



KREAN, S.COOP.



Proyecto de Actividad

Proyecto
**Instalación fotovoltaica de 1 MWn en Zumaia
(Gipuzkoa)**

Promotor
EGUTERA, S. COOP.

Fecha
Septiembre 2022

Autor
Mikel Oteiza
Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	3
2.	OBJETO Y ANTECEDENTES.....	3
2.1	Identificación del Promotor.....	3
2.2	Autor del Proyecto	3
2.3	Clasificación de la actividad y objeto del documento	3
3.	NORMATIVA	5
4.	DESCRIPCIÓN Y ESTUDIO DEL EMPLAZAMIENTO.....	8
4.1	Ubicación de la Planta y delimitación del ámbito	8
4.2	Datos generales de la parcela	9
5.	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA INSTALACIÓN	11
5.1	Potencia Instalada	12
5.2	Número de personas.....	12
6.	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD	13
6.1	Descripción del proceso industrial	13
6.2	Maquinaria. Equipos principales	14
6.2.1	Módulos fotovoltaicos:.....	14
6.2.2	Inversores:.....	17
6.2.3	Estructura Soporte.....	18
6.2.4	Centro de transformación:	19
6.3	Materias primas, productos intermedios y acabados	22
7.	INSTALACIONES Y SERVICIOS	23
7.1	Instalación eléctrica	23
7.1.1	Conductores de baja tensión	23
7.1.2	Línea de MT	28
7.1.3	Canalización del Cableado de BT y MT	32
7.2	Puesta a Tierra	33
7.2.1	Objeto.....	33
7.2.2	Definición y Generalidades.....	34
7.2.3	Puesta a Tierra de Baja Tensión.....	34
7.2.4	Puesta a Tierra de Media Tensión	36
7.3	Instalaciones de seguridad	43
7.3.1	Vallado	43
7.3.2	Circuito cerrado de televisión y anti intrusión	43
7.4	Combustibles	44
7.5	Productos químicos	44
8.	REPERCUSIÓN DE LA ACTIVIDAD EN EL MEDIO AMBIENTE.....	45
8.1	Residuos sólidos.....	45
8.1.1	Residuos sólidos asimilables a urbanos.....	45
8.1.2	Residuos inertes.....	45
8.2	Residuos tóxicos y peligrosos.....	45
8.3	Residuos líquidos.....	45
8.4	Emisión contaminante a la atmósfera	45
8.5	Ruidos.....	46
8.6	Limitación de los campos electromagnéticos.....	47
8.6.1	Objeto.....	47
8.6.2	Normativa vigente.....	48
8.6.3	Criterios de aplicación	48
8.6.4	Características de la instalación	49
8.6.5	Limitación de los campos electromagnéticos	49
9.	RESUMEN DE PRESUPUESTO	52
10.	IMPACTO LINGÜÍSTICO	53
10.1	Introducción	53
10.2	Antecedentes	54
10.3	Afecciones en la situación sociolingüística del municipio.....	54
11.	ANEXO I: PLANOS	55

1. INTRODUCCIÓN

A la vista de la necesidad de introducir cambios que conduzcan a una transición energética, tanto en las formas de producción, como de consumo, nace el proyecto cooperativo EGUTERA, S. COOP.. Un proyecto de autogeneración de energía fotovoltaica, que busca recuperar la autosuficiencia, o la menor dependencia de energía eléctrica de los grandes productores.

2. OBJETO Y ANTECEDENTES

2.1 Identificación del Promotor

Titular: EGUTERA, S. COOP.

CIF: F06828610

Domicilio Social: Plaza de los Fueros, 1

Municipio: 20750, Zumaia

Provincia: Gipuzkoa

2.2 Autor del Proyecto

El presente proyecto lo redacta Mikel Oteiza, Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos, con nº de colegiado 14729 del CICCIP.

2.3 Clasificación de la actividad y objeto del documento

El presente Proyecto de Actividad responde a la aplicación de la Ley 10/2021, de 9 de diciembre, de Administración Ambiental de Euskadi. El Título IV de dicha ley, ordena las actividades con incidencia en el medio ambiente y regula los distintos niveles de autorización de las actividades. En el Título V, entre otras cuestiones, se clasifican los proyectos que requieren de Evaluación de Impacto Ambiental.

La actividad objeto del presente proyecto se clasifica como "*Instalación productora de energía eléctrica mediante captación y transformación de energía renovable (fotovoltaica), con una potencia de 1 MWn*".

Atendiendo a lo dictado en el Anexo IC de la Ley 10/2021, la actividad a desarrollar está sometida a **licencia de actividad clasificada**, por ello, atendiendo a lo dictado en el Artículo 50, se debe presentar ante el Ayuntamiento correspondiente, solicitud de licencia de actividad clasificada acompañada de un proyecto suscrito por una persona técnica competente en el que se detallen las características de la actividad, la descripción del medio sobre el que se emplace, su posible repercusión ambiental y las medidas protectoras y correctoras que se propongan utilizar, con expresión de su grado de eficacia y garantía de seguridad, siendo éste el objeto del presente proyecto.

Teniendo en cuenta la clasificación de la instalación propuesta, **no es necesaria la evaluación de impacto ambiental**, atendiendo a los criterios establecidos en la Ley, ya que en ésta se indica que:

- Serán objeto de evaluación de impacto ambiental ordinaria, aquellos proyectos que perteneciendo al Grupo D3. Industria energética, sean instalaciones de energía fotovoltaica que conlleven una ocupación de terreno igual o superior a 15 hectáreas (Anexo IID de la Ley 10/2021).

- Serán objeto de evaluación de impacto ambiental simplificada, aquellos proyectos que perteneciendo al Grupo E4. Industria energética, sean instalaciones de energía fotovoltaica que conlleven una ocupación de terreno igual o superior a 5 hectáreas (Anexo IIE de la Ley 10/2021).
- El presente proyecto no se encuentra en ninguna de ambas casuísticas, ya que la ocupación del terreno es de 73782 m², y por lo tanto no requiere evaluación de impacto ambiental.

En este documento se describe, por lo tanto, la actividad desarrollada en la planta, así como el resto de aspectos relacionados con el proceso, como materiales, instalaciones, repercusión sobre el medio ambiente y medidas protectoras y correctoras, con el fin de obtener la correspondiente "Licencia de Actividad Clasificada".

3. NORMATIVA

NORMATIVA ESTATAL

- Ley 34/2007, de 15 de nov 07, de calidad del aire y protección de la atmósfera.
- Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.
- Ley 6/2010, de 24 de marzo, de modificación del texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero.
- Ley 40/2010, de 29 de diciembre, de almacenamiento geológico de dióxido de carbono.
- Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados.
- Ley 11/2012, de 19 de diciembre, de medidas urgentes en materia de medio ambiente.
- Decreto 2107/1968, de 16 de agosto, sobre la contaminación atmosférica.
- Decreto 833/1975, de 6 de febrero, por el que se desarrolla la Ley 38/1972, de 22 de diciembre, de protección del ambiente atmosférico.
- Real Decreto 833/1988, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento para la ejecución de la Ley 20/1986, Básica de Residuos Tóxicos y Peligrosos.
- Real Decreto 1131/1988, de 30 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento para la ejecución del Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de Evaluación de Impacto Ambiental.
- Real Decreto 1406/1989, de 10 de noviembre, por el que se imponen limitaciones a la comercialización y al uso de ciertas sustancias y preparados peligrosos.
- Real Decreto 108/1991, de 1 de febrero, sobre la prevención y reducción de la contaminación del medio ambiente producida por el amianto.
- Real Decreto 1771/1994, de 5 de agosto, de adaptación a la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, de determinados procedimientos administrativos en materia de aguas, costas y medio ambiente.
- Real Decreto 1800/1995, de 3 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 646/1991, de 22 de abril, por el que se establecen nuevas normas sobre limitación a las emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión y se fijan las condiciones para el control de los límites de emisión de SO₂ en la actividad del refino de petróleo.
- Real Decreto 952/1997, de 20 de junio, por el que se modifica el Reglamento para la ejecución de la Ley 20/1986, de 14 de mayo, Básica de Residuos Tóxicos y Peligrosos, aprobado mediante Real Decreto 833/1988, de 20 de julio.

- Real Decreto 1073/2002, de 18 de octubre, sobre evaluación y gestión de la calidad del aire ambiente en relación con el dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno, óxidos de nitrógeno, partículas, plomo, benceno y monóxido de carbono.
- Real Decreto 653/2003, de 30 de mayo, sobre incineración de residuos.
- Real Decreto 430/2004, de 12 de marzo, por el que se establecen nuevas normas sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión, y se fijan ciertas condiciones para el control de las emisiones a la atmósfera de las refinerías de petróleo.
- Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 509/2007, de 20 de abril, por el que se aprueba el Reglamento para el desarrollo y ejecución de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.
- Real Decreto 367/2010, de 26 de marzo, de modificación de diversos reglamentos del área de medio ambiente para su adaptación a la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y a la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley de libre acceso a actividades de servicios y su ejercicio.
- Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos
- Real Decreto 100/2011, de 28 de enero, por el que se actualiza el catálogo de actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera y se establecen las disposiciones básicas para su aplicación.
- Real Decreto 102/2011, de 28 de enero, relativo a la mejora de la calidad del aire.
- Real Decreto-ley 17/2012, de 4 de mayo, de medidas urgentes en materia de medio ambiente
- Orden de 15 de marzo de 1963 por la que se aprueba una Instrucción por la que se dictan normas complementarias para la aplicación del Reglamento de Actividades molestas, insalubres, nocivas y peligrosas
- Orden de 28 de julio de 1974 por la que se aprueba el «Pliego de prescripciones técnicas generales para tuberías de abastecimientos de agua» y se crea una «Comisión Permanente de Tuberías de Abastecimiento de Agua y de Saneamiento de Poblaciones»
- Orden de 25 de junio de 1984 sobre instalación en centrales térmicas de equipos de medida y registro de la emisión de contaminantes a la atmósfera.
- Orden de 22 de marzo de 1990, por la que se modifica la de 10 de agosto de 1976, con respecto al método de referencia para humo normalizado.

- Orden ITC/1389/2008, de 19 de mayo, por la que se regulan los procedimientos de determinación de las emisiones de los contaminantes atmosféricos SO₂, NO_x y, partículas procedentes de las grandes instalaciones de combustión, el control de los aparatos de medida y el tratamiento y remisión de la información relativa a dichas emisiones

NORMATIVA AUTONÓMICA

- Ley 10/2021, de 9 de diciembre, de Administración Ambiental de Euskadi
- Ley 1/2005, de 4 de febrero, para la prevención y corrección de la contaminación del suelo
- Decreto 171/1985 de 11 de Junio, por el que se aprueban las normas técnicas de carácter general. de aplicación a las actividades molestas, insalubres nocivas y peligrosas a establecerse en suelo urbano residencial.
- Decreto 196/1997, de 29 de agosto, por el que se establece el procedimiento para el otorgamiento de autorizaciones de uso en la zona de servidumbre de protección del dominio público marítimo-terrestre y de vertido desde tierra al mar.
- Decreto 69/2000, de 11 de abril, por el que se regulan la composición y funcionamiento de la Comisión Ambiental del País Vasco.
- Decreto 213/2012, de 16 de octubre, de contaminación acústica de la Comunidad Autónoma del País Vasco.
- Orden 14/1983, de 12 de Mayo, del Departamento de Política Territorial y Transportes, por la que se dictan normas técnicas complementarias para la aplicación del reglamento de actividades molestas, insalubres, nocivas y peligrosas.

4. DESCRIPCIÓN Y ESTUDIO DEL EMPLAZAMIENTO

Las instalaciones fotovoltaicas no producen ni ruidos, ni ningún tipo de molestia, ni impacto negativo medioambiental. Al contrario, con su instalación se evita el vertido a la atmósfera de los gases procedentes de la generación de energía eléctrica a través de otras fuentes contaminantes, con lo que se está contribuyendo de manera activa a la mejora del medio ambiente y al cumplimiento de compromisos internacionales como el los mencionados.

Este tipo de instalaciones contribuyen a crear un desarrollo sostenible en la medida en que genera energía de manera limpia y 100% renovable, además de, por su carácter distribuido, reducir las pérdidas que implica el transporte a largas distancias de la energía generada en las centrales convencionales.

4.1 Ubicación de la Planta y delimitación del ámbito

El proyecto está situado en la nº 32 del Barrio de Oikia, un pertenecido del caserío Aguerre, Zumaia (Gipuzkoa):

Ref Catastral:	13-015	Superficie Gráfica Parcela:
Localización:	30 T 561596E 4778275N	73.782 m ²



Ilustración 1: Parcela para Instalación FV

El ámbito de actuación del presente proyecto está situado al sur del núcleo urbano de Oikia y del sector industrial S-3 Guaskor. Comprende una superficie de 27.206 m² cuyos límites son:

- Al Norte suelo no urbanizable, se ha tomado como límite a dos metros de la línea soterrada de gas.
- Al Este, suelo no urbanizable limítrofe al suelo industrial S.3 Guaskor

- Al Sur camino vecinal
- y al Oeste, el ámbito queda limitado por un camino rural

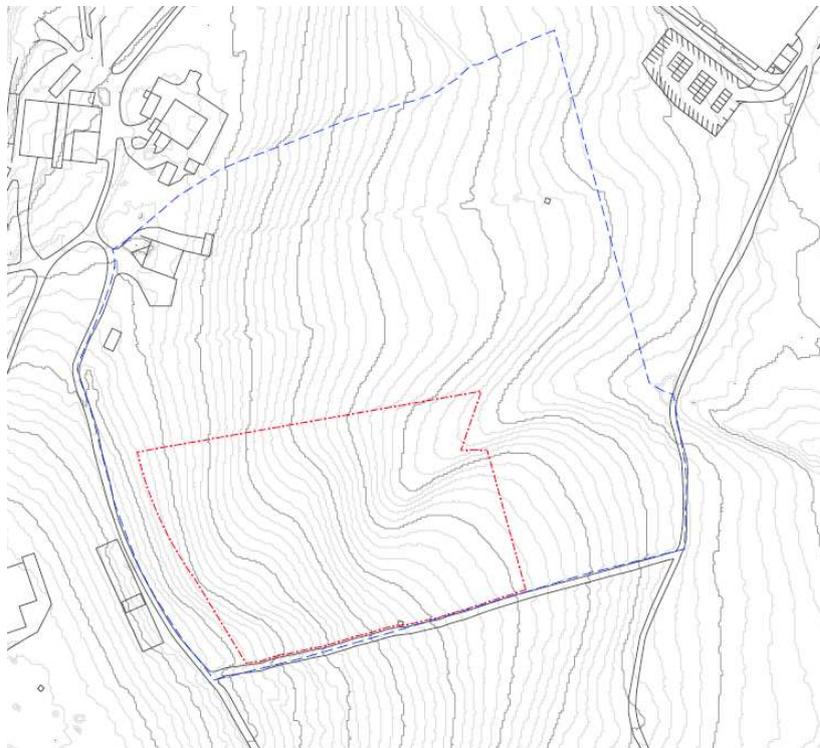


Ilustración 2: Delimitación del ámbito dentro de la parcela

4.2 Datos generales de la parcela

Acceso: Buenas condiciones de accesibilidad desde el camino rural que parte del núcleo urbano de Oikia.

Orografía: Terreno con ligera pendiente que favorece la implantación de paneles solares fotovoltaicos, sin necesidad de realizar grandes movimientos de tierras.

No se tiene constancia de que la parcela haya soportado con anterioridad ninguna actividad potencialmente contaminante del suelo de las indicadas en el Anexo II de la Ley 1/2005, de 4 de febrero, para la prevención y corrección de la contaminación del suelo. Consultada la base de datos Geoeuskadi (www.geo.euskadi.eus) la parcela no está identificada dentro del “inventario de suelos con actividades o instalaciones potencialmente contaminantes del suelo”.

La actividad que se pretende implantar es de producción de energía eléctrica mediante captación y transformación de energía renovable (fotovoltaica), con una potencia de 1 MW nominal y es de nueva

implantación. Esta actividad se corresponde con el CNAE2021 - 3519 "Producción de energía eléctrica de otros tipos".

Como queda justificado en el apartado 2 de este proyecto, no es necesaria la evaluación de impacto ambiental, atendiendo a los criterios establecidos en la Ley 10/2021, de 9 de diciembre, de Administración Ambiental de Euskadi.

La parcela no es lugar protegido, no forma parte de un espacio natural de interés, no es un Lugar de Importancia Comunitaria (LIC), y por supuesto no forma parte de la red natura 2000.

5. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA INSTALACIÓN

A continuación, se detallan las características técnicas generales que presenta la Planta FV en cuestión, así como la energía anual generada por la misma:

Capacidad de la Planta	
Potencia CC	1256 kWp
Potencia CA	1.000 (@50°C) / 1.250 (@30°C) kVA
Equipos Principales	
Módulos Fotovoltaicos	
Fabricante	Longi
Modelo	LR5-72HPH-545M
Potencia	545 Wp/mod
Cantidad	2304 uds.
Inversores	
Fabricante	Sungrow
Modelo	SG250HX
Potencia Máxima Unitaria	250 kVA
Cantidad	4 uds.
Transformador	
Fabricante	Ormazabal
Modelo	Transformador trifásico de distribución ORGANIC - ECODISEÑO 1250kVA 13,2/B2 UNE
Potencia	1250 kVA
Tensión Nominal	13,2 kV
Cantidad	1 ud
Estructura	
Fabricante	Alusin
Tipo	3V
Inclinación	10 °
Pitch (m)	9,6 m
Producción	
Producción Anual Estimada	1506,0 MWh
Producción Especifica (kWh/kWp/año)	1.199
Degradación estimada	0,35%
Recurso Solar	
Radiación Global Horizontal	1270 kWh/m2

Tabla 1: Configuración General de la Planta FV

5.1 Potencia Instalada

Según establece la disposición final tercera del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que modifica al segundo párrafo del artículo 3 del RD 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, la potencia instalada de la instalación fotovoltaica es la menor de las dos potencias siguientes:

- ✓ La suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran la instalación.
- ✓ La suma de la potencia máxima de los inversores que configuran la instalación.

El campo fotovoltaico de esta instalación suma un total de 1,26 MWp, mientras que la potencia máxima que suman los 4 inversores que se prevén instalar, suman un total de 1 MWn.

Por lo tanto, **la potencia instalada de la Instalación Solar Fotovoltaica en cuestión será de 1 MWn.**

5.2 Número de personas

La planta no requiere de ningún trabajador de manera permanente en la misma, ya que se monitoriza en remoto a través de una dirección IP.

Sólo es necesaria la presencia de personal para labores puntuales de mantenimiento y supervisión.

6. DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD

6.1 Descripción del proceso industrial

El sol emite sobre la Tierra en tan solo una hora la misma cantidad de energía que consume toda la humanidad en un año. Esta es una fuente de energía no contaminante, renovable y gratuita.

La energía solar fotovoltaica consiste en el aprovechamiento y transformación de la energía luminosa que recibimos del sol en energía eléctrica, mediante células de Silicio, que, al contacto con la luz, producen corriente eléctrica. A este fenómeno se le conoce como efecto fotovoltaico.

Dentro de las energías renovables, esta transformación directa de la energía solar en energía eléctrica por el efecto fotovoltaico, constituye una solución de características especialmente interesantes, muy versátil, muy sencilla de operar y rápida de instalar. La electricidad se obtiene en cualquier parte del mundo sin necesidad de grandes infraestructuras, mediante la exposición al sol de una superficie que no se mueve ni cambia en ningún aspecto visible el entorno y, por tanto, que genera electricidad sin contaminación acústica ni medioambiental y que, además, es susceptible de ser integrada sobre fachadas, tejados y demás elementos arquitectónicos ya existentes.

La energía eléctrica se genera en los módulos fotovoltaicos, los cuales están compuestos por células, en las que se lleva a cabo el efecto fotovoltaico, proceso por el cual se genera una diferencia de potencial al incidir sobre ellas la radiación solar. Estas células se conectan entre sí por el interior del laminado que las encapsula, a través de un elemento llamado bus, que sale por la parte posterior del módulo donde se coloca una caja de derivación estanca provista de tapa de registro. A través de esta tapa se accede a los bornes de conexión y a los diodos de derivación.

Los módulos se unirán en series fácilmente en sus cajas de derivación a través de los conectores incorporados en los mismos. Las series serán conectadas directamente a cada una de las entradas MPPT (Maximum Power Point Tracking) incorporadas en el inversor.

Los módulos fotovoltaicos generan corriente eléctrica en continua a partir de la radiación solar que incide sobre ellos. Esta corriente continua generada no es posible entregarla a la red eléctrica: Previamente, es necesaria su transformación en corriente alterna sincronizada a una frecuencia igual al de la red. El Inversor Fotovoltaico es el dispositivo que convierte dicha corriente continua generada por el campo de módulos fotovoltaicos en corriente alterna a 50 Hz sincronizada con la red eléctrica.

Los inversores que se instalarán en el proyecto son inversores tipo string. Los inversores string son inversores más pequeños que permiten hacer un riguroso seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), presenta eficiencias ligeramente superiores a los inversores centrales y, además, en caso de haber incidencias en el inversor las consecuencias se minimizan cuando se trata de inversores de string.

Los seguidores del punto de máxima potencia, MPPT (Maximum Power Point Trakers) son dispositivos electrónicos capaces de hacer operar a los módulos fotovoltaicos alrededor del punto de trabajo donde se genera la máxima potencia posible para las condiciones de irradiación y temperatura de cada momento.

Con un regulador MPPT, la electrónica se encarga de buscar automática y permanentemente la tensión donde el panel entrega su máxima potencia permanentemente, hace un seguimiento de esta y es ahí donde se queda hasta que cambian las circunstancias, tales como una nube, una sombra o un cambio en la temperatura. En este momento, el seguidor del MPPT adapta la tensión de entrada de los paneles al mejor punto de rendimiento para las condiciones del momento.

Los inversores disponen en su interior de las protecciones eléctricas necesarias para la parte de corriente continua. Los circuitos de salida de los inversores, que transportan la energía en corriente alterna, se conducen hasta el cuadro general de protecciones. Este cuadro eléctrico dispondrá de las protecciones necesarias para la parte de corriente alterna. Al cuadro eléctrico entran todos los circuitos provenientes de los inversores y su salida se conduce hasta un transformador que convierte la tensión de trabajo de los inversores a la tensión de trabajo de la red, para poder proceder a la inyección de la energía eléctrica.

La instalación se completa con las correspondientes celdas de protección, maniobra y medida de media tensión.

La previsión de producción anual de energía eléctrica de la planta inyectada a la red es de 1506 MWh/año.

6.2 Maquinaria. Equipos principales

6.2.1 Módulos fotovoltaicos:

Los módulos fotovoltaicos o colectores solares fotovoltaicos (llamados a veces paneles solares, aunque esta denominación abarca otros dispositivos) están formados por un conjunto de celdas (células fotovoltaicas) que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos. El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, que son:

- Radiación de 1.000 W/m²
- Temperatura de célula de 25° C (no temperatura ambiente)
- Valor espectral 1,5 AM

Las placas fotovoltaicas se dividen en:

- Cristalinas:
 - Monocristalinas: se componen de secciones de un único cristal de silicio (reconocibles por su forma circular u octogonal, donde los cuatro lados cortos, si se observa se aprecia que son curvos, debido a que es una célula circular recortada).
 - Policristalinas: cuando están formadas por pequeñas partículas cristalizadas.
- Película delgada:
 - Silicio amorfo: Cuando el silicio no se ha cristalizado.
 - CDTE, CIGS

El módulo fotovoltaico que se va a utilizar para este proyecto es de Longi modelo LR5-72HPH-545M. Un módulo de alta potencia, monocristalino PERC de Media Célula.

- **PERC (Passivated Emitter Rear Cell):**

Es el proceso que añade una capa adicional en la parte trasera de la placa solar para que reflejen parte de los fotones que consiguen pasar a través de la célula de nuevo hacia la célula. Gracias a esta tecnología se hace un mejor aprovechamiento de la luz infrarroja con longitudes de onda larga, aumentando la eficiencia total del panel.

Las capas de las células fotovoltaicas PERC son:

- Capa emisora: Primera capa de silicio que capta la radiación.
- Capa base: Intermedia, también de silicio, que se encuentra entre la emisora y la capa de aluminio.
- Capa PERC dieléctrica pasiva (con contactos de metal y agujeros realizados a láser): Se consigue que los electrones de la luz infrarroja no penetren hasta la capa de aluminio, sino que sean reflejados y permitan generar corriente entre la capa base y la emisora.
- Capa inferior de aluminio: Parte más profunda de la celda.

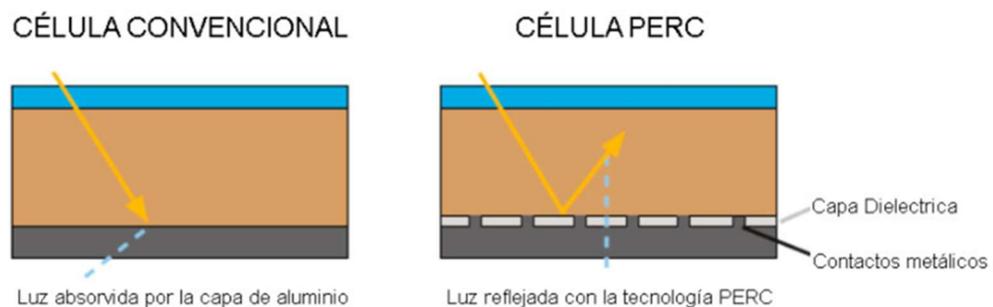


Ilustración 3: Células fotovoltaicas.

- **Media célula:**

La célula partida reduce a la mitad el tamaño de cada una de las mismas y, por tanto, reduce la intensidad circulante en la misma proporción. El resultado de partir las células en dos, son dos módulos de 60 células en serie conectados en paralelo en una caja de conexión independiente para cada polo. De este modo, alcanzamos la misma tensión, intensidad y potencia que tendría ese mismo módulo si fuera Full Cell, sin que ello comprometa su tamaño físico.

Las placas solares de media célula dividen el flujo de la corriente en dos partes unidas en serie. Esto reduce la resistencia interna de las placas (menores pérdidas de corriente al ser transportada por las pistas

conductoras) y asegura una producción continua cuando la placa está parcialmente sombreada ya que los sombreados parciales de una mitad del panel solar no afectarán al total del panel.

Se trata de otra innovación a nivel placas solares. Consiste en el uso de células solares cortadas por la mitad, situando la caja de conexiones en el centro del panel solar. Así, a diferencia de los módulos solares convencionales, el panel solar queda cortado en 2 mitades, con el 50% de capacidad cada una.

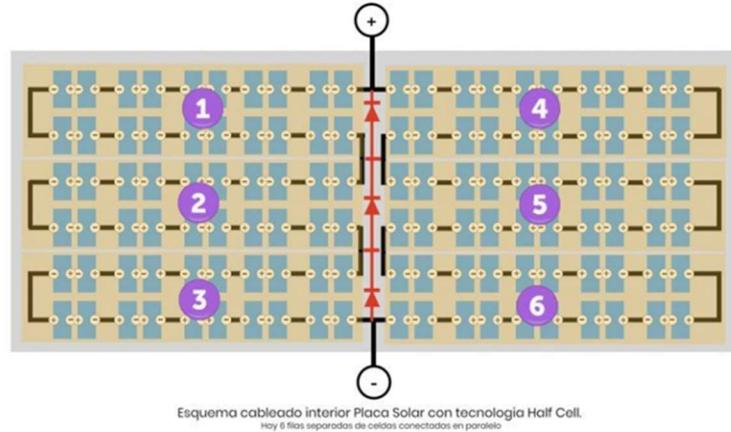


Ilustración 4: Esquema eléctrico módulo Half-Cell 120 células

Los módulos se unirán en series fácilmente en sus cajas de derivación a través de los conectores tipo MC4 incorporados en los mismos. Las series serán conectadas directamente a cada una de las entradas MPPT (Maximum Power Point Tracking) del inversor.

La conexión de los módulos fotovoltaicos se configurará formando series de 24 unidades para conseguir un rendimiento óptimo entre campo fotovoltaico e inversores.

A continuación, se definen las características de los módulos utilizados:

MÓDULO FV	
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
MODELO	LR5-72HPH-545M
Potencia máxima, Pmax (Wp)	545
Tensión de circuito abierto, Voc (V)	49,65
Corriente de cortocircuito, Isc (A)	13,92
Tensión a máxima potencia, Vmp (V)	41,8
Corriente a máxima potencia, Imp (A)	13,04
Eficiencia de módulo (%)	21,3
CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	
Longitud (mm)	2256
Anchura (mm)	1133
Espesor (mm)	35
Peso (kg)	27,2

Tabla 2: Características eléctricas y mecánicas del módulo FV

6.2.2 Inversores:

Los módulos fotovoltaicos generan corriente eléctrica continua a partir de la radiación solar que incide sobre ellos. Esta corriente continua generada no es posible entregarla a la red eléctrica, es necesaria su transformación en corriente alterna sincronizada a una frecuencia igual al de la red.

El Inversor Fotovoltaico es el dispositivo que convierte dicha corriente continua generada por el campo generador en corriente alterna a 50 Hz sincronizada con la red eléctrica.

Los inversores se clasifican de diferentes formas. De acuerdo con el número de fases se distinguen entre monofásicos y trifásicos. Con respecto a la configuración del sistema, se distinguen entre: inversores centrales, en cadena (o string) y modulares (AC módulos). Con respecto al número de etapas, pueden ser inversores de una etapa, de dos etapas y multietapas.

Los inversores que se instalarán en el proyecto son inversores de string, del fabricante Sungrow modelo SG250HX de conexión a red con una potencia de 250 kWn cada una.

Los inversores string son inversores más pequeños que permiten hacer un riguroso seguimiento del punto de máxima potencia, presenta eficiencias ligeramente superiores a los inversores centrales y, además, en caso de haber incidencias en el inversor las consecuencias se minimizan cuando se trata de inversores de string.

Los seguidores del punto de máxima potencia, MPPT (Maximum Power Point Trackers) son dispositivos electrónicos capaces de hacer operar a los módulos FV alrededor del punto de trabajo donde se genera la máxima potencia capaz de obtenerse para las condiciones de irradiación y temperatura de ese momento.

Con un regulador MPPT, la electrónica se encarga de buscar automática y permanentemente la tensión donde el panel entrega su máxima potencia permanentemente, hace un seguimiento de esta y es ahí donde se queda hasta que cambian las circunstancias, tales como una nube, una sombra o un cambio en la temperatura. En este momento, el seguidor del MPPT adapta la tensión de entrada de los paneles al mejor punto de rendimiento para las condiciones del momento.

INVERSOR FV	
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
MODELO	SG250HX
Máxima potencia Activa AC (kVA) a 30°C	250
Rango de tensión MPP (V)	600-1500
Corriente máximo por MPPT (A)	26
Máxima Corriente de cortocircuito por MPPT (A)	50
Número de MPP Trackers	12
Rango de Tensión de CA (V)	680 - 880
Eficiencia máxima (%)	99
CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	
Longitud (mm)	1050
Anchura (mm)	660
Espesor (mm)	363
Peso (kg)	99

Tabla 3: Características eléctricas y mecánicas del inversor FV

6.2.3 Estructura Soporte

Los paneles irán dispuestos en suelo en una estructura fija a través de un sistema de hincado al suelo de modo que queden dispuestos en mesas de 24 módulos distribuidos en 2 filas de 12 módulos con una inclinación de 17° respecto a la horizontal.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa. Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

La totalidad de la estructura estará fabricada en acero laminado con protección anticorrosión por galvanizado en caliente.

Las uniones de la estructura soporte se realizarán mediante tornillería.

- Las ventajas de este tipo de instalación son:
- Facilidad de desmontaje y desmantelamiento.
- Material 100 % reciclable. Actualmente ya existen compradores que pagan por chatarra de acero inoxidable y acero galvanizado. Entendemos que en 25 años este mercado todavía será mayor, por lo que además se minimizan los costes de desmontaje.



Ilustración 5: Estructura fija.

La estructura se implementa adaptándose a la orografía del terreno sin necesidad de realizar cimentaciones para que en el momento del desmantelamiento el terreno se conserve en su estado inicial.

Disposición de las mesas sobre el terreno

El diseño debe optimizar tanto la orientación como la inclinación de las mesas con el fin de captar la radiación solar lo máximo posible, y a su vez, debe definir una distancia de separación entre mesas que minimice el sombreado generado entre ellos.

Todas las mesas estarán orientadas al SUR, con inclinación $\beta=17^\circ$, de dimensión longitudinal (sentido EO), apoyadas en el plano horizontal y separadas en la dirección NS a una distancia $L_{NS} = 10$ m.

También se ha impuesto una altura mínima, h_{min} , de 0,5 metros para evitar sobras producidas por vegetación o incluso por ovejas que puedan pastar en convivencia con los módulos.

6.2.4 Centro de transformación:

Se prevé la instalación de un centro de transformación (CTS) para elevar la tensión de salida del inversor 680 - 880 V a alta tensión desde 12/20 (24) kV hasta 18/30 (36) kV. Para ello, se prevé utilizar un transformador de 1250 kVA.

Los elementos constitutivos del Centro de Transformación (CTS) serán:

- Envolverte prefabricada de hormigón
- Celdas de AT
- Transformador
- Cuadros BT
- Armario de telegestión y comunicación
- Interconexión celda-transformador
- Interconexión transformador-cuadro de BT
- Instalación de puesta a tierra (PaT)
- Señalización y material de seguridad

El CTS deberá incorporar los elementos necesarios (equipos de telegestión, comunicaciones, alimentación, protección, cableados, etc.) que permitan implantar los sistemas de telegestión y telemedida, según se establece en el RD 1110/2007 de 24 de agosto y en la Orden ITC 3860/2007 de 28 de diciembre.

Envolverte:

- Envolverte monobloque de hormigón tipo caseta (s/norma IEC 62271-202), de instalación en superficie y maniobra interior. El edificio está diseñado para alojar trafa de potencia.

Equipos media tensión - lado compañía:

- Celda compacta CGMCOSMOS 3L1A o similar para Telemando según norma Iberdrola + Armario Automatización sobre celda ACC Con 3 funciones de línea, 1 de protección con ruptofusible y con trafa de SSAA. Corte y aislamiento íntegro en SF6. Contiene: (i) 3L - Interruptor rotativo III con conexión-seccionamiento-puesta a tierra. $V_n=24kV$, $I_n=400A$ / $I_{cc}=16kA$. Con mando motor. 2 posiciones relé ekorRCI+ con 3xTI. Incluye indicador presencia tensión; y (ii) 1P - Interruptor rotativo III con conexión-seccionamiento-doble puesta a tierra. $V_n=24kV$, $I_n=400A$ / $I_{cc}=16kA$. Con mando

manual tipo BR, con bobina de disparo. Incluye indicador presencia tensión, cartuchos fusibles y contactos auxiliares. Incluye 1 TT de SS.AA.

- Armario de Control Integrado sobre celda tipo ekorUCT tipo ACC STAR, que incluye controlador ekorCCP, rectificador batería, cajón de control y conexionado.
- Armario Comunicaciones IB tipo ACOM-I-PLC Armario Comunicaciones IB tipo ACOM-I-PLC

Equipos media tensión - lado abonado:

- Celda modular de línea CGMCOSMOS-L o similar (400A/16kA - M.Manual) con corte y aislamiento integral en SF6, interruptor seccionador de tres posiciones (cat. E3 s/IEC 62271-103), conexión-seccionamiento-puesta a tierra. Vn=24kV, In=400A / Icc=16kA. Con mando manual (Clase M1, 1000 maniobras). Incluye indicador presencia tensión.
- Celda modular de protección con ruptofusible CGMCOSMOS-P o similar (400A/16kA) con 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. Transformadores de Tensión enchufables 13.200/110:V3-110:3 ubicados en base de celda CGMCosmos-P para medida de tensión en barras del relé multifunción EkorRPS
- Celda modular de protección general con interruptor automático CGMCOSMOS-V o similar (400A/16kA - M.Motor) 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 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. Incluye bobina mínima tensión 48Vcc.
- Relé multifunción EkorRPA220T 1 Relé de protección multifunción de alimentador y controlador de posición ekorRPA220T con las siguientes funciones de Protección: Sobreintensidad de fase (50/51), Sobreintensidad de tierra(50N/51N), Sobreintensidad direccional de fase y neutro (67/67N), Sobreintensidad direccional de neutro aislado (67NA), Subtensión (27), Sobretenion (59), Sobretenion homopolar (59N), Sobrefrecuencia y Subfrecuencia (81M/m). Equipado con 3 Transformadores de intensidad de fase toroidales 1000/1 0.2VA 5P20 instalados en el compartimento de cables.
- Equipo rectificador/cargador de baterías, ekorUCB.
- Celda modular de medida CGMCOSMOS-M o similar (400A/16kA - 3TT+3TI verificados). Vn=24kV In=400A / Icc=16kA. relación: x:v3 / 110:v3-110:3 , 10 VA cl 0,2. 3TI x-x/5 A, 10 VA cl 0,2 , verificados en "origen". Incluye 3 transformadores de tension y 3 transformadores de intensidad.
- Transformador trifásico de distribución ORGANIC T2 o similar, 50 Hz para instalación en interior o exterior (s/ IEC 60076-1), hermético de llenado integral. Refrigeración natural en dieléctrico ORGANIC

(s/ IEC60296). 1250 kVA - 13,2kV/800V UNE Ecodiseño TIER. Incluye, Termómetro, válvula de alivio de presión, Pantalla electrostática, borna atornillable en lado MT, pasabarras 1600A en lado BT.

Interconexión transformador - cuadro de BT

La conexión eléctrica entre el transformador y el cuadro de BT se realizará con cable unipolar de 3x(3x240)+T mm2 de sección, con conductor de cobre tipo RV-K.

En el cuadro mural de BT se agruparán las protecciones que se van a instalar para proteger el tramo de corriente alterna.

A continuación, se detallan las protecciones a instalar:

- Automático magnetotérmico contra sobretensiones, sobrecargas y cortocircuitos.
- Medidor de aislamiento.

La parte de corriente continua estará equipada con protecciones que el inversor a instalar los tiene integrados:

- Descargador de sobretensiones del tipo II de 1500V DC.
- Interruptor de DC Además, se instalará un interruptor de corte en carga en cabecera de cada cuadro de protecciones, para poder seccionar de forma independiente los diferentes sectores de la instalación.

Interconexión celda AT- transformador

La conexión eléctrica entre la celda y el transformador se realizará con cable unipolar seco de aluminio de 150 mm2 de sección y del tipo HEPRZ1, empleándose la tensión asignada del cable 12/20 kV para tensiones asignadas de hasta 24 kV, y la tensión asignada del cable 18/30 kV para tensiones asignadas de 36 kV.

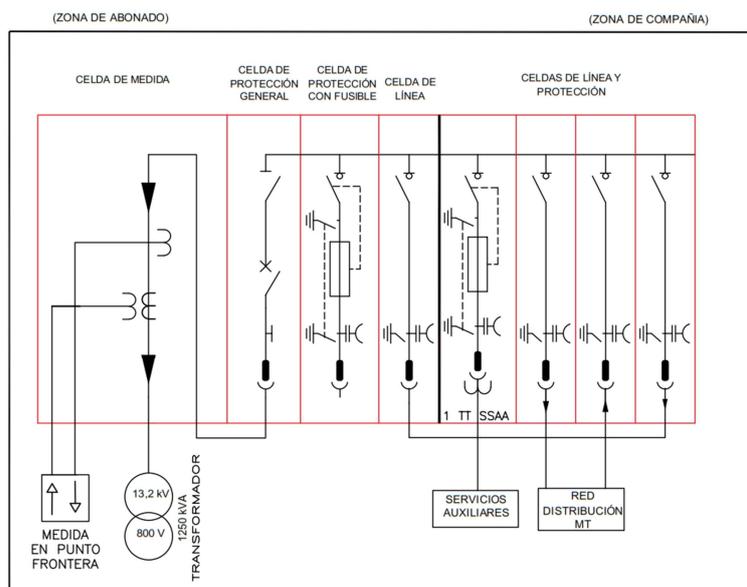


Ilustración 6: Interconexión celda AT - Transformador (interior del CTS)

Acometida de cables

El Centro de Transformación se acometerá con una arqueta de BT y otra de AT, ambas situadas en el exterior del Centro. En este sentido, el acceso de las líneas al interior del CTS se realizará única y exclusivamente desde estas arquetas.

En la acometida de cable se dejará una coca lo suficientemente larga para que cualquier cable de AT se pueda conectar en cualquier celda o cualquier cable de BT se pueda conectar en cualquier salida del mismo cuadro.

Las entradas y salidas de cables irán selladas adecuadamente mediante sistemas que garanticen la estanqueidad.

6.3 Materias primas, productos intermedios y acabados

Para su funcionamiento la planta requiere de las siguientes materias primas:

- Radiación solar.
- Energía eléctrica (para equipos auxiliares cuando no se disponga de luz solar). Estimado en 1 W/kW de generación.
- Los componentes que se deterioren o que sea necesario sustituir por programa mantenimiento.

La planta no consume ningún tipo de combustible, ni vapor. Tampoco consume agua, ni requiere de aire comprimido.

En la planta no se almacenará ninguna materia prima.

7. INSTALACIONES Y SERVICIOS

7.1 Instalación eléctrica

7.1.1 Conductores de baja tensión

El cálculo de secciones de cables de baja tensión se realiza cumpliendo tres criterios: criterio térmico, criterio de caída de tensión y criterio de cortocircuito.

1. El **criterio térmico** supone que la sección del cable soporte la corriente de diseño que va a pasar por él. En la práctica se elige la sección consultando las tablas del Reglamento Electrónico para Baja Tensión (REBT) o de la Guía Técnica de Aplicación del REBT (elaborada y actualizada por el Ministerio de Ciencia y Tecnología).
2. El **criterio de caída de tensión** exige que la sección del cable sea tal que la caída de tensión en él sea menor que la máxima admisible según el REBT. La caída de tensión de un cable es proporcional a su longitud y resistividad e inversamente proporcional a su sección. A su vez, la resistividad es directamente proporcional a la temperatura, Si el cable conduce una corriente cercana a la máxima admisible puede estar cercano a 70°C (si el aislante es XLPE o EPR) o a 90°C (si el aislante es XLPE o EPR).
3. El **criterio de sobreintensidades** establece que todo circuito estará protegido contra los efectos de las sobreintensidades que puedan presentarse en el mismo, para lo cual la interrupción de este circuito se realizará en un tiempo conveniente o estará dimensionado para las sobreintensidades previsibles.

La determinación de la sección de un cable consiste en calcular la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las tres condiciones.

Criterio de la intensidad máxima admisible:

Tal y como se indica en el reglamento de Baja Tensión, ITC-40, los cables de conexión de una instalación generadora deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador (I_{sc}).

A su vez la intensidad máxima se define en la IEC 60364-7-712 como:

$$I_{max} = I_{sc} \times 1,25$$

Donde I_{sc} es la intensidad de cortocircuito del módulo FV en condiciones STC (A).

Por lo que en todas las líneas eléctricas se debe cumplir la siguiente ecuación, asegurando la correcta coordinación con las correspondientes protecciones:

$$I_{max} < I_z$$

Donde I_z es la intensidad máxima admisible en el cable (A) aplicando los factores de corrección que se indican en la ITC-07 del Reglamento de Baja Tensión.

Para determinar las intensidades máximas admisibles para cableado en CC a 1500 V, deben seguirse la UNE HD 60364-5-52 y UNE HD 60364-7-712 para estos cálculos.

Se realiza un Estudio Térmico de los casos más restrictivos para los cables enterrados en zanjas, considerando lo siguiente:

- Intensidad de diseño igual a $I_{sc} \times 1,25 \times n^\circ$ Strings que soporte el cable.
- Temperatura del terreno y resistividad térmica acordada siempre siendo como mínimo la más restrictiva del estudio geotécnico del proyecto.
- Relación de densidad de corriente en el cable en función de su sección.

Criterio de caída de Tensión:

El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en la ITC-BT-40, punto 5. Establece que la suma de las caídas de tensión en el circuito de AC no debe ser mayor del 1,5%.

Por otro lado, el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, PCT-C del IDAE, en el punto 5.5.2 determina que la suma de las caídas de tensión desde los módulos hasta los inversores no debe superar el valor del 1,5%. Limitando el uso de los conductores al cobre.

Como criterio de diseño los conductores tendrán una sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior a los valores especificados a continuación, referidos a la tensión nominal continua del sistema:

CAIDA DE TENSION	
TRAMO	MAX.
Tramo CC	1,5%
Tramo CA	1,5%

Tabla 4: Caída de Tensión para BT

El cálculo de la sección para cumplir con dicha caída de tensión se obtiene, dependiendo de si la instalación es monofásica o trifásica:

$$\text{Caso trifásico: } S = \frac{\rho PL}{eU_L}$$

$$\text{Caso monofásico: } S = 2 * \frac{\rho PL}{eU_L}$$

Donde:

P: potencia que circula por la línea (W)

L: longitud de la línea (m)

ρ : resistividad el conductor ($\Omega\text{mm}^2/\text{m}$)

e : caída de tensión admisible (V)

U_L : tensión nominal de la línea de la red trifásica

En estas fórmulas se han despreciado la caída de tensión debido a las inductancias de los cables y el efecto pelicular, los cuales son despreciables en baja tensión para cables menores de 120 mm².

La resistividad es un material no es constante, sino que depende de la temperatura. Para valores superiores a 20°C, la resistividad se obtiene mediante la ecuación:

$$P_T = P_{20}(1 + \alpha_{20}\Delta T)$$

Donde:

P_T : resistividad del conductor a temperatura T ($\Omega\text{mm}^2/\text{m}$)

P_{20} : resistividad del conductor a 20°C ($\Omega\text{mm}^2/\text{m}$)

α_{20} : coeficiente térmico para 20°C (K^{-1})

ΔT : diferencia de temperatura ($\Delta T = T - 20$)

Para el cobre; $P_{20}=0,018 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$, $\alpha_{20}=0,00393$.

Para el aluminio; $P_{20}=0,028 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$, $\alpha_{20}=0,00403$.

La temperatura real del conductor T , se calcula mediante la ecuación:

$$T = T_0 + (T_{MAX} - T_0) \cdot (I_C/I_{MAX})^2$$

Donde:

T_0 : es la temperatura ambiente (40°C al aire, 25°C enterrados).

T_{MAX} : es 70°C para PVC y 90°C para XLPE o ERP.

I_{MAX} : Intensidad máxima admisible por el conductor por el criterio térmico (A).

I_C : Intensidad de cálculo del circuito (A).

$$\text{Caso trifásico: } I_C = \frac{P}{\cos \varphi \cdot U_L} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_f \cdot \cos \varphi}$$

$$\text{Caso monofásico: } I_C = \frac{P}{U_f \cdot \cos \varphi}$$

Donde:

P : Potencia de cálculo (W).

U_f : Tensión simple (V).

U_L : Tensión compuesta (V).

$\cos \varphi$: Factor de potencia.

Puede observarse que, al aumentar la temperatura, aumenta la resistividad y por tanto la caída de tensión (o la sección necesaria para cumplir con la caída de tensión admisible).

Criterio de protecciones:

Circuito de DC

El inversor dispone de protección contra sobretensiones tanto en la entrada como en la salida, protección contra polarización inversa, contra cortocircuitos y sobrecargas en la salida, contra fallos de aislamiento y contra sobretemperatura en el equipo. A su vez, estos inversores incorporan un descargador de sobretensión de tipo II.

Circuito de AC

Protección contra sobreintensidades:

Las características de funcionamiento de un dispositivo que protege de sobrecargas según la ITC-BT-22 debe satisfacer: $IB \leq IN \leq IZ$

Donde:

IB = Corriente máxima para la que se ha diseñado el circuito.

IN = Corriente asignada del dispositivo de protección.

IZ= Corriente máxima admisible por el cable. (ver GUÍA-BT-19 pto. 2.2.3 y la norma UNE 20460-5-523)

Protección contra cortocircuitos:

En el origen de todo circuito se establecerá un dispositivo de protección contra cortocircuitos cuya capacidad de corte estará de acuerdo con la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de su conexión. El poder de corte de las protecciones en el cuadro eléctrico debe ser mayor que la máxima corriente de cortocircuito producida en ese punto.

Características del cable de BT (DC/AC)

En el caso de configuración con inversores de string el **cableado de DC** debe tener las siguientes características:

- Tensión nominal 1,8 kV DC acorde a EN 50618:2014.

- Conductor estañado clase 5 cobre.
- Resistente UV (Sun Light Resistant).
- Temperatura máxima de servicio: 90°C.
- Temperatura límite de cortocircuito: 250°C.
- Apto para instalaciones móviles.
- Resistente a la humedad.
- Temperatura mínima: -40°C.
- Aislamiento: elastómero termoestable libre de halógenos (Z).
- Cubierta: elastómero termoestable libre de halógenos (Z).
- Apto para tendido en bandeja.
- Acorde a la normativa Nacional:
 - UNE-EN 60332-1-2
 - UNE-EN 50226-2-4
 - UNE-EN 50267
 - UNE-EN 61034-2
- Acorde a Normativa Internacional:
 - IEC 60332-1-2
 - IEC 60332-3-24
 - IEC 60754
 - IEC 61034-2

En el caso de configuración con inversores de string el **cableado de AC** debe tener las siguientes características siempre que la tensión de salida del inversor sea inferior a 1000 V:

- RV-K
- Tensión nominal 1,2/1,2 kVac IEC 60502-1.
- Conductor aluminio clase 2 IEC-60228.

- Resistente UV (Sun Light Resistant) EN 50618.
- Temperatura máxima de servicio: 90°C.
- Temperatura límite de cortocircuito: 250°C.
- Apto para instalaciones móviles.
- Resistente al agua AD7.
- Apto para tendido en bandeja.

7.1.2 Línea de MT

La conexión con las redes de distribución de la Compañía Eléctrica para la evacuación de la energía eléctrica generada por la instalación FV estará efectuada en media tensión (MT) mediante una canalización subterránea entubada, a la tensión de servicio de 13,2 kV.

El cable utilizado se ajustará a lo indicado en la Norma UNE HD 620 y el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y su instrucción técnica complementaria ITC 06:

Conductor: Aluminio compacto, sección circular, clase 2 UNE-EN 60228. Con aislamiento XLPE, obturado mediante hilaturas hidrófugas.

Pantalla Sobre el Conductor: Capa de mezcla semiconductora aplicada por extrusión.

Aislamiento: polietileno reticulado (XLPE).

Pantalla sobre el aislamiento: Una capa de mezcla semiconductora pelable no metálica aplicada por extrusión, asociada a una corona de alambres y contraespira de cobre.

Obturación: Una cinta obturante colocada helicoidalmente.

Cubierta: Poliolefina termoplástica, Z1 Vemex sin contenido de componentes clorados u otros contaminantes.

**CABLES (AS) NO PROPAGADORES DE LA LLAMA NI DEL INCENDIO
(capa retardante + cubierta FLAMEX DMZ2)**

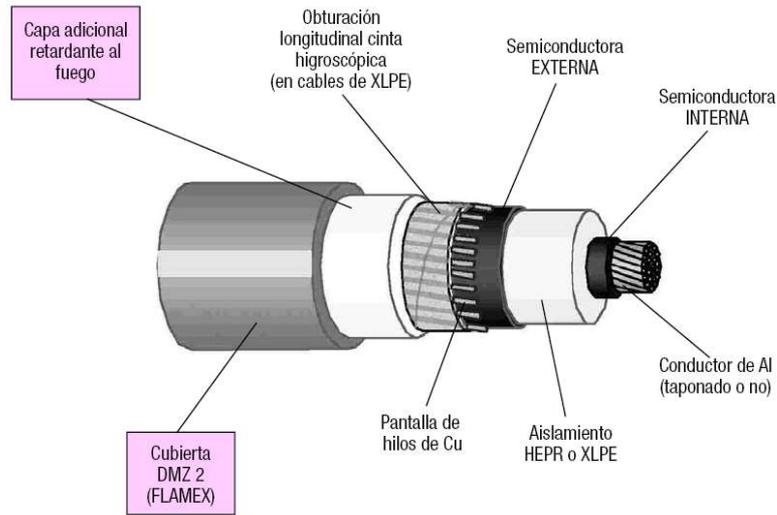


Ilustración 7: Cable de MT

Cálculo de la Intensidad Nominal

La instalación cuenta con un transformador de 1250 kVA por lo que la potencia máxima será de 1250 kVA. Por lo tanto, la intensidad máxima que soporta el cable de aluminio HEPRZ1 12/20 kV de 150mm² deberá de ser superior al secundario del transformador, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \times U}$$

Donde:

S: Potencia nominal del transformador (kVA)

U: Tensión nominal de la red primaria MT (kV)

I_p: Intensidad del Primario del Transformador (A)

Cálculo de la Corriente de Cortocircuito

Se deberá consultar a la empresa de distribución eléctrica correspondiente los valores de intensidades de cortocircuito y su duración prevista en el punto de conexión a efectos de selección del cable y elementos de protección.

Por ello, para el cálculo de la corriente de cortocircuito, se supone como dato de partida la potencia de cortocircuito en la red de media tensión, suministrado por la compañía suministradora. La intensidad de cortocircuito en el lado de alta tensión en el supuesto más desfavorable será:

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

Donde:

I_{ccp} : Corriente de cortocircuito en primario (kA)

S_{cc} : Potencia de cortocircuito de la red (MVA)

U_p : Tensión nominal de la red del primario (kV)

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:

$$I_{ccs} = \frac{100 \cdot P}{\sqrt{3} \cdot E_{cc} \cdot U_s}$$

donde:

P	potencia de transformador [kVA]
E_{cc}	tensión de cortocircuito del transformador [%]
U_s	tensión en el secundario [V]
I_{ccs}	corriente de cortocircuito [kA]

Teniendo en cuenta que la Compañía Suministradora nos da como dato un tiempo de desconexión de un segundo de las protecciones en la subestación, la intensidad de cortocircuito máxima admisible por el conductor, vendrá dada por la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \frac{S \times K}{\sqrt{t_{cc}}}$$

Donde:

I_{cc} : Corriente de cortocircuito máxima soportada por el cable (kA)

S : Sección del conductor (mm²)

K : Densidad de corriente en cortocircuito según ITC-LAT 06 (A/mm²)

t_{cc} : Tiempor de duración del cortocircuito según compañía de distribución (s).

Cálculo de la Caída de tensión

La caída de tensión por resistencia y reactancia de la línea subterránea, despreciando la influencia de la capacidad, nos viene dada por la expresión:

$$\Delta V = \sqrt{3} I (R \cos\phi + X \sin\phi)L$$

Siendo:

$$I = P / (\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\phi)$$

Donde:

$\Delta V\%$ = Caída de tensión compuesta, expresada en %.

I = Intensidad de la línea en Amperios.

X = Reactancia por fase y por Kilómetro en ohmios.

R = Resistencia por fase y por kilómetro en ohmios.

ρ = Angulo de fase.

L = Longitud de la línea en Kilómetros.

P = Potencia en KW.

V = Tensión compuesta en kilovoltios.

Características del Cable de MT

Para este proyecto, se utilizará un conductor tipo HEPRZ1 sección 150 mm².

Las características del cable se resumen a continuación:

- Tensión Nominal (kV): 12/20 kV
- Intensidad máxima admisible tubo enterrado (A): 245
- Intensidad máxima de cortocircuito en el conductor durante 1s (A): 14100
- Naturaleza del conductor: aluminio
- Aislamiento: polietileno reticulado (XLPE)
- Cubierta: Poliolefina termoplástica, Z1 Vemex; de color rojo.

7.1.3 Canalización del Cableado de BT y MT

Para el tramo comprendido entre los inversores y los cuadros de protección, instalados junto al transformador y las celdas de media tensión en la caseta prefabricada de hormigón, será necesario o bien realizar una zanja o bien instalar una bandeja eléctrica (cumpliéndose en ambos casos) con lo dispuesto en el RBT.

La planta FV se conectará en media tensión a un apoyo cercano a la parcela (con referencia de la compañía suministradora N°29 de la LAMT Zumaia-Oikina 530103), propiedad de Iberdrola. Para ello, es necesaria la modificación de la línea aérea actual y la construcción de una línea subterránea con entronque aéreo de media tensión (13,2 kV) para la evacuación de la energía generada por la planta.

A su vez, no se deberá superar la intensidad máxima admisible según el REBT(ITC-BT-19) y el RLAT y RAT.

- Para el cable de string se utilizará cable tipo ZZ-F/H1Z2Z2-K/PV, desarrollado expresamente para el uso de instalaciones Fotovoltaicas.
- Para el cableado de corriente alterna de baja tensión, se utilizará cable tipo RV-K.
- En lo que respecta al cableado de alterna de Media Tensión, cable tipo HEPRZ1.

De forma genérica, se desarrolla a continuación los modelos de canalización:

- Desde cada positivo y negativo del módulo hasta el borde de las mesas los positivos y negativos de cada serie, siempre que proceda, se conducirán convenientemente embreados a las estructuras de sujeción de los módulos o mediante canalizaciones de rejilla electrosoldada.
- Una vez llegue al borde de la estructura se instalarán dos tubos plásticos en las cuales se canalizarán los positivos, negativos de manera independiente.
- Las tierras que salgan de cada fila de módulos de la cubierta se conectaran a una tierra común.
- Desde las mesas hasta el inversor los conductores discurrirán sobre bandejas eléctricas apoyadas sobre el terreno.
- Desde la salida del inversor hasta el centro de seccionamiento interno del parque los conductores discurrirán mediante bandeja eléctrica apoyada sobre el terreno.

Zanjas para cable enterrado

Baja Tensión

Las zanjas que hubiera que realizar para el tramo de CA, deberán excavarse de manera que se cumpla con el REBT quedando el cable a una profundidad mínima de 60 cm con un recubrimiento superior mínimo de 6 cm e inferior de 3 cm, llevarán así mismo tendrá una protección mecánica, así como una cinta de señalización.

Media Tensión

En el caso de media tensión las zanjas cumplirán con lo indicado en el reglamento de RLAT de líneas eléctricas de alta tensión, en concreto la ITC-LAT 06 y tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

a) La canalización discurrirá por terrenos de dominio público bajo acera, no admitiéndose su instalación bajo la calzada excepto en los cruces, y evitando siempre los ángulos pronunciados.

b) El radio de curvatura después de colocado el cable será como mínimo, 15 veces el diámetro. El radio de curvatura en operaciones de tendido será superior a 20 veces su diámetro.

c) Los cruces de calzadas serán perpendiculares al eje de la calzada o vial, procurando evitarlos, si es posible sin perjuicio del estudio económico de la instalación en proyecto, y si el terreno lo permite.

De acuerdo a la ITC-LAT 06, los cables se alojarán en zanjas de 0,8 m de profundidad mínima y una anchura mínima de 0,35 m que, además de permitir las operaciones de apertura y tendido, cumple con las condiciones de paralelismo, cuando lo haya.

Se cumplirán las especificaciones de la empresa suministradora de electricidad.

El lecho de la zanja debe ser liso y estar libre de aristas vivas, cantos, piedras, etc. En el mismo se colocará una capa de arena de mina o de río lavada, limpia y suelta, exenta de sustancias orgánicas, arcilla o partículas terrosas, y el tamaño del grano estará comprendido entre 0,2 y 3 mm, de un espesor mínimo de 0,05 m, sobre la que se depositará el cable o cables a instalar (los cuales discurren por el interior de tubos de HDPE a solicitud de la compañía). En todo el ancho de la zanja se hormigonará hasta la altura que define la compañía eléctrica en sus especificaciones.

A continuación, se tenderá una capa de tierra procedente de la excavación y con tierras de préstamo de, arena, todo-uno o zahorras, de 0,20 m de espesor, apisonada por medios manuales. Se cuidará que esta capa de tierra esté exenta de piedras o cascotes. Sobre esta capa de tierra, y a una distancia mínima del suelo de 0,30 m se colocará una cinta de señalización como advertencia de la presencia de cables eléctricos.

Se dotará a la zanja de un tubo de 160 mm \varnothing o de 125 mm \varnothing que se instale como protección mecánica, y que incluirá en su interior, como mínimo, 4 monoductos de 40 mm \varnothing , según NI 52.95.03, para poder ser utilizado como conducto de cables de control y redes multimedia. Se dará continuidad en todo el recorrido de este tubo, al objeto de facilitar el tendido de los cables de control, incluido en las arquetas y calas de tiro si las hubiera y obras de mantenimiento, garantizándose su estanqueidad en todo el trazado.

A continuación, se terminará de rellenar la zanja con tierra procedente de la excavación y con tierras de préstamo de, arena, todo-uno o zahorras, debiendo de utilizar para su apisonado y compactación medios mecánicos. Después se colocará una capa de tierra vegetal o un firme de hormigón de HM-12,5 de unos 0,12 m de espesor y por último se repondrá el pavimento a ser posible del mismo tipo y calidad del que existía antes de realizar la apertura.

7.2 Puesta a Tierra

7.2.1 Objeto

La puesta a tierra se establece principalmente con objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

7.2.2 Definición y Generalidades

La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte, del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

Un sistema de puesta a tierra, de forma general, está constituido por uno o varios electrodos de puesta a tierra enterrados en el suelo y por las líneas (líneas de enlace con el electrodo de puesta a tierra y líneas de tierra) que conectan dichos electrodos a los elementos que deban quedar puestos a tierra.

Los electrodos de puesta a tierra empleados son de material, diseño, dimensiones, colocación en el terreno y número apropiados para la naturaleza y condiciones del terreno, de modo que garantizan una tensión de contacto dentro de los niveles aceptables.

Partes de la instalación de puesta a tierra:

- **El terreno:** Absorbe las descargas.
- **Tomas de tierra:** Elementos de unión entre terreno y circuito. Están formadas por electrodos embebidos en el terreno que se unen, mediante una línea de enlace con tierra a los puntos de puesta a tierra (situados normalmente en arquetas).
- **Línea principal de tierra:** Une los puntos de puesta a tierra con las derivaciones necesarias para la puesta a tierra de las distintas masas metálicas, en este caso, la estructura metálica de cada uno de los subcampos, así como los marcos de protección de los paneles.
- **Derivaciones de las líneas principales de tierra:** Uniones entre la línea principal de tierra y los conductores de protección.
- **Conductores de protección:** Unión entre las derivaciones de la línea principal de tierra y las masas, a fin de proteger contra los contactos indirectos.

7.2.3 Puesta a Tierra de Baja Tensión

Se utilizará un sistema de puesta a tierra tipo IT, también conocido como sistema flotante pues no tiene ningún punto de la alimentación conectado directamente a tierra. Ello significa que, en el caso de que el transformador de potencia en su devanado de baja tensión tenga punto neutro, este no deberá conectarse a tierra. Por el contrario, todas las masas de la instalación receptora estarán puestas directamente a tierra.

Por lo tanto, tiene que haber una tierra única para todo el lado de baja tensión, tanto en la parte continua como en la de alterna.

Un esquema sencillo de la instalación sería el siguiente:

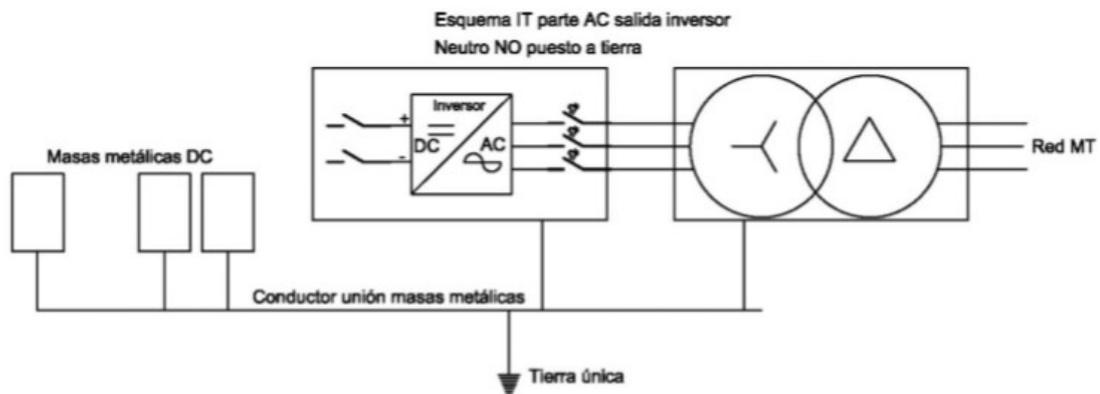


Figura 1: Esquema IT Puesta a Tierra

A esta tierra única se conectarán todas las masas como:

- Marcos y bastidores de los paneles fotovoltaicos.
- Estructuras metálicas y soportería de sujeción de los paneles solares
- Las masas metálicas de las canalizaciones empleadas.
- Las masas metálicas de las envolventes donde se ubiquen los inversores y las protecciones en el lado de continua y en el lado de alterna, así como cualquier envoltorio metálico que contenga equipos eléctricos en su interior.
- Las masas metálicas del transformador y de las cabinas del lado de media tensión.

No se conectarán a tierra:

- Los neutros en baja tensión de los devanados primarios de los transformadores.
- Cualquier elemento metálico al que se pueda tener contacto desde el exterior, en la plataforma donde se ubican el centro de transformación, para evitar tensiones de contacto peligrosas.

Tal y como se ha descrito en el apartado anterior, se conectarán a tierra todos los elementos metálicos de la instalación que no estén en tensión normalmente, pero que puedan estarlo a causa de averías o circunstancias externas, todas las partes metálicas de las estructuras (todas ellas equipotenciales), así como las carcasas de los inversores y todos los elementos metálicos con posibilidad de entrar en contacto con partes activas de la instalación.

El conductor de puesta a tierra de la parte de CC y AC será de cobre, con una sección de 6 mm², recubierto de aislante color amarillo-verde como es habitual. Estos conductores, de puesta a tierra de los equipos, se conectarán formando una tierra común que se conducirá en la bandeja tipo rejilla del mismo modo que los conductores de agrupación, y posteriormente, se llevará a nivel del suelo para unirlo con la red de tierras que se prevé diseñar. Esta red de tierras, estará constituido por cables enterrados, desnudos, de cobre de 50 mm² que recorrerá el campo fotovoltaico.

Si fuese necesario, el electrodo horizontal de puesta a tierra constituido por el cable enterrado, desnudo, se combinaría con picas de tierra verticales, de acero cobrizado de 14 mm de diámetro y de 2m de longitud.

7.2.4 Puesta a Tierra de Media Tensión

Investigación de las características del suelo.

El Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión aprobado por el Real Decreto 337/2014 indica que, para instalaciones de tercera categoría, y de intensidad de cortocircuito a tierra inferior o igual a 1500A no será obligatorio realizar una investigación previa de la resistividad del suelo, bastando el examen visual del terreno y pudiéndose estimar su resistividad, por medio de la tabla siguiente:

Naturaleza del terreno	Resistividad en ohmios.m.
Terrenos pantanosos.	de algunas unidades a 30
Limo.	20 a 100
Humus.	10 a 150
Turba húmeda.	5 a 100
Arcilla plástica.	50
Margas y arcillas compactas.	100 a 200
Margas del jurásico.	30 a 40
Arena arcillosa.	50 a 500
Arena silíceas.	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped.	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo.	1500 a 3000
Calizas blandas.	100 a 300
Calizas compactas.	1000 a 5000
Calizas agrietadas.	500 a 1000
Pizarras.	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo.	800
Granitos y gres procedentes de alteración.	1500 a 10000
Granitos y gres muy alterados.	100 a 600
Hormigón.	2000 a 3000
Basalto o grava.	3000 a 5000

Ilustración 8: Resistividades del terreno.

Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente a la eliminación del defecto.

Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente a la eliminación del defecto.

En las instalaciones de MT 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.

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.

Diseño de los electrodos de puesta a tierra

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

$$I_d \cdot R_t \leq V_{bt}$$

donde:

I_d	intensidad de falta a tierra [A]
R_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
V_{bt}	tensión de aislamiento en baja tensión [V]

La intensidad del defecto se calcula de la siguiente forma:

$$I_d = I_{dm}$$

donde:

I_{dm}	limitación de la intensidad de falta a tierra [A]
I_d	intensidad de falta a tierra [A]

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 una K_r más cercana inferior o igual a la calculada para este caso y para este centro.

Valor unitario de resistencia de puesta a tierra del electrodo:

$$K_r \leq \frac{R_t}{R_o}$$

donde:	R_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
	R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
	K_r	coeficiente del electrodo

Puesta a Tierra del Centro de Transformación

En lo referente a las líneas de puesta a tierra, electrodo, las conexiones a realizar y la acera perimetral se deberán cumplir los siguientes aspectos:

A la línea de tierra de protección del CTS, se conectarán:

- ✓ Armadura de la envolvente prefabricada.
- ✓ La cuba del transformador, carcasa metálica del cuadro de Baja Tensión y la envolvente metálica de la apartamentada de MT conectada al cable de tierra por dos puntos.
- ✓ Pantalla del cable HEPRZ1, de llegada y salida de las líneas de MT.
- ✓ Cualquier armario metálico instalado en el CTS, así como los armarios de telegestión y comunicaciones.

El electrodo correspondiente al sistema de puesta a tierra de protección para el Centro de Transformación se realizará mediante 6 picas, configuración UNESA 5/62 (en caso de tensión nominal de la red ≤ 20 kV) u 8 picas, configuración UNESA 8/82 (en caso de tensión nominal de la red, 30 kV) de acero cobrizado de 14 mm de

diámetro y 2 metros de longitud, unidas por cable de cobre desnudo de cobre de 50 mm², siendo la distancia entre picas de 3 m. La parte superior de las picas y el cable estarán enterrados a una profundidad de 0,5 m como mínimo (para tensión nominal de red ≤20 kV) o 0,8 m como mínimo (para tensión nominal de red 30 kV). La conexión entre el electrodo de puesta a tierra de protección y el punto de puesta a tierra del Centro de Transformación y campo FV se efectuará con cable de cobre de 50 mm², aislado a 0,6/1 kV. La primera pica se colocará en el comienzo del cable desnudo de cobre.

En el exterior del CTS, desde sus paredes hasta 1,2 m del mismo, se construirá una acera perimetral de hormigón de 15 cm de espesor. Esta acera contendrá en su interior un mallazo electrosoldado.

Cualquier conducción que llegue desde el exterior del CTS (comunicaciones, etc.) deberá poseer un nivel de aislamiento a tensión asignada de corta duración a frecuencia industrial, como mínimo, de 10 kV (valor eficaz durante 1 minuto).

Tensión nominal de la red U_n (V)	Configuración del electrodo de puesta a tierra	$K_r \left[\frac{V}{(\Omega m)} \right]$	$K_p \left[\frac{\Omega}{(Vm)} \right] A$
≤ 20 kV	5/62	0,073	0,0120
≤ 30 kV	8/82	0,0556	0,00255

Tabla 5: Método de cálculo de tierras UNESA

Nota: se pueden utilizar otras configuraciones siempre y cuando los parámetros K_r y K_p de la configuración escogida sean inferiores o iguales a los indicados en la fórmula del párrafo anterior.

Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación

La tensión de defecto vendrá dada por:

$$V'_d = R'_t \cdot I'_d$$

donde:

R'_t resistencia total de puesta a tierra [Ohm]

I'_d intensidad de defecto [A]

V'_d tensión de defecto [V]

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:

$$V'_c = K_c \cdot R_o \cdot I'_d$$

donde:

K_c	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
I'_d	intensidad de defecto [A]
V'_c	tensión de paso en el acceso [V]

En este caso, al estar las picas alineadas frente a los accesos al Centro de Transformación paralelas a la fachada, la tensión de paso en el acceso va a ser prácticamente nula por lo que no la consideraremos.

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:

$$V'_p = K_p \cdot R_o \cdot I'_d$$

donde:

K_p	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
I'_d	intensidad de defecto [A]
V'_p	tensión de paso en el exterior [V]

Cálculo de las tensiones admisibles

Cuando se produce una falta a tierra, partes de la instalación se pueden poner en tensión, y en el caso de que una persona o animal estuviese tocándolas, podría circular a través de él una corriente peligrosa.

La tensión máxima de contacto aplicada, en voltios que se puede aceptar, será conforme a la ilustración 6 de la ITC-RAT 13 de instalaciones de puestas a tierra que se transcribe a continuación:

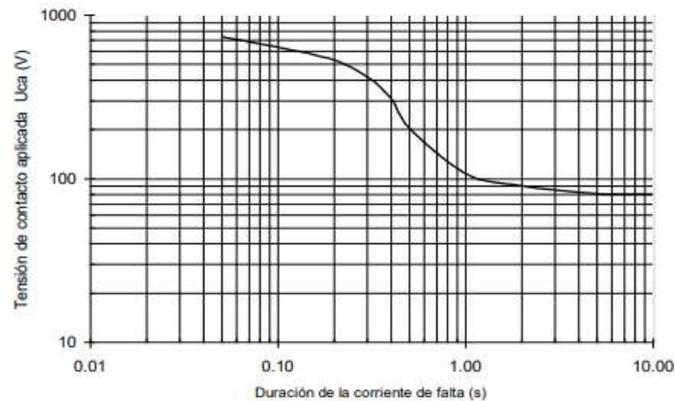


Ilustración 9: Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada Uca en función de la duración de la corriente de falta.

Uca, es la **tensión de contacto aplicada admisible**, tensión a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre una mano y los pies.

Tensión de paso en el exterior:

$$V_p = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot R_o}{1000} \right)$$

donde:

- K coeficiente
- t tiempo total de duración de la falta [s]
- n coeficiente
- R_o resistividad del terreno en [Ohm·m]
- V_p tensión admisible de paso en el exterior [V]

La tensión de paso en el acceso:

$$V_{p(acc)} = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot R_o + 3 \cdot R'_o}{1000} \right)$$

donde:

K	coeficiente
t	tiempo total de duración de la falta [s]
n	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
R'_o	resistividad del hormigón en [Ohm·m]
$V_{p(acc)}$	tensión admisible de paso en el acceso [V]

Comprobamos ahora que los valores calculados para el caso del centro de transformación son inferiores a los valores admisibles:

Tensión de paso en el exterior del centro:

$$- V'p < Vp$$

Tensión de paso en el acceso al centro:

- $V'p(acc) < Vp(acc)$

Tensión de defecto:

- $V'd = < Vbt$

Intensidad de defecto:

- $Ia < Id < Idm$

Corrección y ajuste del diseño inicial

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.

Separación entre las tomas de tierra de las masas de las instalaciones de utilización y de las masas de un centro de transformación

Se verificará que las masas puestas a tierra en una instalación de utilización, así como los conductores de protección asociados a estas masas o a los relés de protección de masa, no están unidas a la toma de tierra de las masas de un centro de transformación, para evitar que durante la evacuación de un defecto a tierra en el centro de transformación, las masas de la instalación de utilización puedan quedar sometidas a tensiones de contacto peligrosas. Se considerará que las tomas de tierra son eléctricamente independientes cuando se cumplan todas y cada una de las condiciones siguientes:

- a) No exista canalización metálica conductora (cubierta metálica de cable no aislada especialmente, canalización de agua, gas, etc.) que una la zona de tierras del centro de transformación con la zona en donde se encuentran los aparatos de utilización.
- b) La distancia entre las tomas de tierra del centro de transformación y las tomas de tierra u otros elementos conductores enterrados en los locales de utilización es al menos igual a 15 metros para terrenos cuya resistividad no sea elevada $<100 \Omega \cdot m$. Cuando el terreno sea muy mal conductor, la distancia será calculada.
- c) El centro de transformación está situado en un recinto aislado de los locales de utilización o bien, si esta contiguo a los locales de utilización o en el interior de los mismos, está establecido de tal manera que sus elementos metálicos no están unidos eléctricamente a los elementos metálicos constructivos de los locales de utilización.

7.3 Instalaciones de seguridad

7.3.1 Vallado

Todo el perímetro de la parcela se cercará mediante la instalación de un vallado cinético de 1,8 metros de altura con anclaje mediante cimentación directa al terreno a través de dados de hormigón ejecutados previa excavación.

Se prevé la instalación de puerta para vehículos, para acceder al interior de la parcela.

7.3.2 Circuito cerrado de televisión y anti intrusión

Se instalará un circuito cerrado de televisión para video vigilancia de la parcela. El sistema consiste en la instalación de una serie de cámaras perimetrales a la parcela de manera que cubran visualmente la totalidad del contorno. Las cámaras perimetrales se situarán sobre báculos de 4 metros de altura anclados al terreno mediante dados de hormigón.

Las cámaras perimetrales serán de dos tipos:

- Cámaras fijas, térmico – ópticas
- Domos móviles, situados en posiciones estratégicas

Además, en el interior de la envolvente que alberga el centro de transformación se situará una cámara domo interior.

El cableado de las cámaras se realizará mediante cable de fibra óptica y cables UTP para exteriores armado. El cableado discurrirá bajo tubo de canalización por zanja perimetral al terreno. Se dispondrán arquetas registrables cada 40 metros,

Adicionalmente, en el interior de la envolvente del centro de transformación se instalará una pequeña central de alarmas que gobierne los dispositivos anti intrusión instalados (detectores de presencia y contactos magnéticos de puertas)

7.4 Combustibles

La planta no consume ningún tipo de combustible.

7.5 Productos químicos

La planta no consume, ni en ella se almacena ningún tipo de producto químico

8. REPERCUSIÓN DE LA ACTIVIDAD EN EL MEDIO AMBIENTE

8.1 Residuos sólidos

Se consideran residuos todos aquellos materiales que no pueden ser aprovechados para el proceso productivo, y que por tanto han de ser retirados para su adecuada gestión.

8.1.1 Residuos sólidos asimilables a urbanos

Los residuos urbanos generados en la empresa como son basura, papel, cartón, plásticos, etc., son retirados a vertedero por el servicio municipal de recogida de basuras.

La cantidad generada será muy pequeña puesto que no habrá personal de continuo en la planta una vez se haya puesto en marcha.

8.1.2 Residuos inertes

Si bien en la marcha corriente de la planta fotovoltaica no se generarán residuos de ningún tipo, estos podrían generarse en las tareas de mantenimiento, en el momento que algún elemento pueda fallar durante la explotación de la planta. De esta manera se podrían generar los siguientes tipos de residuos:

- Restos de placas fotovoltaicas (debido a posibles roturas)
- Cartón
- Plásticos
- Madera
- Material eléctrico

Si bien no van a instalarse contenedores permanentes en la planta, los residuos se gestionarán adecuadamente dentro del conjunto de los trabajos de mantenimiento. En cualquier caso se trata de cantidades menores y puntuales.

8.2 Residuos tóxicos y peligrosos

No está previsto que se genere ningún tipo de residuo tóxico o peligroso.

8.3 Residuos líquidos

La planta no genera ningún punto de vertidos líquidos.

8.4 Emisión contaminante a la atmósfera

La planta no genera ningún tipo de emisión de gases, ni partículas a la atmósfera.

8.5 Ruidos

Los niveles de ruidos originados por la instalación se deben ajustar a los niveles de calidad acústica establecidos en el Real Decreto 1367/2007 de 19 de octubre, por el que se desarrolla la ley 37/2003 de 17 de noviembre del Ruido.

En el campo fotovoltaico el único foco de generación del ruido esperable es el debido al transformador de 1.250kVA que van alojados en el interior de una caseta de hormigón prefabricado (junto con las celdas de MT y cuadro general de baja tensión).

El fabricante del transformador aporta el dato de Potencia acústica de su equipo. La potencia acústica es la energía sonora que irradia una fuente sonora por unidad de tiempo y que se transmite a través del aire.

- Potencia acústica: $L_w(A)=55$ dBA.

POTENCIA (KVA)		1250	
TENSION (V)	PRIMARIA	13200	
ASIGNADA (V)	SECUNDARIA	680	
	EN VACIO		
REGULACION SIN TENSION (%)		+ 2,5 + 5 + 7,5 + 10%	
GRUPO DE CONEXION		Dyn11	
INTENSIDAD NOMINAL MT (A)		54,67	
INTENSIDAD NOMINAL BT (A)		1061,3	
PERDIDAS EN VACIO (W)		855	+ 0%
PERDIDAS EN CARGA (W)		9500	+ 0%
IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO (%)		6	± 10%
INTENSIDAD DE VACIO AL 100 % DE V_n (%)		1,2	+ 30%
NIVEL DE RUIDO POTENCIA ACUSTICA L_w (A)(dB)		55	
CAIDA DE TENSION A	$\cos f = 1$	0,94	
PLENA CARGA %	$\cos f = 0,8$	4,27	
	$\cos f = 1$	99,18	
RENDIMIENTO (%)	CARGA 100%	$\cos f = 0,8$	98,98
		$\cos f = 1$	99,34
	CARGA 75%	$\cos f = 0,8$	99,18
		$\cos f = 1$	99,49
	CARGA 50%	$\cos f = 0,8$	99,36
REFRIGERACION		KNAN	
NIVEL DE AISLAMIENTO:			
MT / BT A FRECUENCIA INDUSTRIAL (KV)		38/10	
MT / BT EN ONDA DE CHOQUE (KV)		95/20	
TENSION INDUCIDA (KV)		1,360	
CALENTAMIENTO :			
MEDIO ARROLLAMIENTOS (K) :		65	
MAXIMO LIQUIDO PARTE SUPERIOR (K):		60	
BOBINADOS BT/AT	TIPO	PESO (Kg)	Aluminio / Aluminio 650
TANQUE	CUBA ELASTICA DE ALETAS		
DIMENSIONES	TRANSFORMADOR HERMETICO DE LLENADO INTEGRAL		
	LARGO (mm)	1776	± 15mm
	ANCHO (mm)	1126	± 15mm
	ALTO CON RUEDAS (mm)	2041	± 15mm
LIQUIDO DIELECTRICO	TIPO	LITROS / Kg	Ester natural 910 837
PESO TOTAL	(Kg)	4181	
NUCLEO MAGNETICO	MATERIAL	PESO (Kg)	Acero magnético de grano orientado 1809

Ilustración 10: Datos del transformador ofrecidos por el fabricante

Según indica el RD 1367/2007, se establecen tres periodos de evaluación:

1. Periodo Día (L_d), al que corresponden 12 horas (7:00 – 19:00h)
2. Periodo Tardes (L_e), al que corresponden 4 horas (19:00 – 23:00h)
3. Periodo Noche (L_n), al que corresponden 8 horas (23:00 – 7:00h)

Los centros de transformación prefabricados, al igual que el resto de la planta se encuentran situados en una parcela de naturaleza rústica

El Real Decreto 1038/2012, de 6 de julio, por el que se modifica el Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas, define los niveles máximos de índice de ruido de los tres periodos considerados:

Tabla A. *Objetivos de calidad acústica para ruido aplicables a áreas urbanizadas existentes*

Tipo de área acústica		Índices de ruido		
		L _d	L _e	L _n
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)	(2)	(2)	(2)

Tabla 6: Valores máximos de índice de ruidos

Se ha de tener en cuenta que los índices de ruido de esta tabla se corresponden con Presión sonora. Presión sonora es el efecto que producen las fuentes sonoras cuando irradian energía sonora, esta se transmite a un entorno acústico específico y se mide en un punto concreto, en este caso en el límite de la parcela.

Frente a este dato el fabricante aporta el dato de "Potencia acústica", es decir en el foco del ruido, el cual se irá atenuando debido a los obstáculos (caseta de prefabricado), la distancia, etc.

Aun así, como se observa en la tabla, los valores de ruido en los tres periodos considerados son superiores al nivel de potencia acústica del transformador, por lo que se cumplen las exigencias

8.6 Limitación de los campos electromagnéticos

8.6.1 Objeto

El objeto de este apartado es el análisis de las emisiones magnéticas en el entorno exterior inmediato de la subestación eléctrica.

El estudio comprende el cálculo de los niveles máximos del campo magnético que, por razón de la actividad de la subestación, puedan alcanzarse en dicho entorno, y su evaluación comparativa con los límites establecidos en la normativa vigente en términos de límites técnicos en relación a las condiciones de protección a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria establecidas en dicha normativa.

Por otro lado, en el RD 337/2014 (reglamento de subestaciones) se indica que se deberá realizar cálculos para comprobar que no se supera el valor establecido en el Real Decreto 1066/2001.

8.6.2 Normativa vigente

- RD 1066/2001, de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas.
- RD 337/014 de 9 de mayo, por el que se aprueba 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.

8.6.3 Criterios de aplicación

En el RD 1066/2001 se han establecido en el punto 3.1 Niveles de Campo, los niveles de referencia para campos eléctricos y magnéticos, según cuadro adjunto

CUADRO 2
Niveles de referencia para campos eléctricos, magnéticos y electromagnéticos (0 Hz-300 GHz, valores rms imperturbados)

Gama de frecuencia	Intensidad de campo E (V/m)	Intensidad de campo H (A/m)	Campo B (μ T)	Densidad de potencia equivalente de onda plana (W/m ²)
0-1 Hz	—	$3,2 \times 10^4$	4×10^4	—
1-8 Hz	10.000	$3,2 \times 10^4/f^2$	$4 \times 10^4/f^2$	—
8-25 Hz	10.000	$4.000/f$	$5.000/f$	—
0,025-0,8 kHz	$250/f$	$4/f$	$5/f$	—
0,8-3 kHz	$250/f$	5	6,25	—
3-150 kHz	87	5	6,25	—
0,15-1 MHz	87	$0,73/f$	$0,92/f$	—
1-10 MHz	$87/f^{1/2}$	$0,73/f$	$0,92/f$	—
10-400 MHz	28	$0,73/f$	0,092	2
400-2.000 MHz	$1,375 f^{1/2}$	$0,0037 f^{1/2}$	$0,0046 f^{1/2}$	$f/200$
2-300 GHz	61	0,16	0,20	10

Tabla 7: Niveles de referencia para campos eléctricos, magnéticos y electromagnéticos

Niveles de referencia:

- Rango de frecuencia = 0,025-0,8kHz
- Campo B = $5/f$ (μ T)
- Por lo tanto,
 $5/f = 5/0,05\text{kHz} = 100\mu\text{T}$ (Nivel de Referencia)

Para el campo magnético generado a la frecuencia industrial de 50Hz, el nivel de referencia establecido es 100 microteslas (100 μ T).

8.6.4 Características de la instalación

En el campo fotovoltaico existe una subestación transformadora de 800V/13,2 kV con todos los equipos eléctricos instalados en el interior de una caseta de prefabricado.

El campo magnético generado por las diferentes corrientes eléctricas, dependerá de la intensidad que discurre por los diferentes tipos de cableado.

En el Centro de Transformación, se encuentra principalmente las siguientes tipologías de cableado susceptible de generar un campo electromagnético relevante:

- Cableado de Baja Tensión entre el Trafo y los cuadros de baja tensión.
- Cableado de Media Tensión entre las celdas y el Trafo.
- Cableado de Media Tensión en las zanjas de entrada/salida del CT.

Para evitar que se generen campos magnéticos en el entorno del cableado situado en las zanjas y en su transición hasta el trafo, todo el cableado, a excepción del cableado de entrada y salida del trafo, discurrirá tronzado de manera que los campos eléctricos generados por cada una de las líneas, se anulen entre sí.

A continuación, se justifica el campo magnético generado por el cableado de la instalación.

8.6.5 Limitación de los campos electromagnéticos

Se sigue el procedimiento descrito en la norma IEC 62110 para la comprobación de los campos electromagnéticos producidos por la circulación de corriente a 50Hz en los diferentes elementos de la instalación.

El valor eficaz del campo magnético en un punto dado, creado por la corriente que circula por el conductor, de longitud finita, a una distancia r de dicho punto, es igual a:

$$B = \mu_0 \cdot H = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7} \cdot (I_{ef} / 2 \cdot \pi \cdot d)$$

Donde:

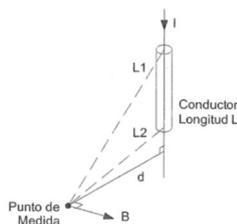
- I_{ef} es el valor eficaz de la corriente
- d es la distancia del punto de medida al conductor que genera el campo.

Para conductores de longitud finita se utiliza la siguiente expresión:

$$B_{L\text{finita}} = \frac{\mu_0 I}{4\pi d} \left(\frac{L1}{\sqrt{d^2 + L1^2}} + \frac{L2}{\sqrt{d^2 + L2^2}} \right)$$

Donde:

$L1$ y $L2$ las longitudes del conductor en el tramo más desfavorable considerado.



Se calcula el valor del campo electromagnético en el exterior del campo fotovoltaico (límite de parcela), en el punto más desfavorable. El punto más cercano al origen del campo magnético, y que se sitúe en el límite de parcela se encuentra a 5,5 metros de distancia.

Estando previstas las acometidas tanto al transformador como a los cuadros generales por la parte inferior a los mismos, se toma para el cálculo la longitud vertical de 1,4 m para los bornes de los cuadros de baja tensión y de 1,8 m para los del transformador en media tensión.

En el siguiente cuadro se muestran los resultados obtenidos:

1 metro:

A 1 metro de distancia el cableado de baja tensión no está conforme con el Real Decreto 1066/2001 de 28 de septiembre, que indica que el resultado tiene que ser menor que $100\mu\text{T}$. Pero hay que tener en cuenta que el centro de transformación se encuentra dentro de la parcela del campo fotovoltaico. Por lo que se toma la medición a 5,5 metros de distancia (punto más cercano situado en el límite de la parcela).

Baja Tensión	Is (A)	Ief (A)	d (m)	L1 (m)	L2 (m)	Bi(T)	Bi(μT)	Btotal
Ir	902,11	637,89	1,00	1,4	0,15	0,000061	61,370	184,109
Is	902,11	637,89	1,00	1,4	0,15	0,000061	61,370	
It	902,11	637,89	1,00	1,4	0,15	0,000061	61,370	
Media Tensión	Ip (A)	Ief (A)	d (m)	L1 (m)	L2 (m)	Bi(T)	Bi(μT)	Btotal
Ir	54,67	38,66	1,00	1,8	0,2	0,0000041	4,138	12,413
Is	54,67	38,66	1,00	1,8	0,2	0,0000041	4,138	
It	54,67	38,66	1,00	1,8	0,2	0,0000041	4,138	

Tabla 8: Valores calculados del campo magnético a 1 metro

5,5 metros:

Baja Tensión	Is (A)	Ief (A)	d (m)	L1 (m)	L2 (m)	Bi(T)	Bi(μT)	Btotal
Ir	902,11	637,89	1,00	1,4	0,15	0,00001005	10,054	30,161
Is	902,11	637,89	1,00	1,4	0,15	0,00001005	10,054	
It	902,11	637,89	1,00	1,4	0,15	0,00001005	10,054	
Media Tensión	Ip (A)	Ief (A)	d (m)	L1 (m)	L2 (m)	Bi(T)	Bi(μT)	Btotal
Ir	54,67	38,66	1,00	1,8	0,2	0,000000749	0,749	2,246
Is	54,67	38,66	1,00	1,8	0,2	0,000000749	0,749	
It	54,67	38,66	1,00	1,8	0,2	0,000000749	0,749	

Tabla 9: Valores calculados del campo magnético a 3 metros

Se comprueba en ambos casos, que no se supera el valor establecido en el Real Decreto 1066/2001 de 28 de septiembre, $100\mu\text{T}$.

Estas medidas deberán comprobarse una vez puesto en servicio el CT, verificando que no se excede el límite reglamentario establecido.

9. RESUMEN DE PRESUPUESTO

El presupuesto de contrata de la obra asciende a la cantida de UN MILLÓN DOSCIENTOS CUARENTA Y UN MIL SETECIENTOS OCHENTA Y TRES EUROS CON OCHENTA CÉNTIMOS (1.241.783,80 €).

10. IMPACTO LINGÜÍSTICO

10.1 Introducción

La Ley 2/2016, de 7 de abril, de Instituciones Locales de Euskadi, establece en su artículo 7.7 la obligación a todos los ayuntamientos de la CAPV de realizar la Evaluación de Impacto Lingüístico (en adelante ELE). Por su parte, el Decreto 179/2019, de 19 de noviembre, sobre normalización del uso institucional y administrativo de las lenguas oficiales en las entidades locales de Euskadi, fue publicado el 22 de noviembre de 2019. En dicho decreto se desarrollaron, entre otros aspectos, los términos de la elaboración de la lengua, y en el artículo 50 del capítulo VI se especifican los planes y proyectos que deben ser evaluados.

Por un lado, los municipios deberán realizar la evaluación de impacto lingüístico de los planes y proyectos que se relacionan a continuación, así como de sus modificaciones sustanciales que afecten al uso del euskera:

a) Planes

- Planes generales de ordenación urbana
- Plan de compatibilización del planeamiento general
- Plan de sectorización
- Normas subsidiarias de planeamiento
- Planes parciales
- Planes especiales de ordenación urbana
- Planes de turismo

b) Proyectos

- Proyectos de construcción de grandes superficies comerciales
- Proyectos de construcción de polígonos industriales y parques tecnológicos.

Por otro lado, además de los mencionados en la relación anterior, se deberán evaluar todos los planes y proyectos que puedan afectar al uso del euskera en los “arnasgunen”.

A la hora de analizar si un plan o proyecto tendrá efectos sobre el uso del euskera en el municipio o ámbito correspondiente, se deberán tomar en consideración los siguientes **indicadores**:

- Modificaciones en la población del municipio.
- Modificaciones en el número de visitantes del municipio.
- Afecciones de otro tipo en la situación sociolingüística del municipio.

Una vez analizados los mismos, los servicios técnicos municipales, remitirán al órgano municipal competente para la aprobación sustantiva del plan o proyecto un informe relativo al alcance del estudio lingüístico, y en el que se proponga la realización o no, del Estudio de Impacto Lingüístico, en función de que el plan o proyecto objeto de análisis pueda tener o no afecciones de impacto lingüístico relevantes.

10.2 Antecedentes

Los servicios técnicos municipales una vez analizadas las afecciones previsibles en relación al uso del euskera, concluyen que la propuesta no produce ningún impacto lingüístico relevante, proponiendo la no realización del estudio de impacto lingüístico.

10.3 Afecciones en la situación sociolingüística del municipio

Durante la fase de construcción de la planta es esperable un número máximo simultáneo de trabajadores en la planta de 10 trabajadores. La duración de la construcción se estima en torno a 3 meses.

Para operar la planta no es necesaria la presencia continuada de personas en la misma ya que la planta se controla en remoto. Para operaciones de mantenimiento la presencia de personas será puntual y muy limitada en número. La explotación de la planta se prolongará durante 25 años-

Por ello el proyecto no es susceptible de provocar modificaciones en la población del municipio.

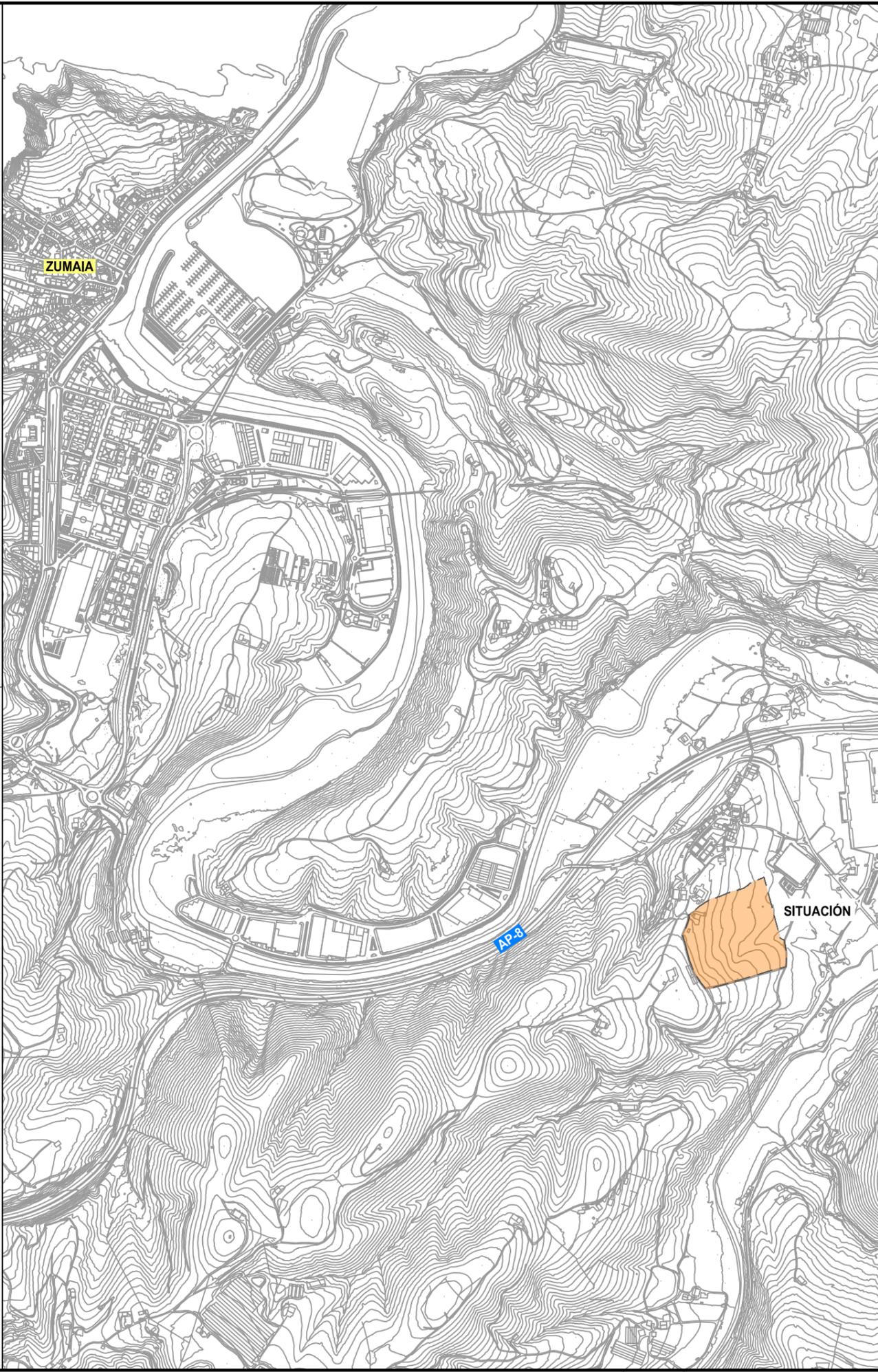
En principio la planta no está pensada para ser objeto de visitas. No cuenta con infraestructura necesaria para recibir visitas (zonas cubiertas tipo aulas, salas o similares). En caso de producirse visitas serían de manera ocasional, en número de personas muy reducido, de carácter demostrativo y dentro del ámbito local (ya que la planta no supone una instalación novedosa como para atraer visitantes foráneos).

Por ello lo esperable es que el proyecto no tenga afecciones en el número de visitantes del municipio.

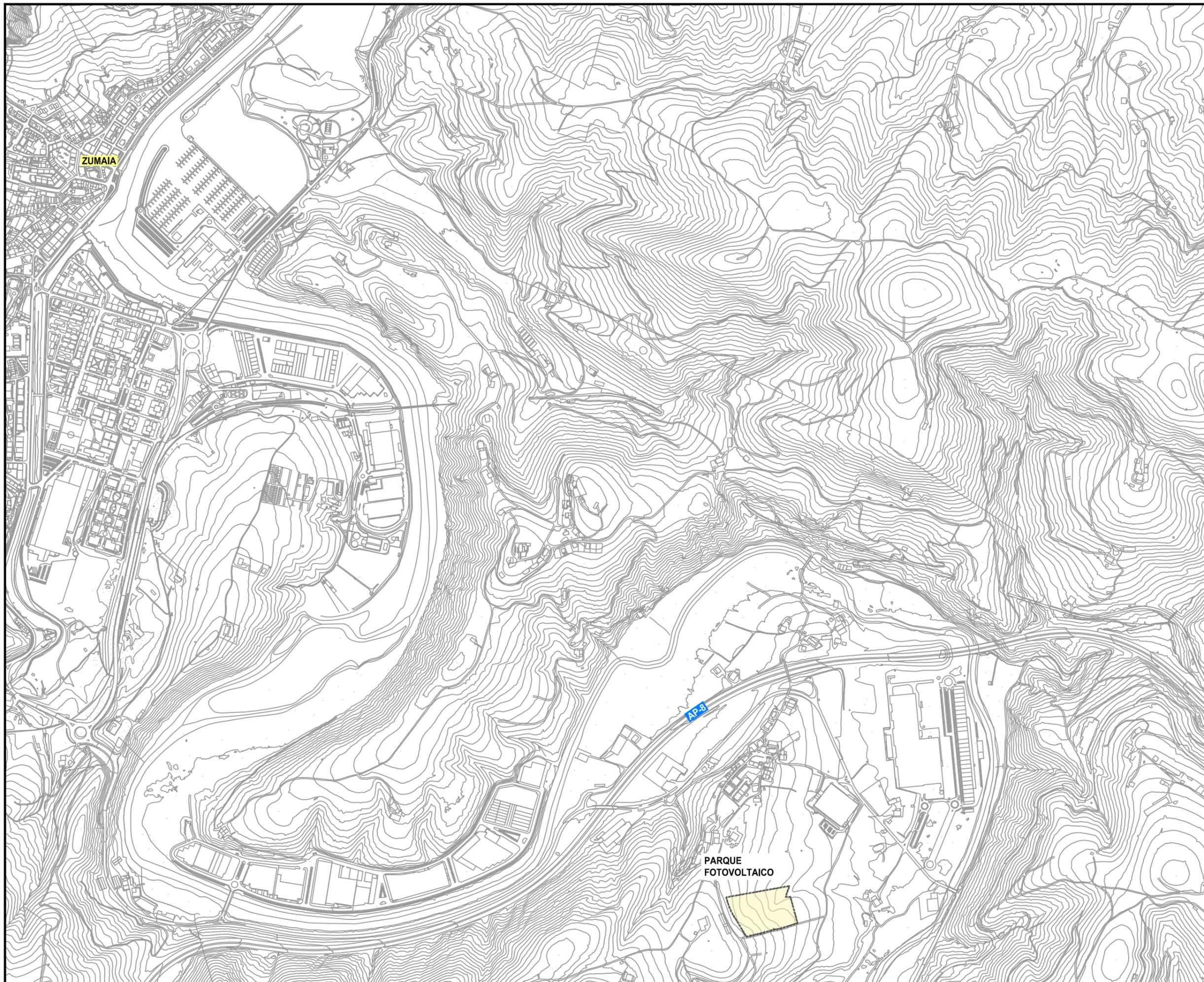
La construcción y explotación de esta planta constituye un proyecto cooperativo en el que los propietarios son los propios vecinos del municipio. De este modo fortalecen su posicionamiento en el mercado energético al cambiar su rol, convirtiéndose en productores y auto consumidores de energía.

Las comunicaciones con los socios de la cooperativa se harán en Euskera. La cartelería y señalética de la planta será también en Euskera.

11. ANEXO I: PLANOS



proiektua proiektu	PROYECTO DE ACTIVIDAD JARDUERA PROIEKTUA		
kokapena situación	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA 1MW INSTALAZIO FOTOBOLTAIKOA		
data letoa	ZUMAIA (GIPUZKOA) Código Postal 20750 Postal-Kodea		
egitea promotorea	SEPTIEMBRE 2022 IRAILA		
egitea promotorea	EGUTERA, S. COOP.		
egitea promotorea	R02	-	
egitea promotorea	R01	-	
egitea promotorea	R00	-	
egitea promotorea	Validación	Dibujado	Aprobado
egitea promotorea	Balioztatze	Marratzu	Baietsi
egitea promotorea	A3: 1/15.000		
egitea promotorea	SITUACIÓN KOKAPENA		
egitea promotorea	PA-01		
egitea promotorea	MIKEL OTEIZA GALAN Ingeniero de Caminos Nº col. 14.729		
egitea promotorea	 		



PARCELA / PARTZELA

Referencia catastral /
Erreferentzia katastrala:
332154 F

Poligono / Poligonoa: 13

Parcela / Partzela: 15

**LEYENDA PLAN ESPECIAL
PLAN BEREZIAREN LEGENDA**

— — — LÍMITE DE ÁMBITO /
EREMUAREN MUGA

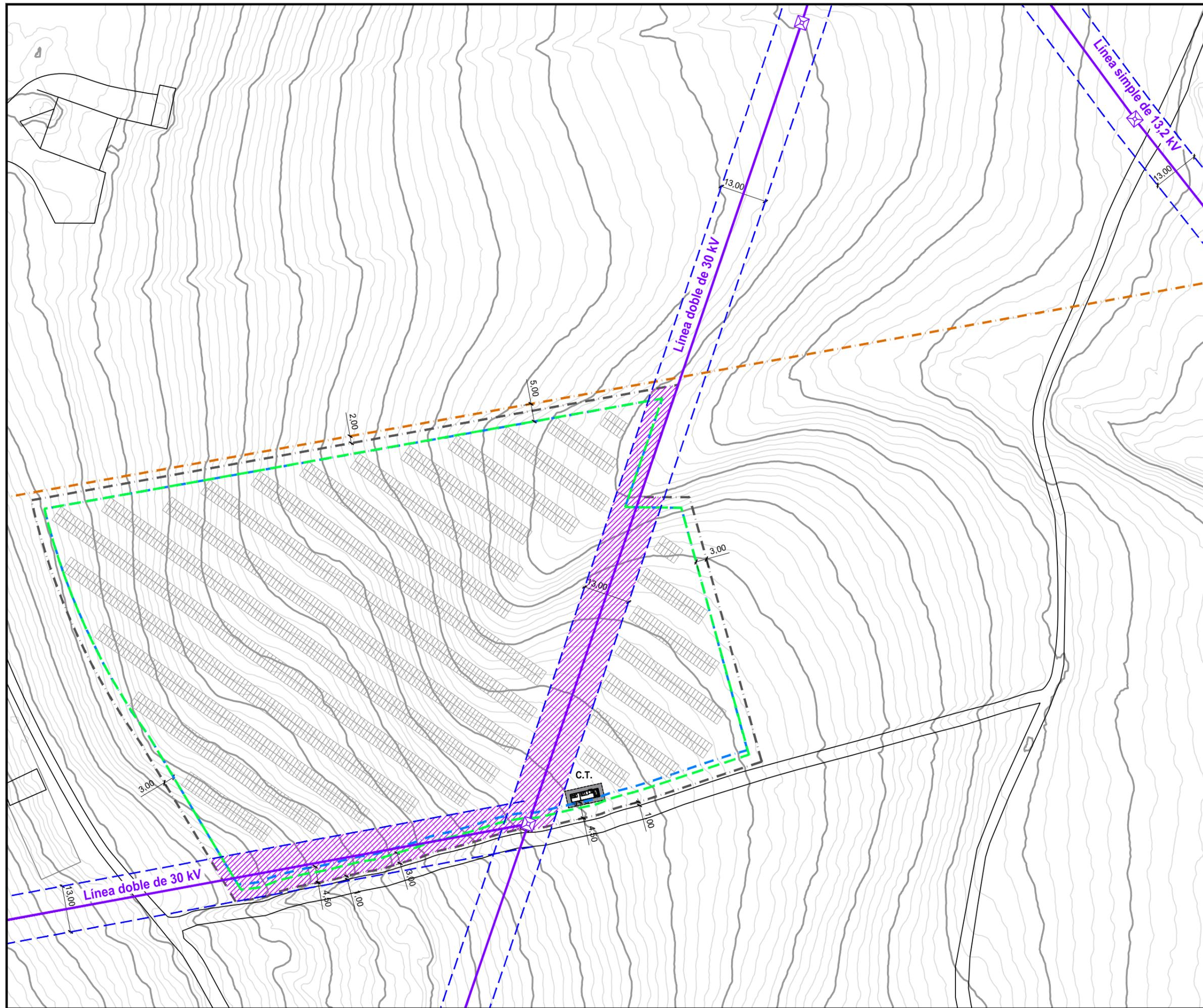
Superficie / Azalera: 19.677 m²

Coordenadas / Koordenadak:
X = 562.276
Y = 4.792.028

proiektua proiektu	PROYECTO DE ACTIVIDAD JARDUERA PROIEKTUA		
kontzeptua kontzeptua	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA 1MW INSTALAZIO FOTOBOLTAIKOA		
leku leku	ZUMAIA (GIPUZKOA) Código Postal 20750 Postal-Kodea		
egia egia	SEPTIEMBRE 2022 IRAILA		
lugarra lugarra	EGUTERA, S. COOP.		
berrikuspena berrikuspena	R02	—	
	R01	—	
	R00	—	LBA MOT
		Validación	Dibujado Aprobado
		Balioztatze	Marratzu Baietsi
eskala eskala	A3: 1/10.000		
plano plano	EMPLAZAMIENTO Y REFERENCIA CATASTRAL		
	KOKAPENA ETA ERREFERENTZIA KATASTRALA		
plano plano	PA-02		
proiektua proiektua	MIKEL OTEIZA GALAIN Ingeniero de Caminos Nº col. 14.729		

[Handwritten signature]



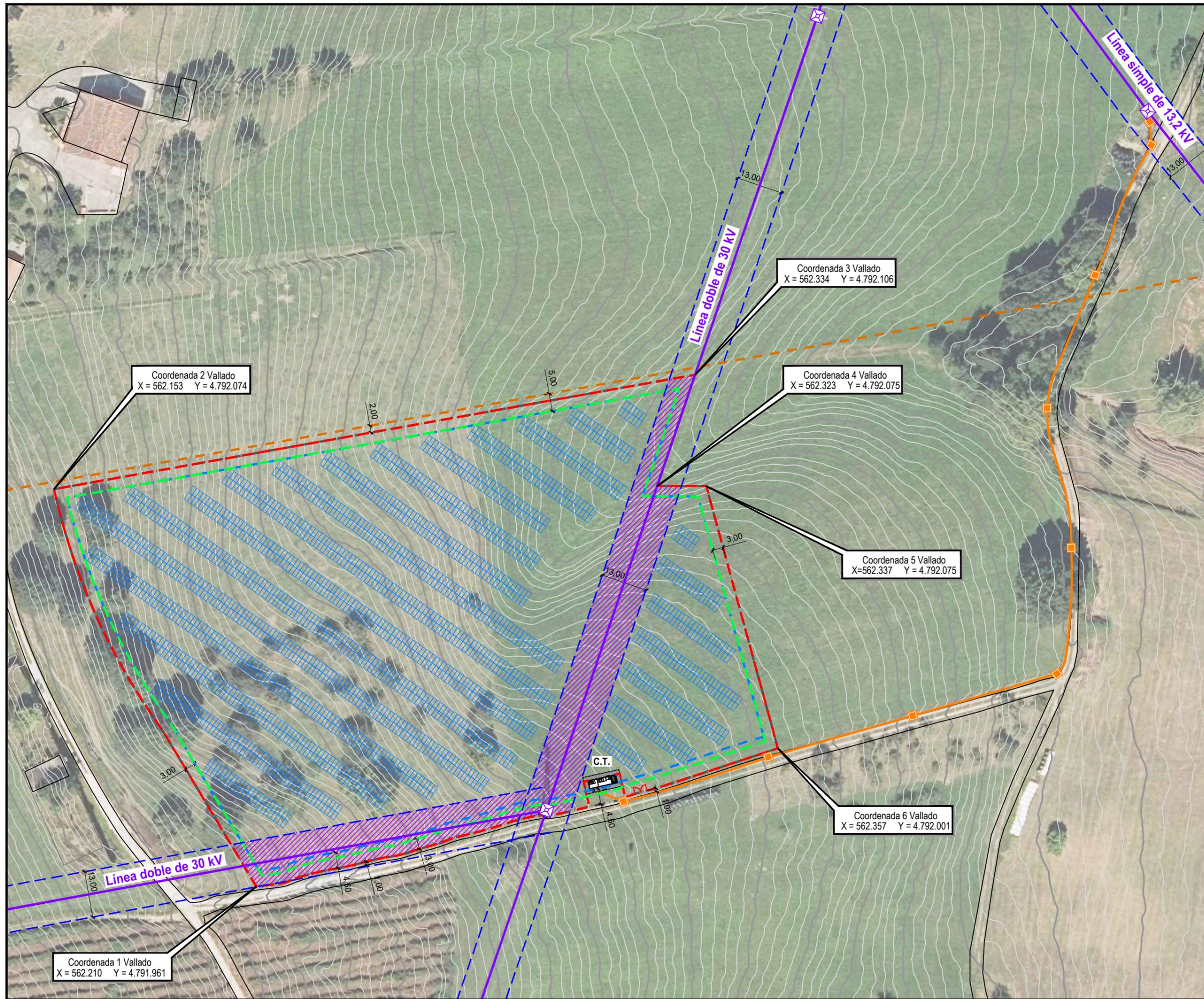


**LEYENDA INSTALACIÓN
INSTALAZIOAREN LEGENDA**

PLAN ESPECIAL / PLAN BEREZIA

- LÍMITE DE ÁMBITO Y ALINEACIÓN MÁXIMA DE VALLADO / EREMUAREN MUGA ETA HESIEN GEHIENEN LERROKADURA
- ALINEACIÓN MÁXIMA DE PANELES / PANELEN GEHIENEN LERROKADURA
- ALINEACIÓN MÁXIMA DE EDIFICACIÓN / ERAIKUNTZAREN GEHIENEN LERROKADURA
- GASODUCTO / GASBIDE
- SERVIDUMBRE / ZORRAK
- ALTURA LIBRE A LA LÍNEA ELÉCTRICA DE 5m / 5 m-ko LINEA ELEKTRIKOAREKIKO ALTURA LIBREA

proiektua proiektua	PROYECTO DE ACTIVIDAD JARDUERA PROIEKTUA		
kondekua situazioa	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA 1MW INSTALAZIO FOTOBOLTAIKOA		
data fecha	ZUMAIA (GIPUZKOA) Código Postal 20750 Postal-Kodea		
sustatzailea promotora	SEPTIEMBRE 2022 IRAILA		
benifikatzailea reklamazioa	EGUTERA, S. COOP.		
estadia escala	R02 -	R01 -	R00 -
planoa plano	Validación	LBA	MOT
proiektuaren proiektorea	Balioztatze	Dibujado	Aprobado
	A3: 1/1.000	Marratuz	Baieksi
	ALINEACIONES LERROKADURAK		
	PA-03		
	PA_03_Alineaciones.dwg		
	MIKEL OTEIZA GALAIN Ingeniero de Caminos Nº col. 14.729		



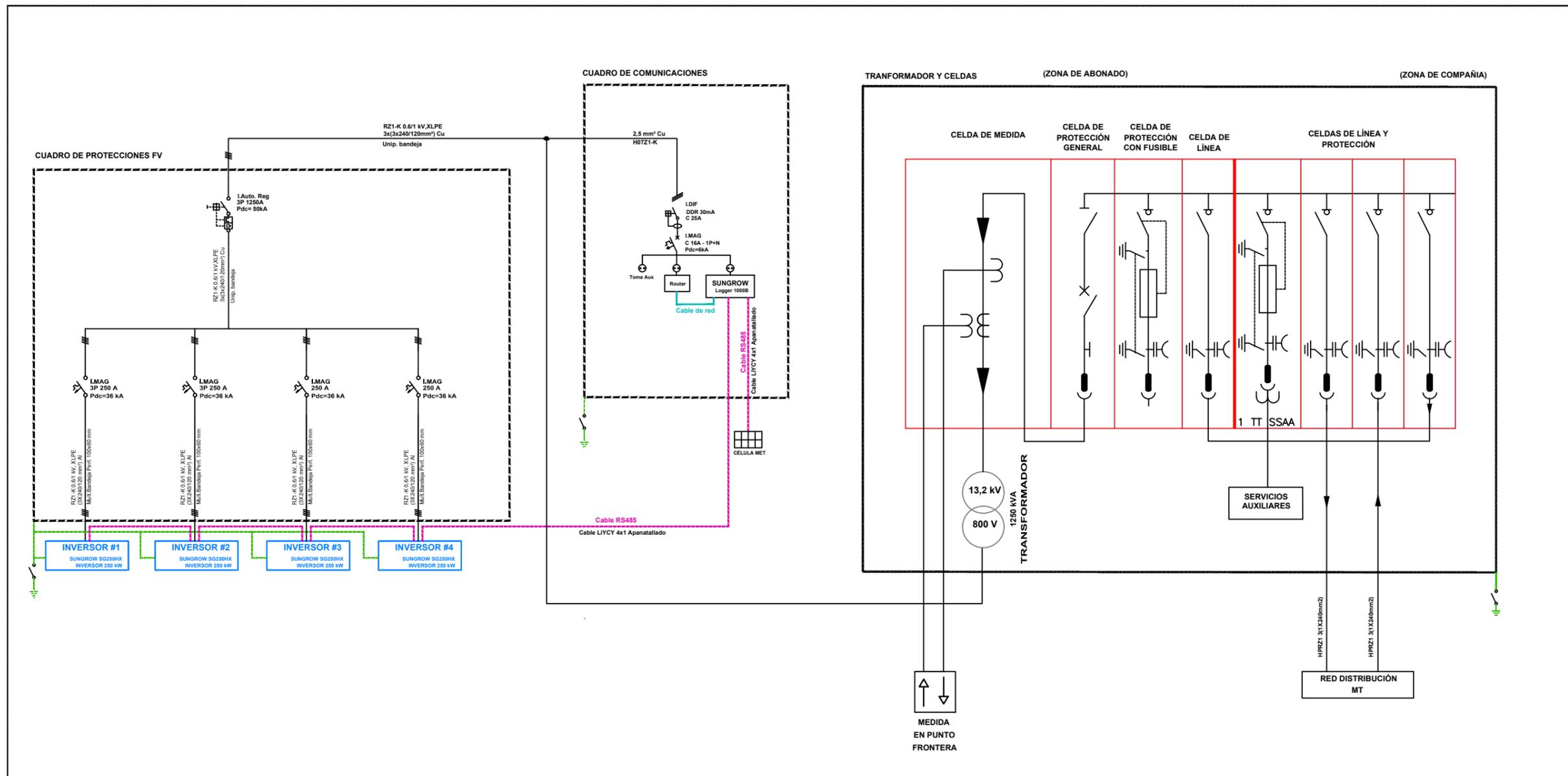
LEYENDA INSTALACIÓN
INSTALAZIOAREN LEGENDA

- LÍMITE DE ÁMBITO Y ALINEACIÓN MÁXIMA DE VALLADO / EREMUAREN MUGA ETA HESIEN GEHIENOKO LERROKADURA
- VALLADO / HESIA
- ALINEACIÓN MÁXIMA DE PANELES / PANELEN GEHIENOKO LERROKADURA
- ALINEACIÓN MÁXIMA DE EDIFICACIÓN / ERAIKUNTZAREN GEHIENOKO LERROKADURA
- SERVIDUMBRE / ZORRAK
- CONEXIÓN ELÉCTRICA / HARTUNE ELEKTRIKOAK
- LÍNEA ELÉCTRICA EXISTENTE / LEHENDIK DAGOEN LINEA ELEKTRIKOAK
- GASODUCTO / GASBIDE
- ALTURA LIBRE A LA LÍNEA ELÉCTRICA DE 5m / 5 m-ko LINEA ELEKTRIKOAREKIKO ALTURA LIBREA

SE DESBROZARÁ LA SUPERFICIE DEL ÁMBITO / EREMUAREN AZALERA SASIZ ETA ZUHAITZ GARBITUKO DA

Nº de módulos / modulu kopurua: 2.304
 Potencia / Potentzia: 1.255.680 Wp
 Perímetro / Perimetro: 602 m (vallado / hesia)
 Área interna / Barne azalera: 19.448 m² (vallado / hesia)

proiektua	PROYECTO DE ACTIVIDAD JARDUERA PROIEKTUA		
instalazioa	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA 1MW INSTALAZIO FOTOBOLTAIKOA		
lugarra	ZUMAIA (GIPUZKOA) Código Postal 20750 Postal-Kodea		
egia	SEPTIEMBRE 2022 IRAILA		
lortzaileak	EGUTERA, S. COOP.		
egonaldiak	R02	—	
	R01	—	
	R00	—	LBA MOT
		Validación	Dibujado
		Balioztatze	Marratuz Baietsi
egonaldiak	A3: 1/1.000		
egonaldiak	IMPLANTACIÓN		
	EZARPENAREN		
egonaldiak	PA-04		
egonaldiak	MIKEL OTEIZA GALAIN Ingeniero de Caminos Nº col. 14.729		



LISTADO DE COMPONENTES	
	Interruptor automático
	Interruptor magnetotérmico
	Interruptor diferencial
	Relé térmico
	Relé de máxima intensidad
	Seccionador DC 1000V 25A (S1...Sn)
	Descargador sobretensiones
	Contador bidireccional

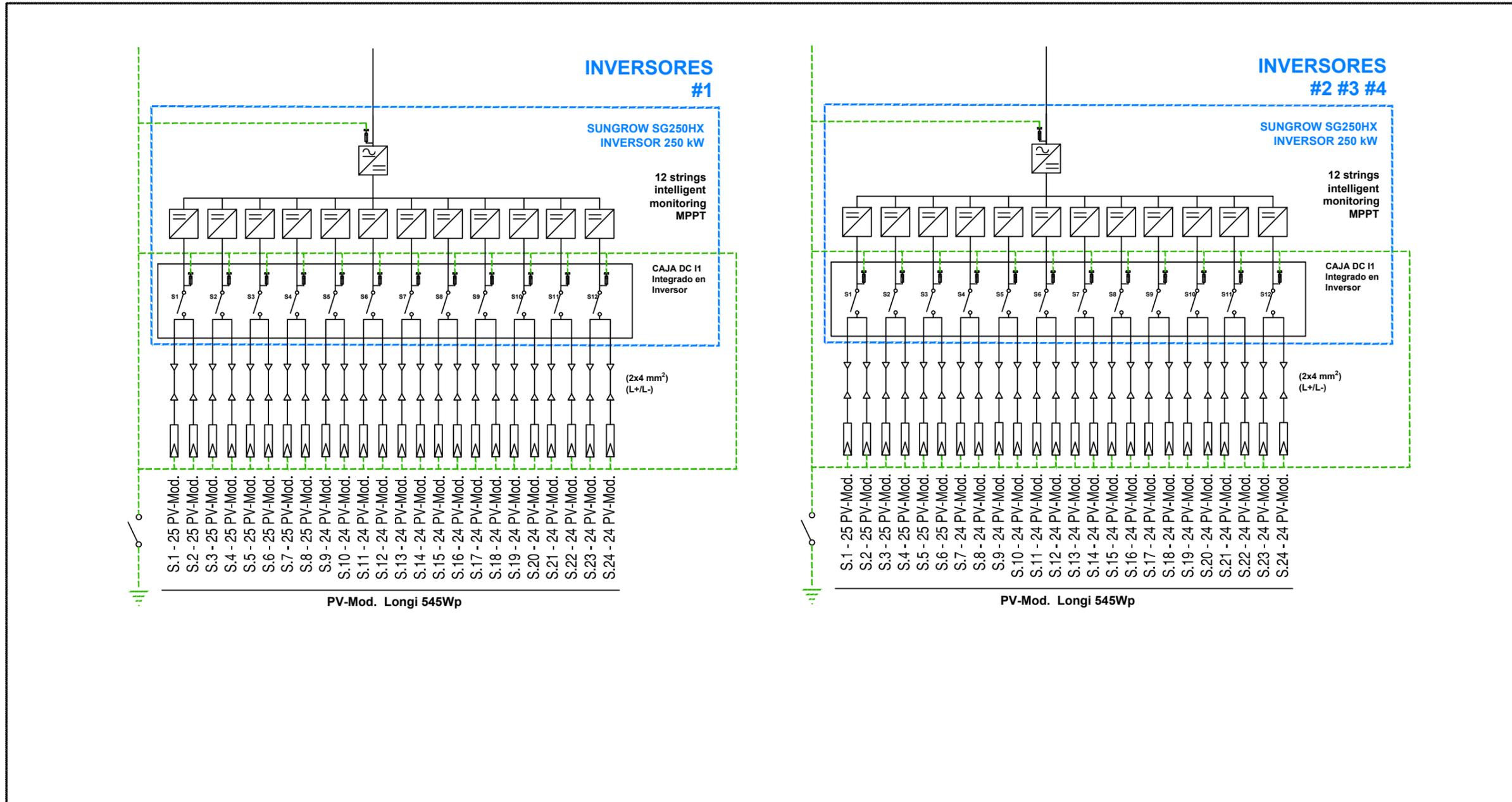
INCORPORADO EN EL INVERSOR

- Protección de conexión inversa de CC
- Protección contra corriente de fuga
- Monitorización de red
- Monitorización de tierra
- Interruptor CC
- Protección contra sobretensión CC,CA Tipo II

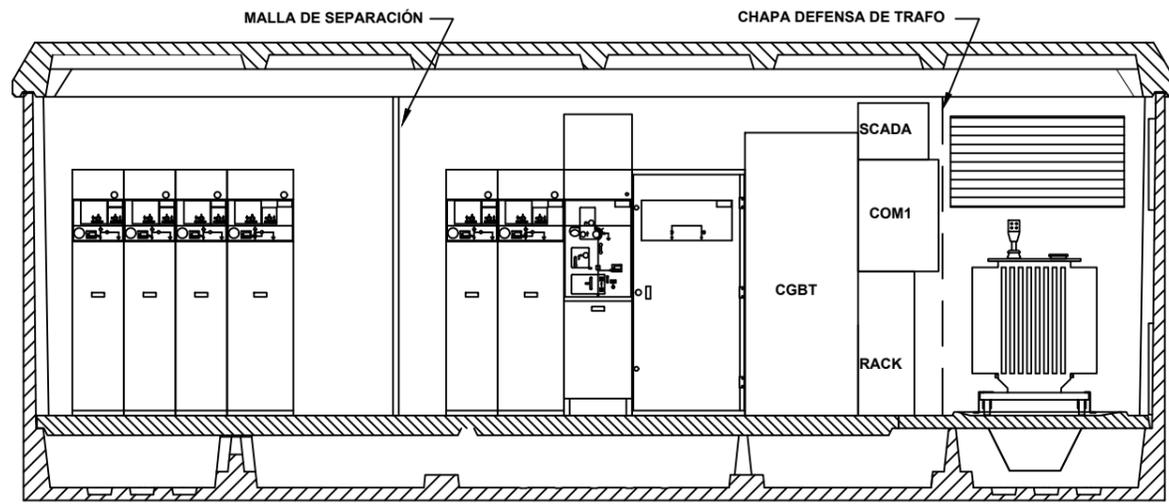
Actividad proyectada	PROYECTO DE ACTIVIDAD JARDUERA PROIEKTUA	
Instalación	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA 1MW INSTALAZIO FOTOBOLTAIKOA	
Indicador de situación	ZUMAIA (GIPUZKOA) Código Postal 20750 Postal-Kodea	
Fecha	SEPTIEMBRE 2022 IRAILA	
Sustentador promotor	EGUTERA, S. COOP.	
Revisión	R02 -	
	R01 -	
	R00 -	
Validación	Dibujado	Aprobado
Ballozatzate	Marratzu	Baietsi
Escala	A3: sin escala eskala gabe	
Plano	ESQUEMA UNIFILAR I CUADRO GENERAL B.T.	
Plano	ESKEMA HARI BAKARRA I B.T. KOADRO OROKORRA	
Plano	PA-05.1	
Plano	PA_05_Esquemas_unifilares.dwg	
Proyectista	MIKEL OTEIZA GALAIN Ingeniero de Carreteras Nº col. 14.729	



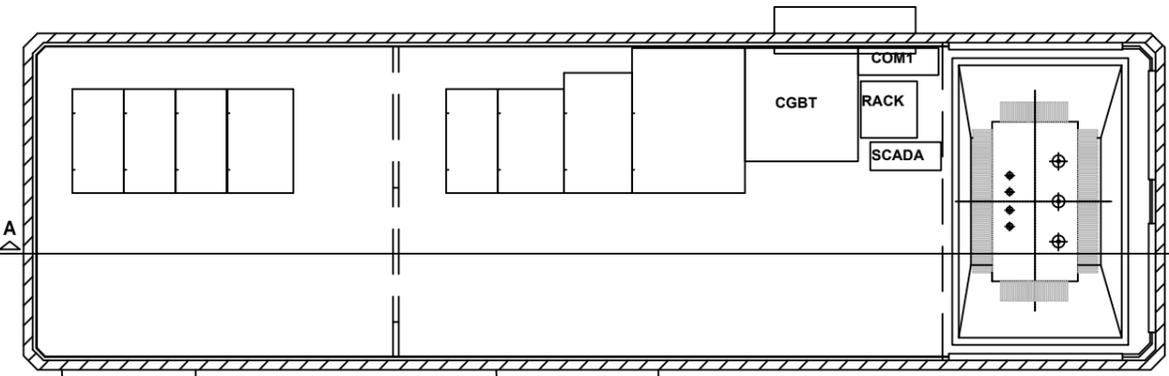
CONEXIÓN INVERSORES



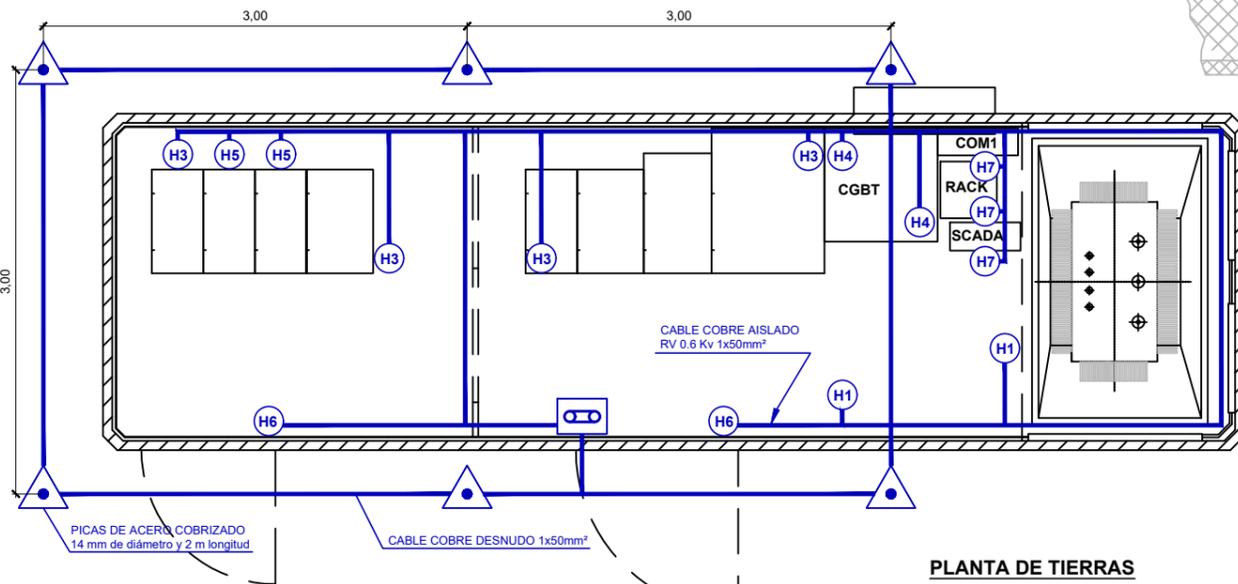
Proyecto	PROYECTO DE ACTIVIDAD JARDUERA PROIEKTUA		
Instalación	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA 1MW INSTALAZIO FOTOBOLTAIKOA		
Ubicación	ZUMAIA (GIPUZKOA) Código Postal 20750 Postal-Kodea		
Fecha	SEPTIEMBRE 2022 IRAILA		
Sustentador	EGUTERA, S. COOP.		
Revisión	R02	-	
	R01	-	
	R00	-	
Validación	Ballozatzte	Dibujado	Aprobado
		Marratzu	Baietsi
Escala	A3: sin escala eskala gabe		
Plano	ESQUEMA UNIFILAR II INVERSORES		
	ESKEMA HARI BAKARRA II INBERTSOREAK		
Plano nº	PA-05.2		
	PA_05_Esquemas_unifilares.dwg		
Proyectista	MIKEL OTEIZA GALAIN Ingeniero de Carreteras Nº col. 14.729		
	 		



SECCIÓN A-A



PLANTA



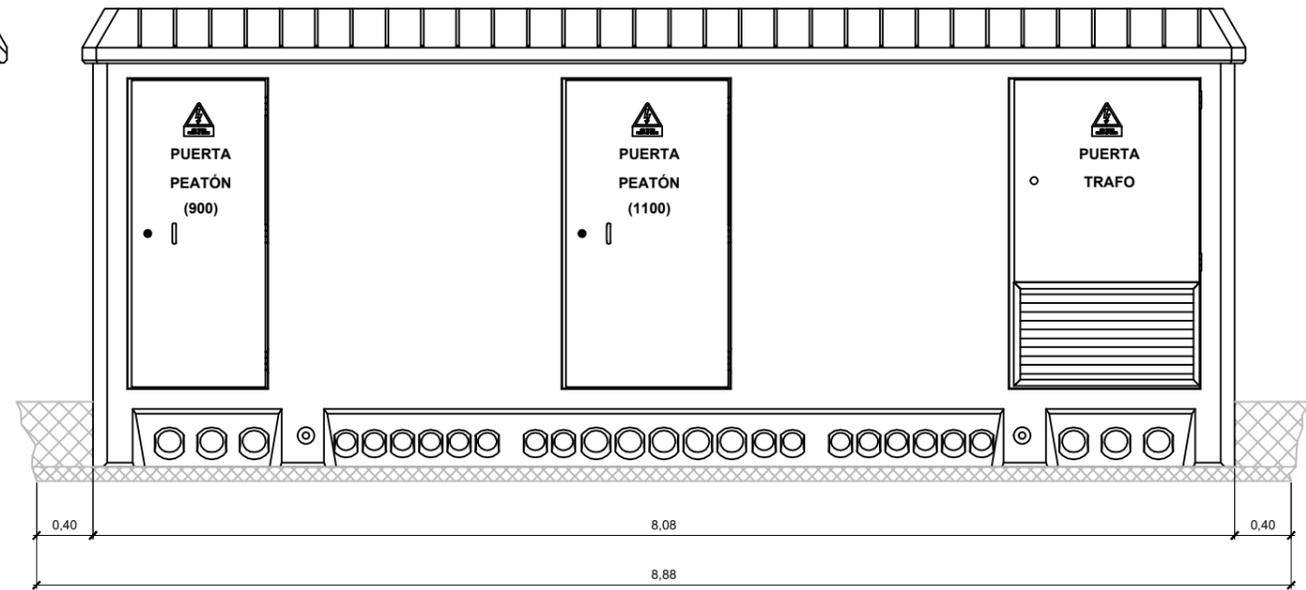
PLANTA DE TIERRAS

NOTAS:

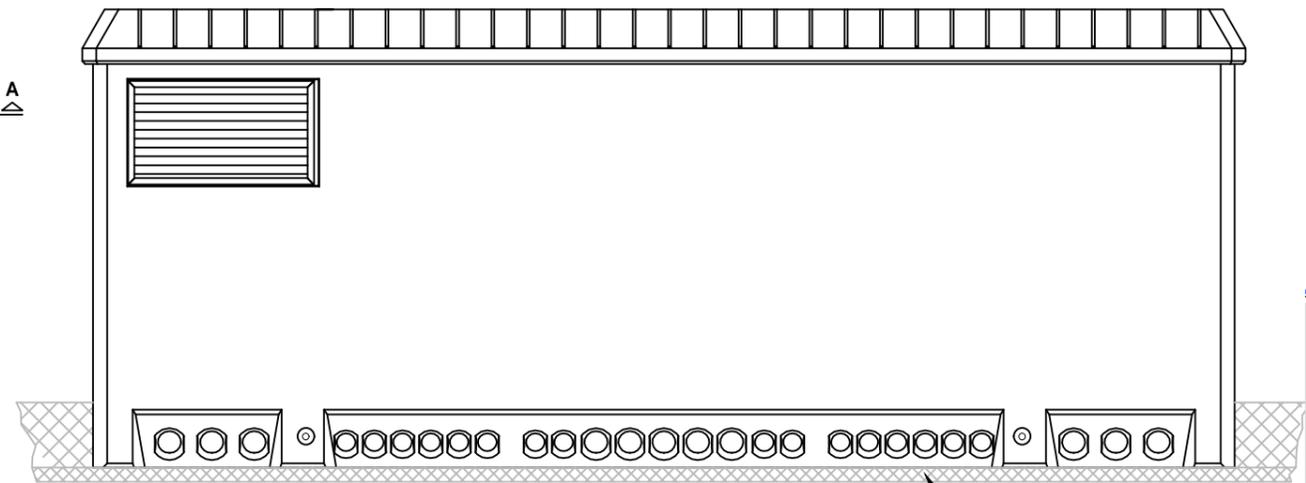
- La malla de cierre del C.T. estará unida al menos en 2 puntos a la puesta a tierra de herrajes
- Las tierras de media tensión estarán separadas al menos 15 metros de las de protección (BT)
- La cuba del transformador, y las envolventes del CGBT y de la arparanta de MT estarán conectados al cable de tierra por 2 puntos.

CONEXIONES A TIERRA

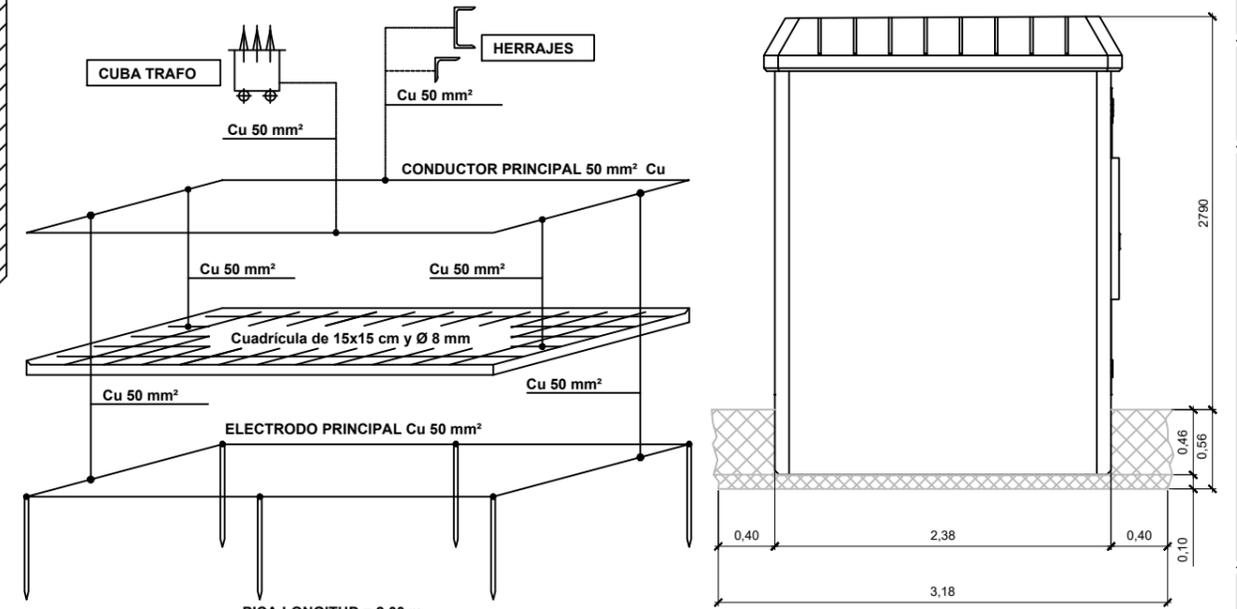
- H1 Armadura envolvente prefabricado
- H2 Cuba del transformador.
- H3 Apararanta de MT.
- H4 CGBT.
- H5 Pantallas de cables HEPRZ1 entrada y salida de MT.
- H6 Puertas y rejillas metálicas.
- H7 Otros armarios eléctricos o comunicaciones.



VISTA FRONTAL



VISTA POSTERIOR

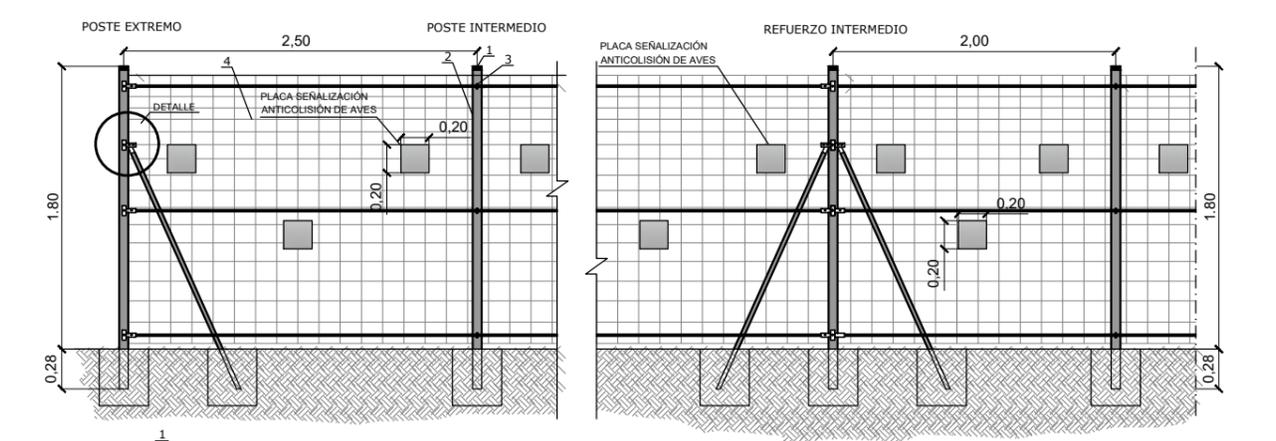
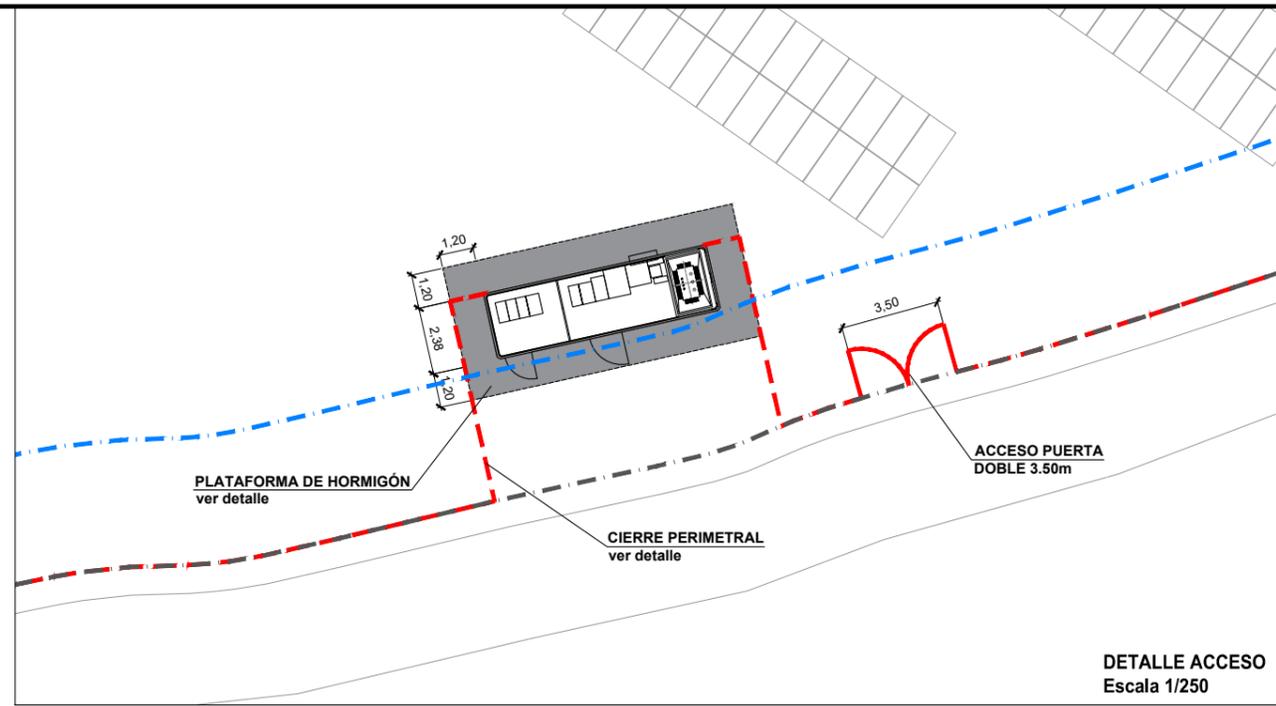
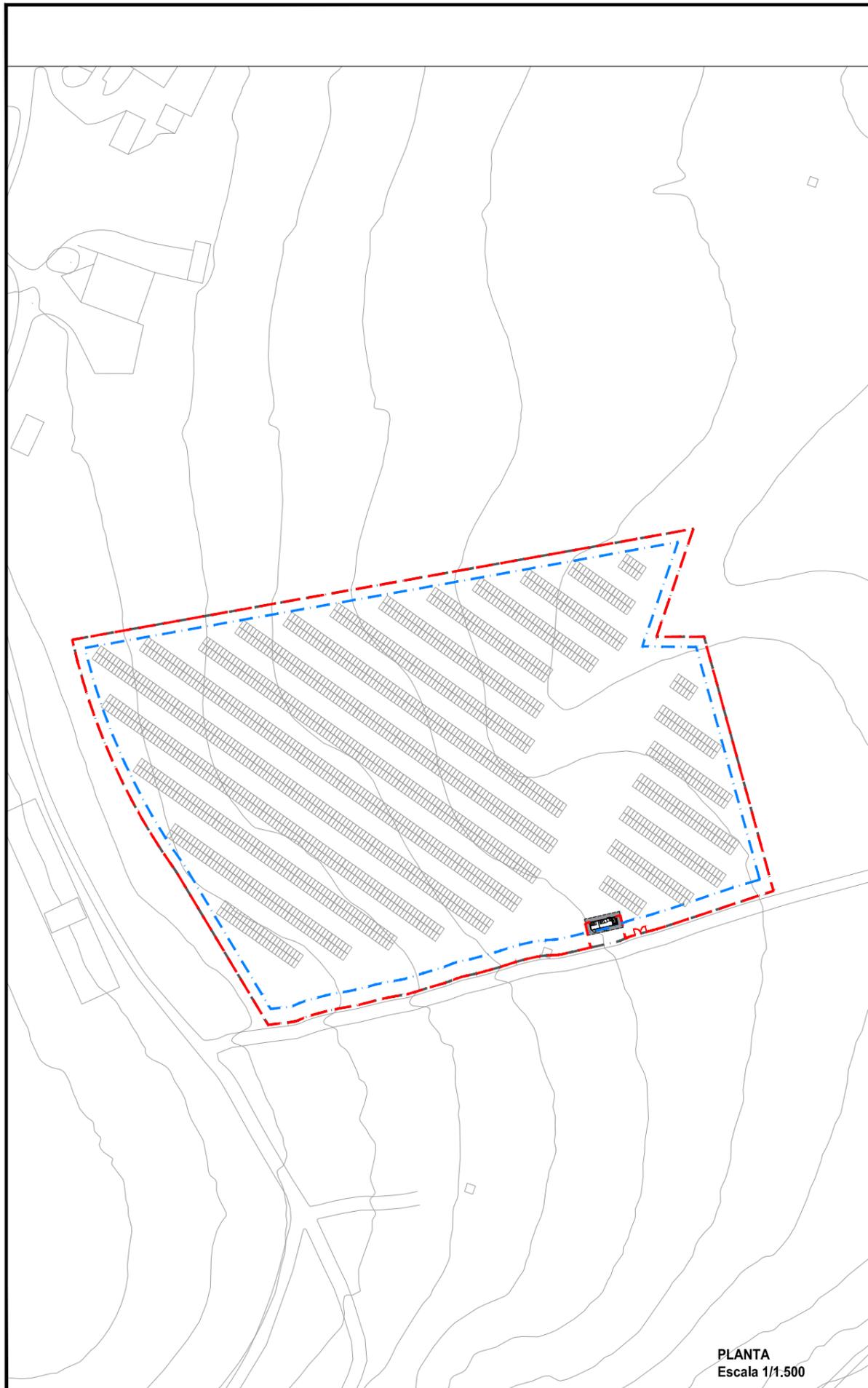


VISTA LATERAL

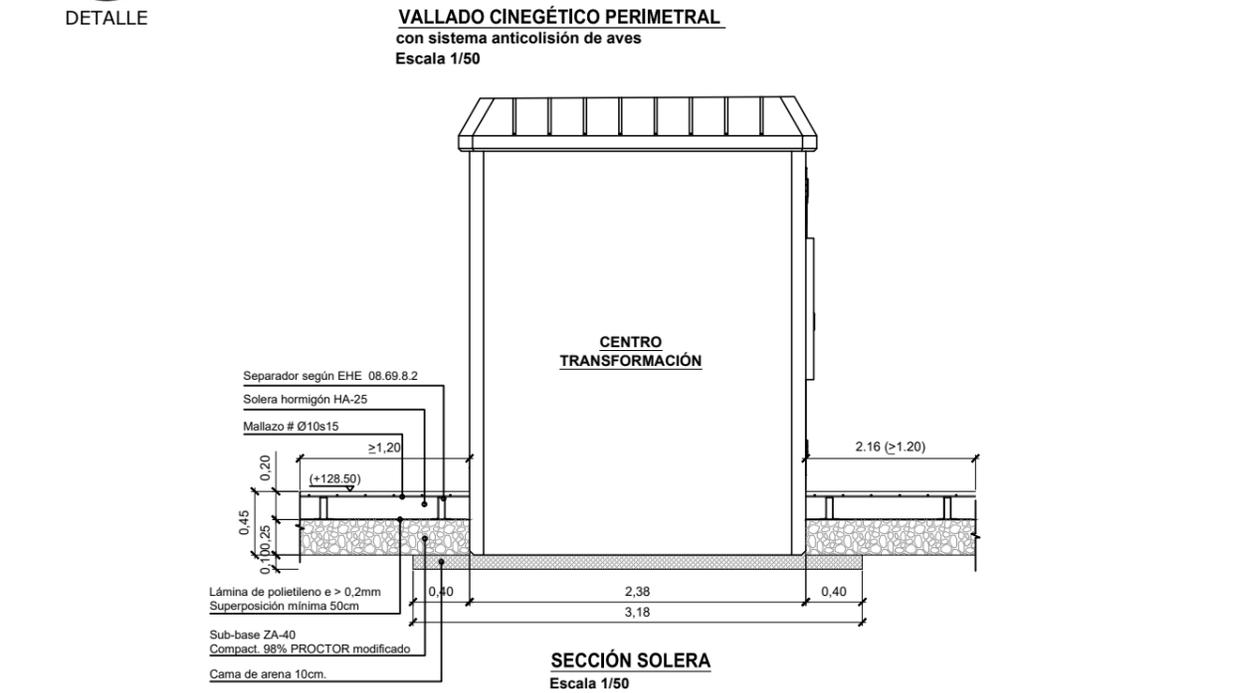
LA RESISTENCIA A TIERRA SERÁ MENOR QUE 10 Ohm.

proyector	PROYECTO DE ACTIVIDAD JARDUERA PROIEKTUA		
proyector	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA 1MW INSTALAZIO FOTOBOLTAIKOA		
condición	ZUMAIA (GIPUZKOA) Código Postal 20750 Postal-Kodea		
condición	SEPTIEMBRE 2022 IRAILA		
promotor	EGUTERA, S. COOP.		
revisión	R02	-	
revisión	R01	-	
revisión	R00	-	
escala	A3:	1/50	
plano	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN TRANSFORMAZIO ZENTROA		
plano	PE-07		
plano	PA_07-Centro Transformacion.dwg		
proyector	MIKEL OTEIZA GALAIN Ingeniero de Carreteras Nº col. 14.729		

KREAN, S. COOP. · www.krean.com
FR.E02.03



- LEYENDA**
1. POSTE TIPO mx 80-1'5mm/e.m., PROVISIO DE CREMALLERA LONGITUDINAL PARA FIJACIÓN DE GRAPAS, GALVANIZADO EN CALIENTE Z-275 CON RECUBRIMIENTO PLASTIFICADO DE 100 MICRAS Y COLOR A ELEGIR
 2. POSTE TIPO mx 50-1'5mm/e.m.,
 3. GRAPA DE ALAMBRE GALVANIZADO REFORZADO
 4. MALLA CINÉGÉTICA GALVANIZADA 200/20/15
 5. TORNAPUNTAS
 6. TORNILLO M8x18 CON TUERCA



- LEYENDA / LEGENDA**
- LÍMITE DE ÁMBITO / EREMUAREN MUGA
 - - - VALLADO / HESIA
 - ALINEACIÓN MÁXIMA DE EDIFICACIÓN / ERAIKUNTZAREN GEHIENOKO LERROKADURA

NOTA:
La distancia mínima entre la puerta del CT, en cualquier posición, y cualquier elemento metálico de la valla, será >2m.

proiektua proiektu	PROYECTO DE ACTIVIDAD JARDUERA PROIEKTUA		
kokaleku situazio	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA 1MW INSTALAZIO FOTOBOLTAIKOA		
data leku	ZUMAIA (GIPUZKOA)	Código Postal 20750	Postal-Kodea
data leku	SEPTIEMBRE 2022		
egutegia promotio	EGUTERA, S. COOP.		
berrikuspena revisio	R02 -	R01 -	R00 -
eskalatza eskalatza	A3: indicadas	LBA	MOT
planoa planoa	VALLADO PERIMETRAL MUGAKO HESIA		
planoa nº plano	PA-08		
proiektugilea proiektugilea	MIKEL OTEIZA GALAN Ingeniero de Caminos Nº col. 14.729		