28108 Alcobendas, Madrid

nexer

Renerix Solar

Preparado para:

ALTAIME INVESTMENTS SL

Versión	Nombre	Fecha	Realizado	Revisado	Aprobado
00	**Emisión inicial**	**11/04/2023**	**R.C.C.**	**A.M.S.**	**A.M.S.**

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 (CT) de la Planta FV, el cual conecta con el Centro de Protección, Medida y Control (CPMC) y de este al 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, a excepción del tramo en el cual cruza la autovía A-4 el cual se realizará mediante perforación horizontal dirigida por lo que irá bajo tubo. Los cálculos del tramo de la línea se dimensionarán asumiendo un método de instalación de la línea enterrada bajo tubo aprovechando el cruzamiento y garantizando así el dimensionamiento del cableado al quedar el cálculo en el lado conservador.

Las características eléctricas de esta línea son:

Clase de corriente	Alterna trifásica
Frecuencia	50 Hz
Tensión nominal	15 kV
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	17,5	A-B	8,7/15	95
		C	12/20	125

Las tensiones nominales normalizadas de la red son 15 kV, 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 12/20 kV.

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:

Características	RHZ1 2OL 12/20 kV				
Sección conductor aluminio. mm²	95	150	240	240(S)	240(AS)
Sección pantalla de cobre. mm²	16				
Nºmín.alambresconductor	15	30			
⍰ conductor mín./máx. mm	11/12	13,7/15	17,6/19,2	17,6/19,2	17,6/19,2
⍰ conductor y capa semiconductora interna, aprox. mm	12,3	15	19,2	19,2	19,2
Espesor nominal aislamiento. mm	5,5				
⍰ del aislante, aprox. mm	23,3	26	30,2	30,2	30,2
⍰ medio pantalla, aprox. mm	25,7	28,5	32,5	32,5	32,5
Espesor nominal cubierta. mm	2,7	3			
⍰ exterior, aprox. mm	31,5	34,9	39,2	39,2	46
Radio mínimo curvatura (final). mm	473	523	588	588	690
Peso aprox. kg/km	1065	1320	1700	1700	2580
Temp.⍰C máx. Normal/cc máx.5 seg	90 / 250				
Nivel aislamiento impulsos tipo rayo kV	125				

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 ó 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.

Conductor	Sección nominal (mm²)	Resistencia máxima a 20°C (Ω/km)	Resistencia máxima a 90°C (Ω/km)
RHZ1-2OL 12/20 kV	95	0,320	0,410
	150	0,206	0,264
	240	0,125	0,160

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:

$$X = 2\,\pi\,f\,(K + 4{,}605 \log \frac{2D_m}{d})\,10^{-4}\,\Omega/km$$

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 (mm²)	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 (mm²)	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 ⍰ 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, para aislamiento seco en polietileno reticulado XLPE, son las que figuran en la siguiente tabla:

Tipo de aislamiento seco	Condiciones	
	Servicio Permanente θs	Cortocircuito θcc (t ≤ 5 s)
Polietileno reticulado (XLPE)	90	250

Las condiciones del tipo de instalaciones y la disposición de los conductores, influyen en las intensidades máximas admisibles.

Condiciones tipo de instalación directamente enterrada: 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), en un terreno de resistividad térmica media de 1,5 K.m/W, con una temperatura ambiente del terreno a dicha profundidad de 25ºC y con una temperatura del aire ambiente e 40ºC. las intensidades máximas admisibles para cables con aislamiento XLPE, 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

Condiciones especiales de instalación enterrada y coeficientes de corrección de la intensidad admisible

La intensidad admisible de un cable, determinada por las condiciones de instalación enterrada cuyas características se han especificado, deberá corregirse teniendo en cuenta cada una de las magnitudes de la instalación real que difieran de aquellas, de forma que el aumento de temperatura provocado por la circulación de la intensidad calculada no dé lugar a una temperatura en el conductor superior a la prevista. Se justificará en función de lo establecido en el apartado 6.1.2.2 del reglamento de LAT.

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 (mm^2)	Duración del cortocircuito (seg)									
	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
95	28,4	20,1	16,4	12,7	11,6	9,0	7,3	6,3	5,7	5,2
150	44,8	31,7	25,8	20,0	18,3	14,2	11,6	10,0	9,0	8,2
240	71,7	50,7	41,4	32,1	29,3	22,7	18,5	16,0	14,3	13,1

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 pantalla (mm^2)	Duración del cortocircuito (seg)									
	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
16	6,5	4,6	3,8	2,9	2,7	2,1	1,7	1,5	1,4	1,3

2 CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS LÍNEA DE EVACUACIÓN (LE)

2.1 FÓRMULAS GENERALES

FORMULA INTENSIDAD Y CAIDA DE TENSION:

$$I = S \times 1000 / 1{,}732 \times U = \text{Amperios (A)}$$

$$e = 1{,}732 \times I[(L \times \cos\varphi / k \times s \times n) + (Xu \times L \times \operatorname{sen}\varphi / 1000 \times n)] = \text{voltios (V)}$$

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.(%): 5
- 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
1	**CT**	**CPMC**	**1737**	**Al/0,15**	**En.B.Tu.**	**RHZ1 12/20 H16**	**Unip.**	**-192,45**	**3x150**	**245/1**
2	**CPMC**	**CS**	**2**	**Al/0,15**	**En.B.Tu.**	**RHZ1 12/20 H16**	**Unip.**	**-192,45**	**3x150**	**245/1**

Nudo	C.d.t. (V)	Tensión Nudo (V)	C.d.t. (%)	Carga Nudo
CT	**155,441**	**14.844,559**	**1,036***	**-192,45 A(-5.000 KVA)**
CPMC	**0,179**	**14.999,821**	**0,001**	**0 A(0 kVA)**
CS	**0**	**15.000**	**0**	**192,45 A(5.000 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)
1	**CT**	**CPMC**	**42,98**	**43,03**
2	**CPMC**	**CS**	**0,049**	

CAIDA DE TENSION TOTAL:

CS-CPMC-CT = 1,04 %

CORTOCIRCUITO.

Según la configuración de la red, se obtienen los siguientes resultados del cálculo a cortocircuito:

- Scc = 415 MVA.
- U = 15 kV.
- tcc = 0,5 s.
- IpccM = 15.973,36 A.

Linea	Nudo Orig.	Nudo Dest.	Sección (mm2)	Icccs (A)
1	**CT**	**CPMC**	**3x150**	**19.940,41**
2	**CPMC**	**CS**	**3x150**	**19.940,41**

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.

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

EL INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL

Colegiado 1.327 COGITI CREAL

Renerix Solar

Preparado para:

ALTAIME INVESTMENTS SL

ANEXO VII. ESTUDIO DE CAMPOS MAGNÉTICOS

PROYECTO DE EJECUCIÓN ADMINISTRATIVO
PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED
PF LA SAGRA

Valdemoro (Madrid)

ABRIL 2023

PROMOTOR: ALTAIME INVESTMENTS SL

Av. de Bruselas, 31, 28108 Alcobendas, Madrid

nexer

Renerix Solar

Preparado para:

ALTAIME INVESTMENTS SL

Versión	Nombre	Fecha	Realizado	Revisado	Aprobado
00	Emisión inicial	12/04/2023	R.C.C.	A.M.S.	A.M.S.

ÍNDICE

1 ESTUDIO CAMPO 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 Laboral)

1.1 CÁLCULOS

En el caso de los centros de transformación los puntos de generación de los campos magnéticos se encuentran la línea (celdas de llegada y salida) y la interconexión de media tensión celda de protección y transformador y la interconexión de baja tensión transformador cuadro y el punto exacto es en el cableado de salida-entrada de las bornas del transformador y en la entrada salida del cuadro de baja tensión , ya que a partir de este punto los cables se hallan juntos o muy próximos y como veremos los campo 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 Transformación que consideramos más desfavorables, que serían los tramos de líneas tanto de 15kV como de baja tensión 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 las celdas con cada uno de los dos transformadores, y de 0,15 metros entre las fases de baja tensión en el tramo que conecta el transformador y su correspondiente cuadro de baja tensión.

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

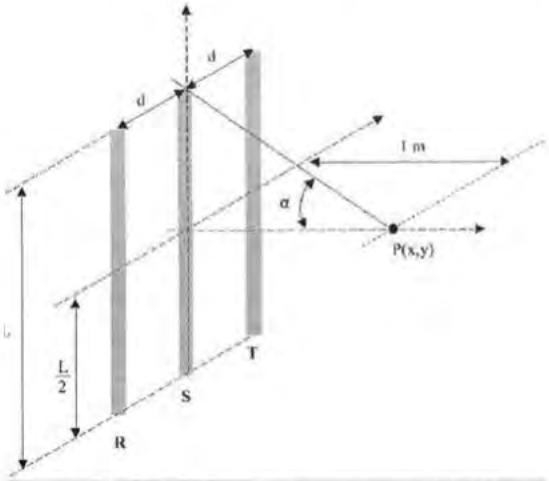


Figura 7. Campo magnético creado por conductores de longitud finita

$$\beta(longitud\ infinita) \approx \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \frac{I \cdot \sqrt{3} \cdot d}{1 + d^2}\ (T)$$

$$\beta(longitud\ L) \approx \beta(longitud\ infinita) \cdot sen\alpha\ (T)$$

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

1.1.1 TRAMO LÍNEAS 15KV ENTRE CELDAS Y TRAFO

d = 0,2 m

I = S trafo/(V3 x V) = 5.400.000 VA/(V3 x 15.000V) = 207,85 A

9.1.1.1- Para longitud infinita

B= $(\mu_0/2\pi)$ x (IV3d)/$(1+d^2)$ = 2 x 10^{-7} (192,45 x V3 x 0,2)/$(1+0,2^2)$ = 13,6656 x 10^{-6} Teslas.

B (long. Infinita) =13,6656 Teslas

9.1.1.2- Para longitud finita

B (long. finita) = B (long. Infinita) x senα L
(long. finita) = 3m

senα (3m) = (L/2)/ V$((L/2)^2 + 1^2)$ = 1,5/ V$(1.5^2 + 1^2)$ = 0,8320

B (long. 3m) = 13,6656 x 0,8320 = 11,3704 µTeslas < 100 µTeslas

1.1.2 TRAMO LÍNEAS BAJA TENSIÓN ENTRE TRAFO Y CUADRO DE SALIDAS DE BAJA TENSIÓN

d = 0,15 m

I = S trafo/(V3 x V) = 5.400.000 VA/(V3 x 800V) = 3.897,11 A

9.1.2.1- Para longitud infinita

B= $(\mu_0/2\pi)$ x (IV3d)/$(1+d^2)$ = 2 x 10^{-7} (3.897,11 x V3 x 0,15)/$(1+0,15^2)$= 1,954 x 10^{-4} Teslas.

B (long. Infinita) =195,4616µTeslas

9.1.2.2- Para longitud finita

B (long. finita) = B (long. Infinita) x senα L
(lonf. finita) = 1m

senα (1m) = (L/2)/ V((L/2)2 + 12) = 0,5/ V(0.52 + 12) = 0,4472

B (long. 1m) = 195,4616 x 0,4472 =87,413 µTeslas < 100 µTeslas

1.2 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.

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

EL INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL
Antonio Moreno Sánchez
Colegiado 1.327 COGITI CREAL

Renerix Solar

Preparado para:

ALTAIME INVESTMENTS SL

ANEXO VIII.

SISTEMA DE VIGILANCIA

PROYECTO DE EJECUCIÓN ADMINISTRATIVO
PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED
PF LA SAGRA

Valdemoro (Madrid)

ABRIL 2023

PROMOTOR: ALTAIME INVESTMENTS SL

Av. de Bruselas, 31, 28108 Alcobendas, Madrid

nexer

Renerix Solar

Preparado para:

ALTAIME INVESTMENTS SL

Versión	Nombre	Fecha	Realizado	Revisado	Aprobado
00	**Emisión inicial**	**12/04/2023**	**R.C.S.**	**A.M.S.**	**A.M.S.**

ÍNDICE

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 y 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 las puertas 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 pixel 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

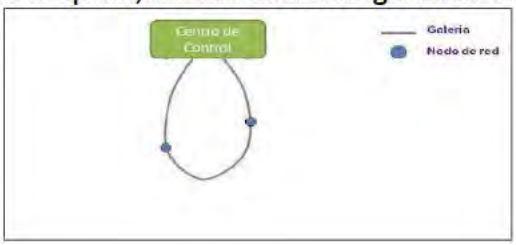
Deberá realizarse el suministro, tendido y conexionado de la Red de datos de Seguridad, así como la realización de las pruebas específicas para la fibra óptica instalada. Igualmente, se configurará toda la red de Seguridad en base a los requerimientos del proyecto de instalación.

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.

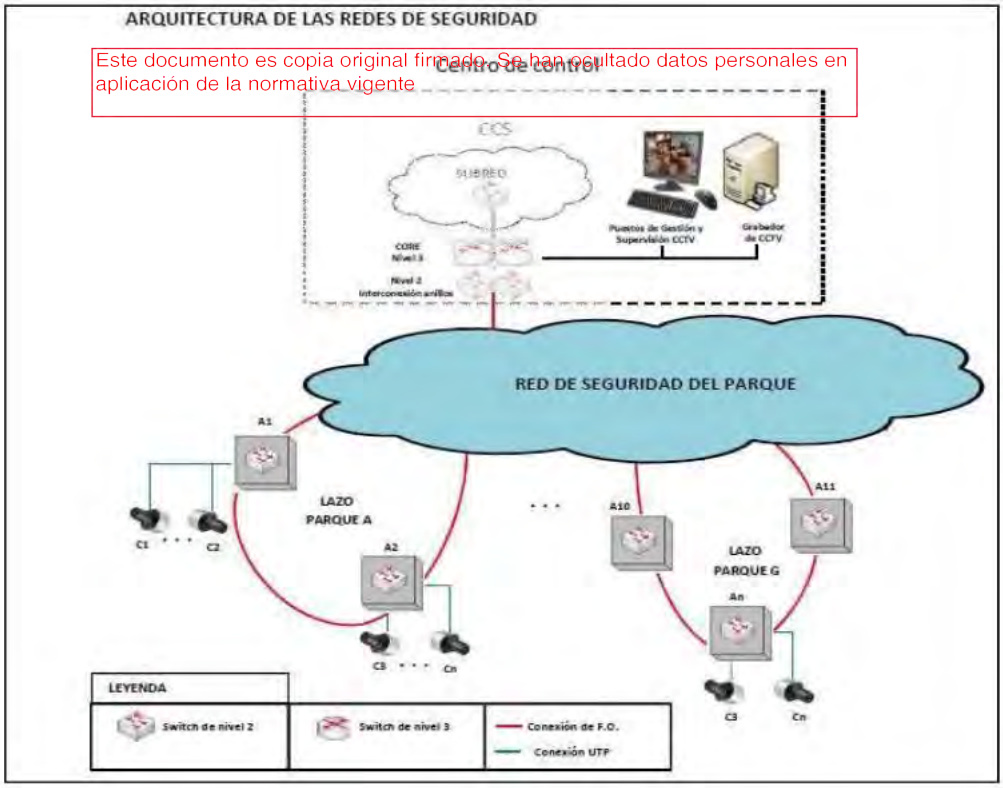
- **En el CCS:** Adicionalmente al equipamiento existente en el CCS indicado anteriormente, se deberán realizar las siguientes actuaciones.
    - Servidor de CCTV, conectado a la red de Seguridad Perimetral y El Puesto de Monitorización de CCTV, formado por un Servidor y dos monitores de 26", pudiéndose 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 capítulo que 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.

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

EL INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL

Colegiado 1.327 COGITI CREAL

Renerix Solar

Preparado para:

ALTAIME INVESTMENTS SL

ANEXO IX. MONITORIZACIÓN Y CONTROL

PROYECTO DE EJECUCIÓN ADMINISTRATIVO
PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED
PF LA SAGRA

Valdemoro (Madrid)

ABRIL 2023

PROMOTOR: ALTAIME INVESTMENTS SL

Av. de Bruselas, 31, 28108 Alcobendas, Madrid

nexer

Renerix Solar

Preparado para:

ALTAIME INVESTMENTS SL

Versión	Nombre	Fecha	Realizado	Revisado	Aprobado
00	**Emisión inicial**	12/04/2023	R.C.C.	A.M.S.	A.M.S.

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 gestion 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 exclusivamente a tal fin ubicado en el Centro de Datos de ALTAIME INVESTMENTS SL (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 ALTAIME INVESTMENTS SL (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 ALTAIME INVESTMENTS SL. 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 ALTAIME INVESTMENTS SL dependen del número de equipos, variables y demás parámetros a monitorizar. Estos requerimientos se establecerán por el equipo de mantenimiento de ALTAIME INVESTMENTS SL 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 ALTAIME INVESTMENTS SL

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.

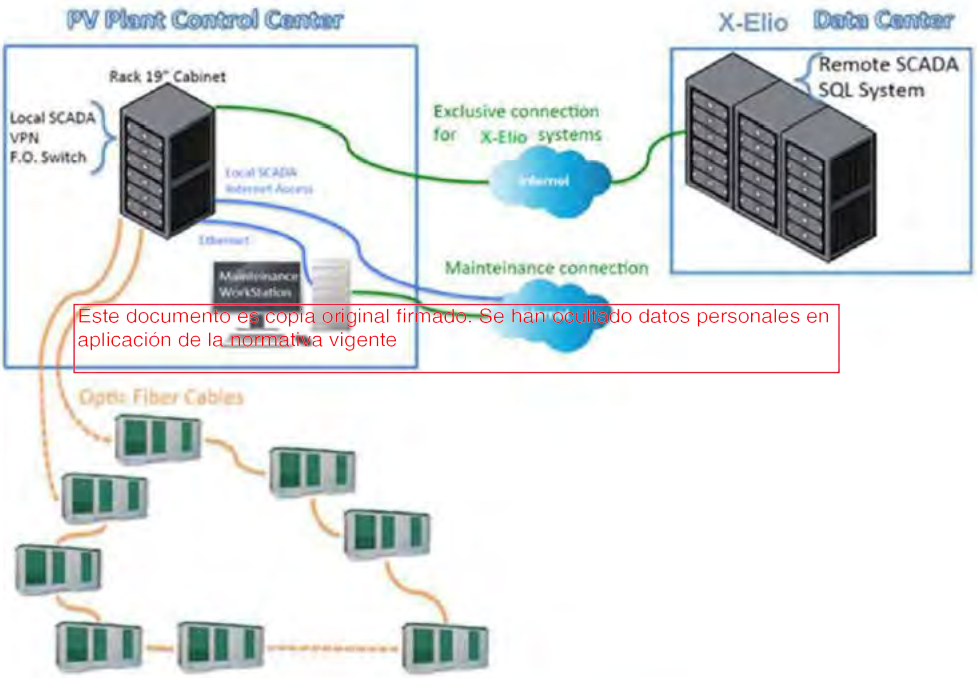


Image 1 - PV Plant Main Network Topology

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 ALTAIME INVESTMENTS SL 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 ALTAIME INVESTMENTS SL

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 ALTAIME INVESTMENTS SL. 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 ALTAIME INVESTMENTS SL
- 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 ALTAIME INVESTMENTS SL).

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

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 ALTAIME INVESTMENTS SL: 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...

- **Contador de inversor**

Descripción: Es el encargado de medir la energía eléctrica en corriente alterna producida por el inversor.

Protocolo de comunicaciones: ModbusTCP (Ethernet) y Modbus/RTU (RS485). El contador de AC deberá disponer amos protocolos.

Periodo de tiempo de registro en la base de datos de ALTAIME INVESTMENTS SL: 15 minutos para la variable de energía, 2 minutos para las otras variables.

Variables monitorizadas: Estos equipos deberán incluir al menos las siguientes variables:

Intensidad AC de la línea, Tensión AC de la línea, Potencia activa de la línea, Potencia activa, Potencia reactiva, Potencia aparente, Factor de potencia, Energía activa

importada, Energía activa exportada, Energía reactiva inductiva, Energía reactiva capacitiva…

Equipo recomendado: Cirwatt B (fabricante: Circutor)

- **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 ALTAIME INVESTMENTS SL:2 minutos.

Variables monitorizadas: Estos equipos deberán incluir al menos las siguientes variables:

Intensidad DC, Tensión DC, Potencia DC, Energía DC…

Equipo recomendado: DH-96 (fabricante: Circutor) + shunt (fabricante: Circutor).

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 ALTAIME INVESTMENTS SL: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…

Equipo recomendado: DHB-424 para temperatura ambiente (fabricante: Circutor) TMD para temperatura de transformador (fabricante: ABB).

- **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 ALTAIME INVESTMENTS SL: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…

Equipo recomendado: Transclinic xi (fabricante: Weidmüller).

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 ALTAIME INVESTMENTS SL: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 ALTAIME INVESTMENTS SL:2 minutos.

Variables monitorizadas: Estos equipos deberán incluir al menos las siguientes variables:

Temperatura de superficie de panel, temperatura ambiente, irradiancia, velocidad del viento…

- **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 ALTAIME INVESTMENTS SL: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 ALTAIME INVESTMENTS SL: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 …

Equipo recomendado: Sepam (fabricante: Schneider), REF (fabricante: ABB).

- **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 ALTAIME INVESTMENTS SL: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 ALTAIME INVESTMENTS SL :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 ALTAIME INVESTMENTS SL: 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…

- **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 ALTAIME INVESTMENTS SL: 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.

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 ALTAIME INVESTMENTS SL 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 ALTAIME INVESTMENTS SL. 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).

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

EL INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL

z

Colegiado 1.327 COGITI CREAL

Renerix Solar

Preparado para:

ALTAIME INVESTMENTS SL

ANEXO X. RELACIÓN DE BIENES Y DERECHOS AFECTADOS

PROYECTO DE EJECUCIÓN ADMINISTRATIVO
PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED
PF LA SAGRA

Valdemoro (Madrid)

ABRIL 2023

PROMOTOR: ALTAIME INVESTMENTS SL

Av. de Bruselas, 31, 28108 Alcobendas, Madrid

nexer

Renerix Solar

Preparado para:

ALTAIME INVESTMENTS SL

Versión	Nombre	Fecha	Realizado	Revisado	Aprobado
00	Emisión inicial	12/04/2023	R.C.C.	A.M.S.	A.M.S.

ÍNDICE

Este documento es copia original firmado. Se han ocultado datos personales en aplicación de la normativa vigente

1 ANTECEDENTES Y OBJETO

La compañía ALTAIME INVESTMENTS SL está interesada en la promoción de un parque solar fotovoltaico en las inmediaciones del municipio de Valdemoro y de su consecuente infraestructura eléctrica de interconexión a la red de distribución. ALTAIME INVESTMENTS SL tiene la concesión de un punto de conexión a la red de distribución de UFD.

Con el objeto de cuantificar las afecciones de la planta fotovoltaica "PF LA SAGRA", se indican en los siguientes apartados el listado pormenorizado con la relación de bienes y derechos afectados.