



RESUMEN DE FIRMAS DEL DOCUMENTO

COLEGIADO1

Firmado digitalmente por: PASCUAL HERNANDEZ RUBEN - 48505488Y
Fecha y hora: 05.12.2025 09:10:55

COLEGIADO2

COLEGIADO3

COLEGIO



Documento firmado digitalmente el: 09/12/25 a las 17:09
por Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Navarra

COLEGIO

OTROS

OTROS

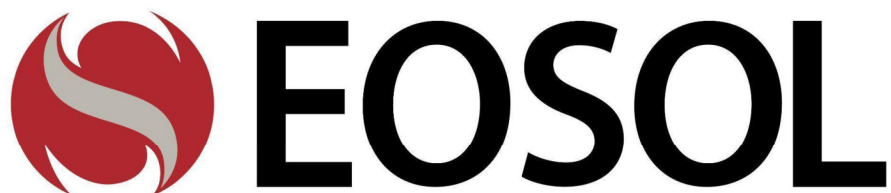
Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ
Profesional

09/12
2025

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA
VISADO NO VALIDO EJECUCION



VISADO: 251486



Separata I-DE Redes Eléctricas Inteligente

Proyecto Administrativo de
Construcción FV BITXILORE
SOLAR de 6,013 MWp y
5MW en inversores

0A	01/12/2025	Emisión inicial	B.A.	A.M.P.	G.B.P.
Rev.	Fecha	Propósito/descripción	Realizado	Revisado	Aprobado
Cliente 		Ingeniería 	Código: BIT-251203-INF-27		

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Profesional

09/12
2025

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA

VISADO NO VALIDO EJECUCION

VISADO: 251486



ÍNDICE

1	JUSTIFICACIÓN.....	4
1.1	ANTECEDENTES	4
1.2	OBJETO Y ALCANCE.....	5
1.3	PROMOTOR	6
2	NORMATIVA Y RECOMENDACIONES APLICADAS	6
2.1	DIRECTIVAS COMUNITARIAS.....	6
2.2	INSTALACIONES ELÉCTRICAS.....	6
2.3	NORMATIVA SECTORIAL.....	8
2.4	MEDIO AMBIENTE Y ORDENACIÓN DEL TERRITORIO	8
2.5	OBRA CIVIL Y ESTRUCTURAS.....	9
2.6	INDUSTRIAL.....	9
2.7	SEGURIDAD E HIGIENE	10
2.8	SEGURIDAD CONTRA INCENDIOS.....	10
2.9	OTRAS.....	10
3	EMPLAZAMIENTO	11
3.1	UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	11
3.2	ÁMBITO DE ACTUACIÓN	13
3.3	ACCESOS.....	13
3.4	ÁREA Y COORDENADAS DE LA IMPLANTACIÓN	14
3.5	TOPOGRAFÍA.....	15
3.6	PERFIL DEL HORIZONTE.....	15
4	DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS	16
4.1	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	16
4.2	DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	20
4.2.1	Configuración eléctrica	20
4.2.2	Diseño del cableado eléctrico.....	21
4.2.3	Red de puesta a tierra (PaT)	22
4.2.4	Obras civiles	23
4.2.4.1	Caminos de acceso.....	23
4.2.4.2	Caminos internos	23
4.2.4.3	Edificios	23
4.2.4.4	Fijaciones	24
4.2.4.5	Cimentaciones	24
4.2.4.6	Canalizaciones eléctricas	24
4.2.4.7	Vallado Perimetral.....	25
4.2.4.8	Drenajes.....	25
4.2.4.9	Movimiento de tierras	26
5	EQUIPOS PRINCIPALES	26
5.1	MÓDULO FOTOVOLTAICO	27
5.2	ESTRUCTURA FIJA.....	28
5.3	INVERSOR DE STRING	29

5.4	TRANSFORMADOR	31
5.5	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	31
5.6	CABLEADO DE BAJA TENSIÓN.....	32
5.6.1	Cableado de baja tensión CC.....	32
5.6.2	Cableado de baja tensión CA.....	33
5.7	CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN	33
5.8	SISTEMA DE PROTECCIONES	35
5.9	SISTEMA DE CONTROL / SCADA	35
5.10	SISTEMA DE MEDIDA.....	36
5.11	INSTALACIONES AUXILIARES.....	37
5.11.1	Servicios Auxiliares	37
5.11.2	Sistemas Antiintrusismo.....	38
5.11.3	Estaciones meteorológicas	38
6	RECURSO SOLAR.....	39
7	RELACIÓN DE ORGANISMOS AFECTADOS	40
8	CRUZAMIENTOS Y PARALELISMOS	40
8.1	LISTADO DE CRUZAMIENTOS Y PARALELISMOS.....	40
8.2	CONDICIONES GENERALES PARA CRUZAMIENTOS	41
9	EFFECTOS MEDIOAMBIENTALES	42
9.1	BALANCE DE CARBONO	42
9.2	RECURSOS UTILIZADOS	43
9.3	RESIDUOS GENERADOS.....	43
9.4	GESTIÓN DE RESIDUOS	44
9.4.1	Residuos peligrosos	45
9.4.2	Residuos sólidos.....	46
9.5	LIMPIEZA Y RESTAURACIÓN.....	46
9.6	RADIO INTERFERENCIA	47
9.7	CAMPOS ELÉCTRICOS Y MAGNÉTICO	47
9.8	RUIDO ACÚSTICO	47
10	SEGURIDAD Y SALUD	47
11	GESTIÓN DE RESIDUOS	48
12	RELACIÓN DE BIENES Y DERECHOS AFECTADOS.....	49
13	CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DE LAS OBRAS	49
14	PRESUPUESTO DE INSTALACIONES PROYECTADAS	50
15	CONCLUSIÓN.....	50
	ANEXO I: PLANO SEPARATA.....	51
	ANEXO II: PLANOS DEL PROYECTO	52

1 JUSTIFICACIÓN

1.1 ANTECEDENTES

VENTAJA SOLAR 8, S.L., con N.I.F B-88543574, es una sociedad cuyo objeto es el diseño, tramitación, construcción, puesta en marcha y explotación de proyectos de energías renovables.

VENTAJA SOLAR 8, S.L. proyecta promocionar la Instalación Fotovoltaica Bitxilore Solar, con una potencia instalada de 5 MW, en el término municipal de Vitoria-Gasteiz, en la provincia de Álava.

Este proyecto desarrollado por VENTAJA SOLAR 8, S.L. quiere llevarse a cabo en el País Vasco con el objeto de mejorar el aprovechamiento de los recursos solares de esta región, utilizando las más recientes tecnologías desarrolladas en este tipo de instalaciones, desde el criterio de máximo respeto al entorno y medio ambiente natural.

La Instalación Solar Fotovoltaica Bitxilore Solar quiere contribuir a aumentar la importancia de las energías renovables en la planificación energética del País Vasco y de España, teniendo en cuenta todas las directivas y objetivos que se han establecido para satisfacer un porcentaje de la demanda de energía primaria convencional mediante energías renovables.

La evacuación de energía de la instalación se realizará a través de un circuito eléctrico soterrado de 30 kV hasta el nuevo centro de seccionamiento propuesto por i-DE en la línea VITORIA-MATAUCO 2 de 30 kV de la ST VITORIA (30 kV).

La instalación solar fotovoltaica de conexión a red proyectada se enmarca en el ámbito de aplicación del RD 1183/2020 de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Las instalaciones de este tipo, que únicamente utilizan la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica se clasifican como Grupo b.1 Subgrupo b.1.1. De acuerdo con este Real Decreto, en el caso de instalaciones fotovoltaicas, la potencia instalada será la menor de entre las dos siguientes:

- a) la suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran dicha instalación, medidas en condiciones estándar según la norma UNE correspondiente.
- b) la potencia máxima del inversor o, en su caso, la suma de las potencias de los inversores que configuran dicha instalación.

Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Habilitación
Profesional09/12
2025

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA

VISADO NO VALIDO EJECUCION

VISADO: 251486



Por tanto, según lo dispuesto en la legislación actual, en este caso la potencia instalada es 5 MW.

A continuación, se resume el estado actual de tramitación de la Planta Fotovoltaica Bitxilore de 5MW de potencia instalada:

- Con fecha del 27 de junio de 2023, se emiten los permisos de acceso y conexión para la planta de generación fotovoltaica Bitxilore Solar por parte de I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U. con una capacidad de acceso máxima de 5.000 kW en la línea VITORIA-MATAUCO 2 de 30 kV de la ST VITORIA (30 kV), en el tramo comprendido entre los apoyos número 1243 (2659177) y 1242 (2659175), siendo necesario la instalación de un centro de seccionamiento telemandado en dicha línea mediante una entrada/salida, con código de identificador único 2787003 y coordenadas en el sistema ETRS 89 (HUSO 30): [533311,0324726105; 4747402,553134914].
- Con fecha 19 de diciembre de 2023, se emite certificado de la admisión a trámite de la solicitud de autorización administrativa de la planta solar fotovoltaica denominada "Bitxilore Solar".

1.2 OBJETO Y ALCANCE

El presente documento se redacta con objetivo de describir los criterios generales de diseño que se han llevado a cabo en la elaboración del "Proyecto Administrativo de Construcción FV BITXILORE SOLAR de 6,013 MWp y potencia nominal de 5MW en inversores en el TM de Vitoria (Álava)".

El presente proyecto recoge la descripción técnica de la instalación de generación eléctrica con tecnología solar fotovoltaica denominada FV BITXILORE SOLAR.

La evacuación de energía de la instalación se realizará a través de un circuito eléctrico soterrado de 30 kV hasta el nuevo centro de seccionamiento propuesto por i-DE en la línea VITORIA-MATAUCO 2 de 30 kV de la ST VITORIA (30 kV).

La instalación fotovoltaica FV BITXILORE SOLAR está compuesta por un total de 9.396 módulos de 640 Wp de potencia máxima, instalados sobre 107 estructuras fijas 6Hx12, 24 estructuras fijas 6Hx8 y 15 estructuras fijas 6Hx6 conectados a un total de 25 inversores de 200 kW, que se completan con 2 centros de transformación de 2.500 kVA y 3.000 kVA. Estos centros de transformación estarán unidos entre sí mediante una red interna de cableado subterráneo de media tensión.

1.3 PROMOTOR

El titular de la planta es Ventaja Solar 8, S.L. con CIF: B-88543574, una sociedad cuyo objeto es a la promoción, construcción, operación, mantenimiento y explotación de instalaciones generadoras de electricidad a través de tecnología solar fotovoltaica.

Los datos principales del promotor se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 1 : Datos del promotor del proyecto

PROMOTOR	
Nombre	Ventaja Solar 8, S.L.
CIF	B-88543574
Dirección	Paseo Club Deportivo s/n, Edificio 4, Planta 1º, 28223 Pozuelo de Alarcón, Madrid

2 NORMATIVA Y RECOMENDACIONES APLICADAS

2.1 DIRECTIVAS COMUNITARIAS

- Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.
- Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red.

2.2 INSTALACIONES ELÉCTRICAS

- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01a 09 (BOE 19.03.08)
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus Instrucciones técnicas complementarias ITC-BT 01 a ITC-BT 51
- Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 del Reglamento electrotécnico para baja tensión.

- Real Decreto 560/2010, de 7 de mayo, por el que se modifican diversas normas reglamentarias en materia de seguridad industrial para adecuarlas 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 sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio. (BOE 22.05.10)
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23 (BOE 09.06.14)
- Orden ECO/797/2002, de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico.
- Normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de Centrales de Autogeneración Eléctrica (Orden Ministerial de 5 de septiembre de 1985).
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía Eléctrica.
- Normas UNE y Recomendaciones UNESA que sean de aplicación. - Condiciones y Ordenanzas Municipales impuestas por las entidades públicas afectadas.
- Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico (BOE nº 285 de 28 de noviembre de 1997)

Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Habilitación
Profesional09/12
2025

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA

VISADO NO VALIDO EJECUCION

VISADO: 251486



- Normas relativas a la Seguridad y Salud en el Trabajo, Construcción y Protección contra incendios en las instalaciones eléctricas de Alta y Baja Tensión.
- Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía, aprobado por R.D. de 12 de marzo de 1.954 con las correspondientes modificaciones hasta la fecha.

2.3 NORMATIVA SECTORIAL

- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto Ley 6/2009 por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético, se aprueba el bono social y en el que se establece un mecanismo de registro de pre-asignación de retribución para las instalaciones de régimen especial.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica
- Orden Ministerial ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008
- Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1997, por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Disposiciones adicionales sexta, séptima, vigésima primera y vigésima tercera.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

2.4 MEDIO AMBIENTE Y ORDENACIÓN DEL TERRITORIO

- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Ley 10/2021, de 9 de diciembre, de Administración Ambiental de Euskadi

Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Habilitación
Profesional09/12
2025

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA

VISADO NO VALIDO EJECUCION

VISADO: 251486



- Ley 7/2007, de 9 de julio de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental.
- Resolución de 9 de enero de 2020, por la que se ordena la publicación del acuerdo de convalidación del Decreto.

2.5 OBRA CIVIL Y ESTRUCTURAS

- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. (BOE N. 74 DE 28/3/2006) y sus exigencias básicas.
- Real Decreto 256/2016 de 10 junio, que aprueba la Instrucción para la recepción de cementos (RC-16).
- Real Decreto 470/2021, de 29 de junio de 2021, por el que se aprueba el Código Estructural.
- Pliego de Prescripciones Técnicas Generales PG-3/75, aprobado por O.M. de 6 de febrero de 1976, y sus revisiones posteriores.
- Orden FOM/2523/2014, de 12 de diciembre, por la que se actualizan determinados artículos del pliego de prescripciones técnicas generales para obras de carreteras y puentes, relativos a materiales básicos, a firmes y pavimentos, y a señalización, balizamiento y sistemas de contención de vehículos.
- Norma 6.1 IC: Secciones de firme de la Instrucción de Carreteras. Ministerio de Fomento. Gobierno de España, 2003.
- Real Decreto 997/2002, de 27 de septiembre, por el que se aprueba la norma de construcción sismorresistente: parte general y edificación (NCSE-02).
- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.
- Ley de ordenación de la Edificación.
- Normas Básicas de la Edificación.
- Instrucción del Hormigón estructural EHE.
- Normas Tecnológicas de la Edificación que sean de aplicación.
- Ley 37/2015, de 29 de septiembre, de carreteras

2.6 INDUSTRIAL

- Real Decreto 1644/2008, de 10 de octubre, por el que se establecen las normas para la comercialización y puesta en servicio de las máquinas.

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Profesional

09/12
2025

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA

VISADO NO VALIDO EJECUCION

VISADO: 251486



- Ley de Prevención de riesgos Laborales.

2.7 SEGURIDAD E HIGIENE

- ITC-33 REBT. Instalaciones provisionales y temporales de obras.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.

2.8 SEGURIDAD CONTRA INCENDIOS

- Reglamento de Seguridad contra incendios en establecimientos industriales. Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Seguridad contra incendios en los establecimientos industriales. B.O.E. núm. 303 de 3 de 17 de diciembre (en adelante, R.S.C.I. en E.I.).
- CORRECCIÓN de errores y erratas del Real Decreto 2267/2004, 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales. (BOE núm. 55 de 5 de marzo de 2005).

2.9 OTRAS

- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Real Decreto 1074/2015 de 27-11-2015, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico.
- Real Decreto Ley 15/2018 de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto Ley 1/2019 medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural.

- Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- Exigencias de los Organismos Oficiales, de la Administración Central, Comunidades Autónomas y Ayuntamientos.
- Ordenanzas, Regulaciones y Códigos Nacionales, Autonómicos y Locales, que sean de aplicación.
- Ordenanzas Municipales de las localidades afectadas
- Cualquier disposición de nueva aparición que pueda complementar y/o modificar las anteriores.

Se observan en todo momento, durante la ejecución de la obra, las siguientes normas y reglamentos

- Real Decreto 824/1982 de 26 de marzo, que establece los diámetros de las mangueras contra incendios y sus racores de conexión. BOE de 01-05-82.
- Real Decreto 473/1988, de 30 de marzo, por el que se dictan las disposiciones de aplicación de la directiva del Consejo de las Comunidades Europeas 76/767/CEE sobre aparatos a presión.
- Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria. BOE núm. 176 de 23 de julio.
- Real Decreto 1942/1993 de 5 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones de Protección Contra Incendios. (BOE núm. 298 de 14 de diciembre de 1993) y corrección en BOE núm. 109 de 7 de mayo de 1994.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

3 EMPLAZAMIENTO

3.1 UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN

El presente proyecto se encuentra localizado en el término municipal de Vitoria, en la provincia de Álava (País Vasco, España), tal como se muestra en la siguiente ilustración.

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Profesional

09/12
2025

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA

VISADO NO VALIDO EJECUCION

VISADO: 251486





Ilustración 1 : Ubicación de la instalación a nivel peninsular.



Ilustración 2 : Municipios cercanos a la instalación.

El municipio se sitúa en la zona media de la provincia de Álava, en la Comunidad autónoma del País Vasco, a unos 300 km de la capital española.

Las características del emplazamiento se recogen en la siguiente tabla:

Características de la localización de la instalación fotovoltaica	
Términos municipales	Vitoria
Región	País Vasco
País	España
Latitud	+42,85° N
Longitud	-2,6727° O
Altitud	539 m.s.n.m.

Tabla 2: Características emplazamiento.

La elección del emplazamiento para el presente proyecto se ha llevado a cabo después de realizar un minucioso análisis de viabilidad, en el que se han tenido en consideración todas las cuestiones relacionadas con la categoría urbanística del suelo y los usos permitidos, posibles restricciones medioambientales y las condiciones particulares del entorno.

De este modo, se han considerado las restricciones derivadas de la existencia de infraestructuras de interés general, la presencia de núcleos de población, el planeamiento urbanístico, las zonas catalogadas como yacimientos arqueológicos, las vías pecuarias, montes públicos, red hidrológica, Espacios Naturales Protegidos y Red Natura 2000, así como otras cuestiones relacionadas con las características topográficas del entorno, presencia de vegetación, zonas inundables o zonas de importancia para las aves esteparias.

3.2 ÁMBITO DE ACTUACIÓN

El ámbito de actuación de la instalación fotovoltaica se corresponde con los terrenos en los que se llevará a cabo la instalación de los elementos que constituyen la planta solar, incluyendo entre ellos los módulos fotovoltaicos, la estructura de soporte, los inversores de string, los centros de transformación y todo el cableado interior necesario para la interconexión de estos, tanto en baja como en media tensión.

El mencionado ámbito de actuación de la instalación fotovoltaica se sitúa sobre las parcelas catastrales relacionadas en la Tabla 3, en la que se indica su referencia catastral, polígono, parcela y municipio, incluyendo entre ellas las correspondientes a los terrenos por los que discurre la red interna de media tensión.

Tabla 3 : Referencias catastrales planta.

REFERENCIA CATASTRAL	POLÍGONO	PARCELA	SUBPARCELA	TÉRMINO MUNICIPAL
1-59-34-78	34	78	1	Vitoria
1-59-34-91	34	91	1	Vitoria
1-59-34-90001	34	90001	1	Vitoria
1-59-34-83	34	83	1	Vitoria

3.3 ACCESOS

Se accede al emplazamiento desde las AUTOVIA A-1 mediante los ramales de acceso en mariposa situados al norte de la ciudad de Vitoria y es a partir de este municipio donde parten caminos de dimensiones y características adecuadas para el tránsito de la maquinaria necesaria para la ejecución de las obras y el posterior mantenimiento de la instalación. Los accesos a la planta se pueden ver en la Ilustración 3.

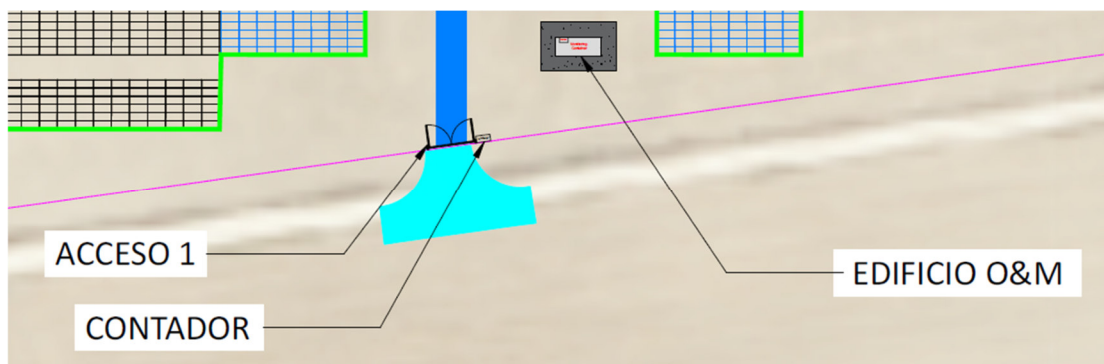


Ilustración 3 : Acceso 1.

Las coordenadas del acceso de la instalación según sistema de referencia ETRS89 / U.T.M zona 30 N fotovoltaica se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4 : Coordenadas U.T.M. de los accesos.

Acceso	X	Y
Acceso 1	532781.4463	4747411.3744

3.4 ÁREA Y COORDENADAS DE LA IMPLANTACIÓN

El área de la implantación donde se construirá la instalación fotovoltaica, entendida como el terreno que quedará delimitado por los distintos recintos vallados, tiene una superficie total de 49872,239 m² (4,98 ha).



Ilustración 4 : Superficie instalación.

Las coordenadas de los centros de transformación son las siguientes:

Tabla 5: Coordenadas centros de transformación

PUNTO	X	Y
CT1	532788.8384	4747437.5651
CT2	532768.7584	4747489.2824

3.5 TOPOGRAFÍA

Se ha realizado un análisis de la topografía para estudiar si el terreno es adecuado para la construcción de la instalación fotovoltaica. En este caso no existen pendientes importantes que afecten al proyecto.

En la siguiente ilustración pueden verse las pendientes de la planta:

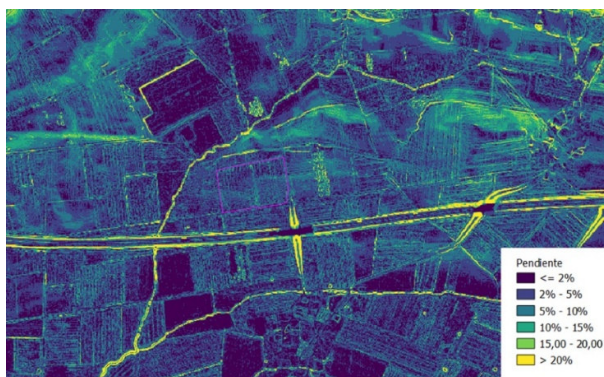


Ilustración 5 : Pendientes de la planta

3.6 PERFIL DEL HORIZONTE

La irradiancia que llega a los módulos será diferente en función de los elementos que la rodeen, como colinas o montañas. Estas obstrucciones físicas bloquean la componente directa de la irradiancia durante algunos periodos del día, y también tienen impacto en la componente difusa. Por ello, se considera que el rendimiento energético de la planta se ve afectado por el perfil del horizonte.

Los datos utilizados para calcular el perfil del horizonte son de PVsyst.

En la Ilustración 6 se muestra el valor de la elevación bloqueada en el rango de azimut completo.

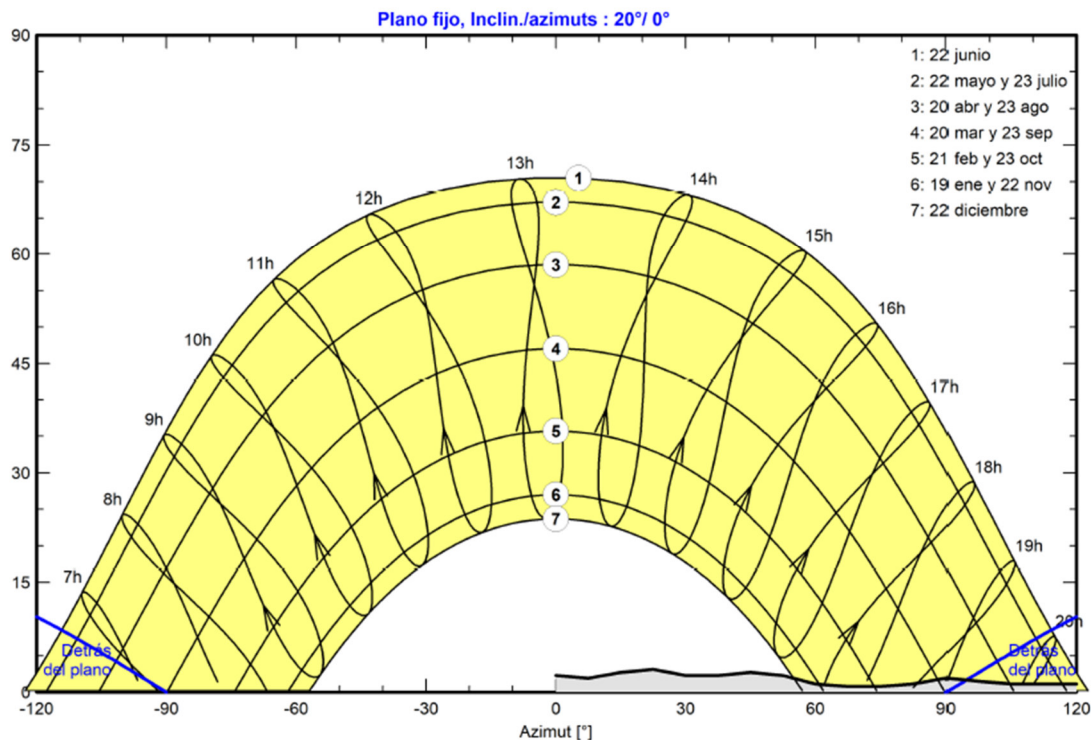


Ilustración 6 : Perfil del horizonte

4 DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS

4.1 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

La Planta Fotovoltaica FV BITXILORE SOLAR, ubicada en el término municipal de Vitoria (Álava), es una instalación con una potencia en paneles de 6,013 MWp y una potencia instalada en inversores de 5 MVA.

La Planta Fotovoltaica transforma la energía proveniente del sol en energía eléctrica en corriente continua que, posteriormente, se convierte en energía eléctrica en corriente alterna en baja tensión a través de unos equipos llamados inversores. La energía en corriente alterna en baja tensión es elevada a media tensión mediante transformadores eléctricos ubicados en los centros de transformación, donde la energía proveniente de cada transformador se une haciendo entrada/salida en las celdas de media tensión, ubicadas también en los centros de transformación. Los circuitos de media tensión a la salida de los Centros de Transformación discurren a lo largo de la planta de forma subterránea, agrupándose para llegar hasta la subestación elevadora.

Las características principales de la instalación fotovoltaica se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 6 : Características de la planta.

Características FV BITXILORE SOLAR	
NÚMERO DE ESTRUCTURAS	146
PITCH (m)	9,8
MODELO MÓDULO	TWMNH-66HD640
POTENCIA MÓDULO (Wp)	640
NÚMERO DE MÓDULOS	9.396
MÓDULOS POR STRING	27
POTENCIA PICO (Wp)	6.013.440
MODELO INVERSOR	Huawei 215KTL H0
POTENCIA AC	200 kW
NÚMERO DE INVERSORES	25
POTENCIA INSTALADA (W.)	5.000.000
Nº DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	2

Se ha seleccionado un módulo de 640 Wp por lo que esta configuración calculada supone la conexión de cadenas de 27 módulos en serie.

A continuación, se explica el procedimiento de cálculo de la potencia pico de la planta fotovoltaica con paneles bifaciales, asegurando, que, en su cálculo, no se debe tener en cuenta el factor de bifacialidad del panel.

El módulo fotovoltaico propuesto para el proyecto fotovoltaico es el modelo TWMNH-66HD640 con característica de construcción bifacial y células monocristalinas del fabricante TW solar, considerándose un total de 9.396 unidades.

La potencia de cada módulo es la indicada en la ficha técnica como se muestra a continuación, según fabricante del módulo:

Electrical Characteristics (STC)						
Type:TWMNH-66HDXXX						
Maximum Power:Pmax [W]	625	630	635	640	645	
Open Circuit Voltage:Voc [V]	49.30	49.50	49.60	49.75	49.85	
Short Circuit Current:Isc [A]	16.12	16.18	16.26	16.33	16.39	
Voltage at Maximum Power:Vmp [V]	40.96	41.10	41.24	41.38	41.51	
Current at Maximum Power:Imp [A]	15.26	15.33	15.40	15.47	15.54	
Efficiency:η [%]	23.1	23.3	23.5	23.7	23.9	
*STC: Irradiance = 1,000 W/m2; cell temperature = 25°C; AM = 1.5, power measuring tolerance: ±3%						

Ilustración 7 : Potencia Nominal-Pmax (Wp) del módulo

En la imagen se pudo observar la potencia nominal máxima de la cara frontal del módulo en condiciones STC (640 W). A continuación, se calcula la potencia nominal máxima del módulo aplicando un factor bifacialidad de 5, 10 y 15%.

Tabla 7 . Potencia nominal máxima del módulo para diferentes porcentajes de bifacialidad

BIFACIALIDAD	POTENCIA NOMINAL MÁXIMA
5%	$640 + (640 \times 0,05) = 672 \text{ W}$
10%	$640 + (640 \times 0,1) = 704 \text{ W}$
15%	$640 + (640 \times 0,15) = 736 \text{ W}$

Las potencias nominales máximas del módulo en condiciones STC una vez aplicados estos factores, van desde 672 W hasta 736 W. Esta ganancia bifacial depende de distintos factores como son el tipo de estructura sobre la que va montado el módulo, su altura, su inclinación y el efecto albedo en el terreno, es decir, que la ganancia bifacial no es una constante del módulo ya que depende de factores ajenos a la construcción del propio módulo.

En la siguiente tabla se indica la potencia pico total teórica de la instalación con cada ganancia bifacial.

Tabla 8 : Potencia pico para diferentes porcentajes de bifacialidad

GANANCIA	POTENCIA PICO
0%	$9.396 \times 640 = 6.013.440 \text{ W}$
5%	$9.396 \times 672 = 6.314.112 \text{ W}$
10%	$9.396 \times 704 = 6.614.784 \text{ W}$
15%	$9.396 \times 736 = 6.915.456 \text{ W}$

El proceso de medición de potencia nominal para módulos fotovoltaicos bifaciales se detalla en la norma IEC TS 60904-1-2:2019, y no define como tal una potencia nominal resultado de sumar la potencia de ambas caras, sino que define un factor denominado bifacialidad, que representa la relación entre las características principales de potencia medida en condiciones STC de la parte trasera y frontal.

La realidad es que la ganancia bifacial va a depender en última instancia de factores externos al módulo, como indica el fabricante en la hoja de características, y no debería considerarse la potencia nominal como la suma de ambas caras ya que, bajo esta falsa premisa, dentro de la misma instalación se tendrían módulos con distintas ganancias y por ende con distintas potencias, a pesar de tratarse del mismo fabricante y familia de módulo.

Asimismo, las características principales de la instalación de evacuación de 30 kV se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9 : Características de la Infraestructura de Evacuación en 30 kV.

Infraestructura de Evacuación en 30 kV	
LOCALIZACIÓN	Vitoria(Álava)
TENSIÓN	30 kV
MATERIAL	Aluminio
AISLAMIENTO	HEPR
SECCIÓN	240 mm ²

La planta cuenta con estructuras fijas de 72, 48 y 36 módulos por estructura. Se trata de estructuras fijas distribuidas por toda la superficie de la planta. Las estructuras están separadas 9,8 m entre sí (separación norte-sur) para evitar el sombreado de los módulos durante la operación. Las cadenas se agruparán, según la topología de cada bloque o subplanta y se conectará cada uno de ellos a un inversor.

Desde dicho inversor se evacuará la energía generada, mediante conductores de corriente alterna hasta el armario de baja tensión del centro de transformación.

Mediante los inversores, a través de su electrónica de potencia se convertirá la energía en corriente continua procedente de los módulos fotovoltaicos en energía en corriente alterna en baja tensión para que, posteriormente, los transformadores ubicados en el centro de transformación sean los que eleven a media tensión, en concreto a 30kV, para su evacuación hasta la subestación elevadora mediante una red subterránea.

Los circuitos serán de aluminio, aislamiento HEPR y de tensión nominal 30 kV, e irán enterrados en zanjas por motivos de seguridad y para minimizar el impacto ambiental y paisajístico.

Se conectan varios circuitos de media tensión, que van recogiendo la energía producida en los diferentes centros de transformación, agrupándolos de manera progresiva por el interior de la instalación hasta un punto común. Esto se consigue a través de las celdas de media tensión ubicadas en cada uno de los centros de transformación, realizando una entrada-salida del circuito de media tensión que corresponda. Las características generales del cableado y zanjas se detallan en los apartados correspondientes de esta memoria.

En las siguientes tablas, se recogen los distintos tramos y sus características.

Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Habilitación
Profesional09/12
2025

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA

VISADO NO VALIDO EJECUCION

VISADO: 251486



Tabla 10: Tramos CT-02 a CS con sus características.

	INICIO	FIN	L TOTAL (m)	NIVEL DE TENSIÓN	TIPO CABLE	CALIBRE (mm ²)
CIRCUITO MV-1	CT-02	CT-01	82	18/30 kV	Al	240
	CT-01	CS	643	18/30 kV	Al	240

La planta dispondrá de estación de medida de datos meteorológicos situada estratégicamente a lo largo de la instalación, con el objeto de suministrar al sistema de monitorización y al sistema de gestión de las estructuras los datos necesarios para su control y seguridad.

4.2 DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

4.2.1 Configuración eléctrica

Como ya se ha mencionado, la instalación fotovoltaica, mediante los módulos fotovoltaicos, genera electricidad en corriente continua (DC).

La instalación eléctrica en baja tensión estará conformada por:

- Un sistema de corriente continua cableado desde los módulos hasta los inversores.
- Un sistema de corriente alterna (AC) cableado desde los inversores hasta los centros de transformación.

Las principales características de la configuración eléctrica se recogen en la Tabla 11.

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ
Profesional

09/12
2025

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA
VISADO NO VALIDO EJECUCION

VISADO: 251486



Tabla 11 : Configuración eléctrica planta.

Nº MODULOS TOTAL		9396
CONFIGURACIÓN MESA FIJA		6Px6/ 6Px8 /6Px12
Nº DE MESAS FIJAS TOTAL		146
PITCH	m	9,8
MODELO DEL INVERSOR		HUAWEI SUN2000-215KTL-H0
POTENCIA DEL INVERSOR	W	200000
POTENCIA DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	kVA	2500 / 3000
Nº DE INVERSORES		25
CONFIGURACIÓN BLOQUES DE POTENCIA		
BLOQUE DE POTENCIA		1 2
NUMERO DE INVERSORES		14 11
STRING POR INVERSOR		13/14/15 13/14
STRING POR BLOQUE DE POTENCIA		196 152
MODULOS POR BLOQUE DE POTENCIA		5304 4092
POTENCIA PICO POR BLOQUE	Wp	3394560 2618880
POTENCIA INSTALADA POR BLOQUE	W	2800000 2200000

Con esta configuración y teniendo en cuenta los criterios de intensidad máxima admisible y caída de tensión se tiene como conclusión que: todas las secciones, tanto de BT como de MT, cumplen con el primer criterio, es decir, la intensidad máxima permitida por el conductor es mayor a la intensidad que circulará por el mismo.

En ambos niveles de tensión se ha respetado que:

- Caída de tensión BT: inferior al 1% en DC y 1% en AC.
- Caída de tensión MT: inferior 1%.

4.2.2 Diseño del cableado eléctrico

En el cálculo del cableado eléctrico se busca minimizar las longitudes y secciones del cable. Las secciones se calculan de acuerdo a la norma IEC 60502-2.

Los factores que se tienen para el cálculo de la sección son:

- Caída de tensión (tal y como se ha explicado en el apartado anterior).
- Calentamiento del cable.
- Intensidad de cortocircuito.

El cableado seleccionado y sus características se muestran en la Tabla 12.

Tabla 12 : Resumen de las secciones de cable seleccionadas.

Sección	Material conductor	Material aislante	Tipo de instalación
De String a Inversor 6 y 10 mm ²	Cu	XLPE o ERP	Enterrado bajo tubo
De Inversor a CT 240 y 300 mm ²	Al	XLPE o ERP	Directamente enterrado
De CT a CS 240 mm ²	Al	HEPR	Enterrada en zanjas

4.2.3 Red de puesta a tierra (PaT)

Todas las partes metálicas de la instalación estarán conectadas a la red de tierra para evitar tensiones de contacto peligrosas.

La red de tierras será de cobre o aleación de cobre para asegurar su resistencia a la corrosión con los siguientes materiales:

- Cables: cobre desnudo de sección 35 mm² en la malla principal.
- Electrodo de tierra: de acero recubierto de cobre con 0,25 mm de espesor de recubrimiento de cobre 14" de diámetro y 2 m de longitud.
- Conectores: de cobre o aleación de cobre de fusión, en conexiones enterradas.

Se realizará una malla de PaT mediante tendido de conductor de 35 mm² de cobre desnudo enterrado. Este conductor unirá cada una de las mesas fijas a los que se conectarán las puestas a tierra de los paneles.

Los paneles irán todos conectados a la red de tierra mediante conductor aislado de cobre (Cu) 16 mm². Los centros de transformación irán igualmente conectados a la red.

Para la formación de las mallas de PaT se realizará un tendido perimetral del conductor de 35 mm² alrededor de las estructuras de paneles de cada uno de los inversores, con tramos intermedios y en paralelo a las canalizaciones de corriente continua. La profundidad de la instalación de tierras será como mínimo de 50 cm.

Se dispondrá de picas de tierra tanto en los inversores como en los centros de transformación.

Para la puesta a tierra de servicio de los transformadores y con el objeto de evitar tensiones peligrosas en BT, el neutro del sistema de BT se conectará a una toma de tierra independiente del sistema de herrajes de MT con un cable de cobre aislado (0,6/1 kV). El sistema de tierras se unirá mediante cable desnudo de cobre de 50 mm².

4.2.4 Obras civiles

Los parámetros considerados para las obras civiles requeridas para construir la planta fotovoltaica se muestran en la Tabla 13.

Tabla 13 : Resumen parámetros para obras civiles.

OBRAS CIVILES	
Distancia entre filas	9,8 m
Distancia entre filas consecutivas	0,2 m
Ancho viales internos	4 m
Longitud viales internos	155,08 m
Ancho viales de acceso	5 m
Longitud viales de acceso	55,14 m
Longitud de zanjas (BT y MT)	1.471 m
Número de hincados por mesa fija 6Hx12	14
Número de hincados por mesa fija 6Hx8	10
Número de hincados por mesa fija 6Hx6	8

Las zanjas internas se realizarán principalmente aprovechando los recorridos de los viales.

4.2.4.1 Caminos de acceso

Los accesos a la instalación se realizarán por caminos rurales existentes, tal y como se describe en el apartado 3.3 de esta misma memoria.

4.2.4.2 Caminos internos

Los viales del interior del recinto se realizarán para permitir el acceso de vehículos a los diferentes edificios de la planta y a los inversores. Los viales interiores se ejecutarán con una base de 10 cm de espesor de zahora artificial ZA-20 sobre una subbase de 20 cm de espesor de material seleccionado. En caso de ser necesario se realizarán cunetas de drenaje.

El ancho de estos caminos internos será de 4 metros y su trazado se configurará a partir de la estructura de los caminos de acceso de nueva obra. Se garantizará el pertinente bombeo en sección para el correcto desagüe de precipitaciones.

4.2.4.3 Edificios

El centro de O&M se ubicará en un único contenedor localizado en el recinto de la planta fotovoltaica. Dicho contenedor será de planta rectangular de una sola planta.

El Edificio tendrá una superficie de unos 15 m² construidos. Las dimensiones de esta son de aproximadamente 2,5x6 metros. La validación y/o modificaciones del diseño del Edificio forman parte del alcance de los trabajos incluidos en el Suministro.

Este contenedor llevará el equipo necesario para la correcta operación el mantenimiento óptimo de la planta, como pueden ser diferentes pantallas para medición de diferentes factores o incluso diferentes controladores.

Además del ello, deberá disponer de climatizadores, como por ejemplo un aire acondicionado para asegurar la correcta temperatura en el interior de esta.

4.2.4.4 Fijaciones

La fijación de las estructuras se realizará por el método de hincado a 1,5 metros de profundidad, salvo que la resistencia del terreno que resulte del estudio geotécnico de la zona sea muy baja, en cuyo caso se resolverá con dados de hormigón.

4.2.4.5 Cimentaciones

La cimentación de los vallados se ejecutará como zapatas de hormigón en masa de las características y dimensiones indicadas en planta. Las dimensiones de las zapatas de postes centrales y postes para las puertas serán de mismas dimensiones tal y como se indica en planos.

La cimentación para la estación de potencia será ejecutada como zanjas de cimentación, bajo los laterales del sentido más amplio de la estación de potencia como se indica en planos.

4.2.4.6 Canalizaciones eléctricas

El lecho de zanja deberá ser liso y estar libre de aristas vivas, cantos, piedras, etc.

En función del tipo de zanja que se vaya a disponer en el tramo, el tratamiento del fondo de zanja será distinto. En caso de que el relleno de la zanja este compuesto por material de excavación en superficie y material seleccionado en la parte inferior, será necesario disponer de una capa de arena de río lavada de 10 cm de espesor, sobre la cual se depositará el cable a instalar. En caso de que el material de la parte inferior sea hormigón en masa y no un relleno seleccionado, se omitirá la cama de área de río.

En las zanjas en las que se disponga material seleccionado como relleno, se dispondrá sobre éste una protección mecánica. Se continuará rellenando con 15 cm material de excavación, se compactará con medios manuales. Tras esta tongada se dispondrá a lo largo del trazado del cable una cinta de señalización para advertir de la presencia de conductor eléctrico. Por último, se continuará rellenando 20 cm con material de excavación hasta la cota de superficie donde se compactará con medios mecánicos. En el caso de las zanjas de media tensión que se disponga material seleccionado como relleno, se colocará la cubierta mecánica 30 cm por debajo de la cota de superficie, al igual que la cinta señalizadora.

En las zanjas en las que se disponga hormigón en masa, se omitirá sobre éste la protección mecánica. Se continuará rellenando con tongadas de máximo 20 cm material de excavación, compactadas mediante medios manuales. A 30-20 cm de la cota de superficie se ubicará a lo largo del trazado del cable una cinta de señalización para advertir de la presencia de

conductor eléctrico, tal y como se indica en detalles de plano. Por último, se continuará rellenando 30 (o 20) cm con material de excavación hasta la cota de superficie donde se compactará con medios mecánicos.

4.2.4.7 Vallado Perimetral

La longitud total del vallado es 1010,68 metros. Todo el recinto de la instalación estará protegido por un cerramiento cinagético realizado con malla simple torsión de alambre galvanizado con trama 20/15, altura 2 m. Se mantendrá una distancia mínima al suelo de 15 cm. Deberá carecer de elementos cortantes o punzantes y no interrumpirá los cursos naturales de agua ni favorecerá la erosión ni el arrastre de tierras. La altura mínima del vallado será de 1,5 m.

Los postes de línea metálicos serán de 48 mm de diámetros y 1,5 mm de espesor, anclados al terreno mediante zapatas de hormigón en masa de 30x30x50 cm y estarán colocados a una distancia máxima de 3 metros. Las puertas de acceso, como parte del cerramiento perimetral, cumplirán las mismas características de altura. Para los postes de la puerta los pedestales serán los mismos. Los tubos de retención diagonales serán de 1,5 pulgadas de diámetro y un espesor de 0,9 mm.

Adicionalmente, se incluirán todas las medidas que resulten del Estudio de Impacto Ambiental en cuanto al perímetro del vallado y a los dispositivos anticollisión.

Los accesos, se señalizarán debidamente de forma que se advierta en todo momento de los riesgos existentes a todos los que trabajan o circulan por la obra. En dicho acceso, en sitio visible, se colocarán carteles prohibiendo la entrada a personas ajenas a la obra. Se deberá colocar, como mínimo, la siguiente señalización:

- Prohibido aparcar en la zona de entrada de vehículos.
- Prohibido el paso de peatones por la entrada de vehículos.
- Obligatoriedad del uso del casco en el recinto de la obra.
- Prohibición de entrada a toda persona ajena a la obra.
- Peligro, salida de camiones.

No se permitirá la entrada en la obra a visitantes o personas ajenas, salvo que estén debidamente autorizados o vayan acompañados de una persona competente y lleven el equipo de protección adecuado.

4.2.4.8 Drenajes

Para garantizar el drenaje del parque fotovoltaico se ejecutará una red de cunetas paralela a los viales con el objetivo de protegerlos del agua de escorrentía. En este caso, las cunetas serán sin revestimiento, con un talud 1H/1V y unas dimensiones de 1 metros de ancho por

0,4 metros de calado. Se dispondrán cunetas con revestimiento si la pendiente longitudinal es superior al 3%, una vez se cuente con topografía detallada de la zona.

De forma complementaria, se dispondrán obras de drenaje transversal (ODT) en puntos concretos de los viales, para garantizar el paso de agua de una zona a otra y evitar así la acumulación del agua de escorrentía de las cuencas de aportación.

4.2.4.9 Movimiento de tierras

Los movimientos de tierras se han diseñado de tal manera que eviten embalsamientos de agua y favorezcan la evacuación de las aguas de escorrentía, así como evitar la generación de desniveles importantes entre estructuras que pudieran ocasionar sombras entre ellas.

Las tolerancias de la estructura consideradas para este proyecto son:

- Máxima pendiente asumible N-S: 15%.
- Máxima pendiente asumible S-N: -8% (descendiente hacia el sur)
- Máxima pendiente asumible E-O/O-E: 15%.

5 EQUIPOS PRINCIPALES

Los equipos principales utilizados para convertir la energía solar en electricidad son:

- Módulos fotovoltaicos**, que convierten la radiación solar en corriente continua.
- Estructuras fijas**, que sirve de soporte para los módulos fotovoltaicos.
- Inversores de string**, que convierten la DC del campo solar a AC.
- Transformadores de potencia**, que elevan el nivel de tensión de baja tensión a media tensión.
- Centros de transformación**, donde en este caso se alojan los cuadros de baja tensión y el transformador.
- Cableado de baja tensión**, en corriente continua, para la formación de las cadenas de módulos fotovoltaicos hasta su llegada a los inversores de strings y en corriente alterna, para transportar la energía desde los inversores de string hasta los centros de transformación.
- Cableado de media tensión (30 kV)**, empleado para la conexión entre los diferentes centros de transformación, el transporte interior de la energía generada en el ámbito de actuación de la instalación fotovoltaica y, en su caso, la evacuación hacia el centro de seccionamiento.
- Otros equipos**, necesarios para los sistemas de protecciones, sistemas de control, sistemas de medida e instalaciones auxiliares.

En la presente memoria se denomina “Media tensión” a la red de 30 kV que une los diferentes centros de transformación entre sí y con la subestación. Sin embargo, en algunos planos o proyectos estos circuitos podrían ir referenciados como “alta tensión” ya que en España la tensión mayor a 1 kV está regulada por el Reglamento de Instalaciones de alta tensión.

5.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO

Un generador fotovoltaico es el conjunto de módulos fotovoltaicos encargados de transformar, sin ningún paso intermedio, la energía procedente de la radiación solar en energía eléctrica. Esta conversión a energía eléctrica se hace por medio de corriente continua que será transformada a corriente alterna en el inversor.

El módulo fotovoltaico seleccionado será el modelo TWMNH-66HD640, fabricado por TW solar o similar. Tiene una potencia máxima de 640 W, la tecnología de las células es monocristalina y cuenta con tecnología bifacial. Es decir, están diseñados especialmente para captar la energía recibida del sol por sus dos lados, y así aumentar su capacidad de producción.

Las características del módulo fotovoltaico elegido se muestran en la Tabla 14.

Tabla 14 : Datos módulo fotovoltaico.

Características del módulo fotovoltaico	
Características principales	
Tecnología	Monocristalino
Tipo de módulo	Bifacial
Máxima tensión	1500 V
Standard test conditions (STC)	
Potencia máxima	640 W
Tensión MPP	41,38 V
Corriente MPP	15,47 A
Tensión a circuito abierto	49,75 V
Corriente de cortocircuito	16,33 A
Coeficientes de temperatura	
Coeficiente de potencia	-0,28 %/°C
Coeficiente de tensión	-0,24 %/°C
Coeficiente de corriente	0,046 %/°C

Características del módulo fotovoltaico	
Características mecánicas	
Largo	2382 mm
Ancho	1134 mm
Grosor	30 mm
Peso	32,5 kg



Ilustración 8 : Módulo fotovoltaico.

5.2 ESTRUCTURA FIJA

Los módulos solares fotovoltaicos se montan sobre una estructura que está orientada Este-Oeste. Estas estructuras se conocen como estructuras fijas o mesas fijas, y están fijadas al suelo.

Además, el sistema modular de filas independientes le otorga mayor eficiencia, adaptabilidad al terreno y la posibilidad de hacer instalaciones en pendientes de hasta un 15% en dirección Norte-Sur, 8% en dirección N-S (descendente hacia el sur) y 15% en Este-Oeste.

Las principales características de la mesa fija seleccionada pueden verse en la Tabla 15.

Tabla 15 : Características principales de la mesa fija

Características de la mesa fija	
Tecnología	Estructura fija
Configuración	6H
Tilt	20º
Número de módulos por fila	12/ 8/ 6
Distancia entre filas	9,8 m

La estructura soporte de los paneles fotovoltaicos permite su instalación evitando el uso del hormigón, en condiciones normales. Se instala hincando directamente los perfiles al suelo.

5.3 INVERSOR DE STRING

El inversor convierte la corriente continua producida por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna.

Para la evacuación de la potencia proyectada en la presente instalación, será necesaria la instalación de 2 Centros de Transformación, con un total de 25 inversores de 200 kW de potencia nominal.

Los inversores operan de forma totalmente automática. Su sistema de control se basa en la toma de datos de tensión, frecuencia y potencia producida por los módulos para su operación mediante electrónica de potencia. El inversor, puesto que, aunque sea mínimo, tiene un consumo de la red, sólo arranca cuando los módulos solares generan energía suficiente para ello. En el momento en que se genera ese mínimo de energía, el inversor comienza a inyectar a la red. El inversor está diseñado para cumplir los códigos de red de Red Eléctrica de España, así como limitar la potencia en el punto de conexión a la potencia concedida en el permiso de acceso.

Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Habilitación
Profesional09/12
2025

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA

VISADO NO VALIDO EJECUCION

VISADO: 251486





Ilustración 9 : Inversor de string.

El inversor seleccionado será el Huawei 215KTL H0 de Huawei o similar. Las principales características del inversor seleccionado se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 16 : Características principales del inversor.

Características del inversor	
Características principales	
Tipo	STRING
Máxima eficiencia de conversión de DC a AC	≥99.0 %
Entrada (DC)	
Rango búsqueda MPPT	500 – 1.500 V
Tensión máxima de entrada	1500 V
Salida (AC)	
Potencia AC	200 kW
Tensión de salida	800 V
Frecuencia de salida	50 Hz

La potencia de los inversores se ha dimensionado de tal manera que la instalación fotovoltaica sea capaz, al mismo tiempo, de suministrar toda la potencia activa disponible y de cumplir con el requerimiento más restrictivo de potencia reactiva según el Código de Red, a máxima temperatura y sin la necesidad de equipos adicionales para la compensación de potencia reactiva.

5.4 TRANSFORMADOR

El transformador de potencia eleva la tensión de la salida de AC del inversor para reducir las pérdidas eléctricas en los circuitos de 30 kV de la instalación fotovoltaica.

Las principales características del transformador de potencia del centro de transformación escogido se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 17 : Características del transformador.

CARACTERISTICAS TRANSFORMADOR		
Modelo	ORMAZABAL 2.500	ORMAZABAL 3.000
Potencia	2.500 kVA	3.000 kVA
Sistema de refrigeración	ONAN-KNAN	ONAN-KNAN
Tipo de transformador	Sumergido en aceite	Sumergido en aceite
Relación de transformación	Dy11	Dy11

5.5 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

Los centros de transformación (CT) o Power Block son edificios o contenedores interiores. En estos centros la energía recolectada mediante los módulos solares se incrementa a un nivel más alto para que el transporte sea más fácil, pasando de baja a media tensión (30kV).

En los centros de transformación se alojan los transformadores y las celdas de media tensión.



Ilustración 10 : Centro de transformación

El centro de transformación se suministrará con celdas de media tensión conteniendo interruptores que incluyen una unidad de protección de transformador, una unidad de alimentación directa de entrada, una unidad de alimentación directa de salida y las placas eléctricas. Además, los elementos cumplirán con los requisitos de las normas y reglamentos aplicables para las condiciones de servicio especificadas.

Las cimentaciones del Centro de Transformación serán hormigonadas.

Las características principales del centro de transformación seleccionado se muestran en la Tabla 18.

Tabla 18 : Características centros de transformación.

Características Centro de transformación		
Modelo	ORMAZABAL PFU5	ORMAZABAL PFU7
Potencia (40°C)	2.500 kVA	3.000 kVA
Tipo de transformador	Sumergido en aceite	Sumergido en aceite
Relación de transformación	Dy11	Dy11
Dimensiones	6080x2.380x3.045 mm	8.080x2.380x3.045 mm

5.6 CABLEADO DE BAJA TENSIÓN

Los cables de baja tensión se utilizarán principalmente para la unión de cadenas de módulos fotovoltaicos en corriente continua, que llegarán hasta el inversor de string, y para la conexión de los inversores con los centros de transformación.

La caída de tensión máxima admisible en la instalación fotovoltaica no deberá ser superior el 1% en la parte de baja tensión en DC y el 1% en la parte de AC. Los conductores serán principalmente de cobre y tendrán una sección adecuada para evitar estas caídas de tensión y calentamientos.

Los cables se etiquetarán e identificarán adecuadamente mediante ferrules y tendrán un código de colores de acuerdo a la norma UNE 21.089 lo que facilitará las labores de mantenimiento. Los ferrules serán resistentes a la radiación ultravioleta e irán firmemente sujetos al cajetín que precinta el cable o al propio cable. Además, los conductores de todos los cables de control habrán de ir identificados a título individual en todas las terminaciones por medio de estos ferrules que llevarán rotulados caracteres indelebles, con arreglo a la numeración que figure en los diagramas de cableado pertinentes.

El cableado se conducirá de forma que tenga el menor impacto visual posible.

5.6.1 Cableado de baja tensión CC

Los cables de baja tensión en corriente continua se utilizarán principalmente para la unión de cadenas de módulos fotovoltaicos, que llegarán hasta el inversor de string. Para la elección de la sección del conductor se tendrá en cuenta las agrupaciones de potencia realizadas en los strings, la intensidad máxima admisible por el cable y la caída de tensión. El conexionado de los módulos se hará al tresbolillo. Estos terminales libres se conectarán en paralelo a través de conectores apropiados al inversor.

La conexión entre los módulos se realiza con cables multicontacto de fácil conexión que viene en los módulos fotovoltaicos. Son de sección $1 \times 4 \text{ mm}^2$ (IEC) y longitud de 280 mm, con un conector MC4 EV02.

El cableado de baja tensión en corriente continua tendrá una sección de 6 y 10 mm^2 e irá por la estructura y enterrado bajo tubo en aquellos tramos en los que sea necesario.

El tipo de cable seleccionado será el H1Z2Z2-K Cu / 1,5 kV o similar. Sus características principales se muestran a continuación:

- Preparado para tensiones de 1,5 kV en corriente continua.
- No propagador de llama, UNE-20432.1 (IEC-332.1).
- Conductor de Cu: clase 5.
- Aislamiento: XLPE.
- Cubierta: PVC
- Temperatura máxima de utilización: 120°C .
- Características constructivas: UNE-21123 (P-2)
- Los colores de los conductores aislados estarán de acuerdo con la norma UNE 21.089

5.6.2 Cableado de baja tensión CA

Los cables de baja tensión en corriente alterna se utilizarán principalmente para la unión de los inversores de string con el centro de transformación correspondiente. Para la elección de la sección del conductor se tendrá en cuenta la potencia de los inversores, la intensidad máxima admisible por el cable y la caída de tensión.

El cableado de baja tensión en corriente alterna tendrá una sección de 240 y 300 mm^2 e irá directamente enterrado. El tipo de cableado utilizado será XZ1 Al / 1,5 kV o similar.

5.7 CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN

Los cables de media tensión se utilizarán para la conexión entre los centros de transformación entre sí, así como la conexión de la planta fotovoltaica con la subestación. La caída de tensión máxima admisible en la instalación fotovoltaica no deberá ser superior al 1% y se realizará con cable de aluminio unipolar, aislamiento HEPR y de tensión nominal 18/30 kV y tensión máxima de 36 kV. La sección utilizada será de 240 mm^2 .

Las partes y características de los cables de media tensión son las siguientes:

- **Conductor:** conductor de aluminio de sección circular compacta.

- **Semiconductor interior:** formado por una capa de compuesto semiconductor extruido dispuesto sobre el conductor. De esta forma se consigue uniformar el campo eléctrico a nivel de conductor y se asegura que presente una superficie lisa al aislamiento. De forma opcional, se dispondrá una cinta semiconductor de empaquetamiento sobre el conductor sobre la que se forma la capa de compuesto semiconductor, evitando de esta forma la penetración en el interior de la cuerda del compuesto extruido.
- **Aislamiento:** Compuesto de HEPR y sometido a control de ausencia de contaminaciones.
- **Semiconductor exterior:** Capa de compuesto semiconductor extruido sobre el aislamiento y adherido al mismo para evitar la formación de una capa de aire ionizable entre la pantalla y la superficie de aislamiento.
- **Proceso de extrusión:** La extrusión se debe realizar sobre un cabezal triple, donde se aplican las 3 capas extruidas (semiconductor interior, aislamiento y semiconductor exterior) en el mismo momento. Esto garantiza interfases lisas entre el aislamiento y las pantallas semiconductoras que es esencial en cables de MT. La reticulación se realiza en seco para evitar el contacto con el agua durante la fabricación.
- **Pantalla metálica:** Pantalla de alambres de cobre.
- **Contraespira:** Cinta metálica de cobre cuya función es la conexión equipotencial de los alambres.
- **Cubierta exterior:** Cubierta exterior de poliolefina (PE) tipo DMZ1. La cubierta será de color rojo.
- **Consideraciones frente al fuego:** Debido a su composición, los cables serán exentos de halógenos. Además, serán no propagadores de la llama y con las características frente al fuego requeridas en la normativa vigente.

Los cables empleados tendrán las siguientes características generales:

- Norma aplicable: UNE HD 620 / RLAT-ITC 06
- Tensión asignada: 18/30 kV
- Conductor: Aluminio compacto clase 2
- Aislamiento: HEPR
- Pantalla: Cobre 16 mm²
- Cubierta: Normal DMZ1
- Temperatura máxima de operación: 105 °C
- Intensidad admisible: Según sección

5.8 SISTEMA DE PROTECCIONES

Para cumplir con la legislación vigente, la instalación contará con un sistema de protecciones. Además, este sistema comunicará constantemente con el Sistema de Control para detectar cualquier falta o anomalía.

Se diferencian principalmente 3 zonas de protección: el campo solar, los inversores y la media tensión.

- **Campo solar:** Para despejar falta frente a sobreintensidades mediante interruptores magnetotérmicos, sobretensiones mediante descargadores de tensión, y contactos directos e indirectos mediante interruptores diferenciales. Además, se controlará la corriente y el voltaje de string.
- **Inversores:** Para actuar frente a altas temperaturas, sobre o baja tensión, sobre o subfrecuencias, y fallo de red.
- **Centros de transformación:** Para actuar frente a altas temperaturas, sobre o baja tensión, sobre o subfrecuencias, y fallo de red.
- **Media tensión:** Para actuar frente a sobre intensidades y cortocircuitos principalmente.

5.9 SISTEMA DE CONTROL / SCADA

La planta fotovoltaica cuenta con un sistema de control SCADA en tiempo real. Este sistema permite conocer diferentes parámetros para actuar sobre ellos tanto en la operación como en el mantenimiento de la planta. El sistema está conectado mediante fibra con la sala de control.

Dentro del sistema de control SCADA hay un subsistema encargado de cumplir con el código de red en el punto de conexión, para cumplir así con la normativa europea y la implementación de la misma de acuerdo a i-DE del Grupo IBERDROLA. Este subsistema se denomina *Power Plant Controller (PPC)*.

El PPC recibe y envía consignas constantemente a los equipos principales como los inversores y sus equipos asociados. Las señales que recibe son principalmente de tensión, frecuencia, producción para su limitación en tiempo real, limitación de potencia por parte del operador del sistema, regulación de reactiva y Ramp up/down.

El SCADA permite el acceso a los datos recibidos desde al parque solar, los inversores, las celdas de media tensión, Power Blocks, subestación elevadora y contadores de medida.

5.10 SISTEMA DE MEDIDA

Para asegurar el cumplimiento de lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, así como en la Orden TEC/1281/2019, de 19 de diciembre, por la que se aprueban las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, la instalación fotovoltaica contará con los equipos de medición fiscal necesarios.

Se incluye a continuación una descripción de sistema de medida.

Los puntos de medida y frontera para la instalación fotovoltaica Bitxilore Solar serán de tipo 3, conforme a lo establecido en el Artículo 7 del RD 1110/2007 Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. Los equipos que se instalarán con el objetivo de conformar el sistema de medición fiscal deberán contar con la homologación oficial y cumplir con toda la normativa asociada.

Principalmente el sistema se compondrá de una celda de media tensión con la función de medición ubicada en el centro de transformación más cercano al punto de interconexión, la cual incorporará transformadores de corriente y tensión.

Desde aquí, la medición obtenida por dichos transformadores será transmitida mediante comunicación cableada a un cuadro de contador y registrador debidamente precintado ubicado en el perímetro de la instalación, que será accesible desde el exterior, pero con apertura restringida al personal autorizado. El sistema medición fiscal contará con los servicios de teledatada y accesibilidad, así como con todas las características técnicas y funcionalidad indicadas en la normativa aplicable.

Dado que la distancia entre el punto frontera, constituido por un centro de seccionamiento de nueva construcción que será cedido a la compañía distribuidora, y el punto de medida ambos en 30kV es de aproximadamente 700 metros, conforme a lo indicado en el punto 3.1 de la Orden TEC/128/2019 se considera que el punto de medida no es el mismo que el de frontera ya se superan los 50 metros de distancia para instalaciones entre 1kV y 66kV.

Por ello en base a lo indicado en dicho punto 3.1 se requiere de “compensación por pérdidas en los elementos de red interpuestos entre la frontera y el punto o puntos de medida comprobantes utilizados”. Los coeficientes de pérdidas aplicables se establecerán en base a los procedimientos de operación de medidas.

En base a lo anterior, se considera un esquema Tipo 1 conforme a lo indicado en el Apéndice A de la Orden TEC/128/2019, con un sistema de medición basado en el punto PM5 con compensación de pérdidas.

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Profesional

09/12
2025

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA

VISADO NO VALIDO EJECUCION

VISADO: 251486



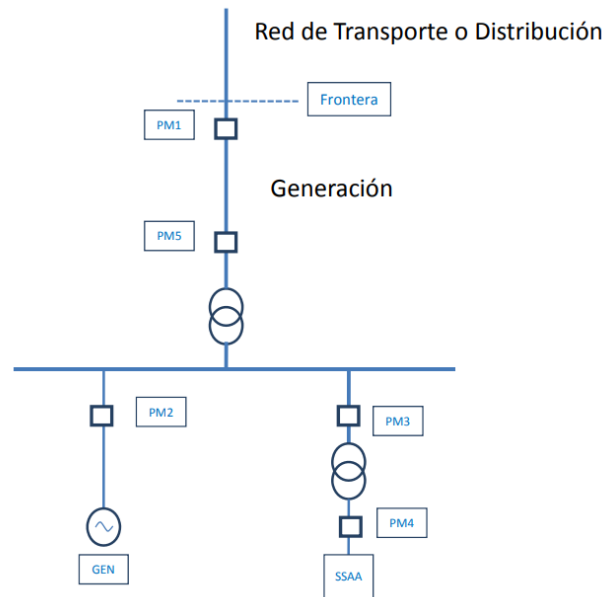


Ilustración 11: Esquema Tipo 1 según Apéndice A de TEC/128/2019

5.11 INSTALACIONES AUXILIARES

5.11.1 Servicios Auxiliares

La función de los Servicios Auxiliares de corriente alterna de la instalación fotovoltaica es la de garantizar el suministro de energía eléctrica en baja tensión necesario para la explotación, seguridad y mantenimiento de la instalación. La energía necesaria será aportada por la misma planta cuando se encuentre en funcionamiento y por la red en las horas en las que se encuentra fuera de servicio.

Cada bloque de potencia contará con un cuadro eléctrico para servicios auxiliares. En este cuadro general se instalarán las salidas y protecciones para los diferentes circuitos: circuitos de iluminación, tomas de fuerza, cuadros de monitorización, cuadros auxiliares, etc. Estará dimensionado, además, con salidas de reserva para posibles ampliaciones. Todos los circuitos se protegerán adecuadamente con un interruptor automático y un interruptor diferencial, si es necesario.

El edificio de O&M también contará con un cuadro de SS. AA. que se alimentará a través de un transformador de tensión 30/0,42 kV ubicado dentro de la sala eléctrica del edificio. Igualmente, el cuadro eléctrico general del edificio constará con salidas y protecciones para los diferentes circuitos de iluminación, fuerza, auxiliares, etc.

Para las líneas de alimentación de corriente alterna en baja tensión se utilizará cable de cobre de 0,6/1 kV. La sección del conductor se elige teniendo en cuenta el REBT y los siguientes criterios: intensidad de cortocircuito, intensidad máxima admisible y caída de tensión.

5.11.2 Sistemas Antiintrusismo

Se instalará un sistema de seguridad para evitar posibles robos del material de la instalación. El sistema de seguridad perimetral persigue evitar la intrusión de personas y/o vehículos al recinto que delimita la planta solar.

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

Este sistema estará formado por los siguientes elementos clave:

- Detección de movimiento, que activará una alarma y tendrá capacidad para redirigir las cámaras. La detección de movimiento podrá estar instalada a lo largo del vallado, o bien, deberá cubrir el área entre el vallado y el campo solar.
- También se podrán utilizar columnas con barreras de microondas o barreras de Infrarrojos.

Se dispondrán cámaras de inspección en todos los siguientes lugares:

- Perimetrales, que permitan la visualización de todo el perímetro de la planta.
- Junto a la entrada de la planta, el centro de control y el almacén, incluyendo lugares clave.
- Todas las cámaras instaladas tendrán la posibilidad de acceso en remoto a la visualización de la instalación.

Para garantizar que el sistema funcione en caso de corte de suministro eléctrico (por fallo o intencionado), se instala un Sistema de Alimentación Ininterrumpida (SAI).

5.11.3 Estaciones meteorológicas

La estación meteorológica a instalar tiene como objeto la toma de datos meteorológicos en el emplazamiento. Se instalarán estaciones meteorológicas, disponiéndose de piranómetros. Constarán de sensores para medir los siguientes parámetros:

- Irradiación en el plano horizontal.
- Irradiación en el plano de los módulos.
- Humedad relativa.
- Velocidad y dirección del viento.
- Precipitación.
- Presión atmosférica.

- Temperatura del módulo.
- Temperatura ambiente.

Cada estación meteorológica contendrá:

- Unidad de Adquisición de Datos Sistema Datalogger de registro y transmisión de datos.
- Unidad de Transmisión de datos a ordenador central. Opción GPRS-IP.
- Registro de parámetros en data-logger.
- 1 sensor de radiación solar. Piranómetro Secondary Standard en el plano de los módulos.
- 1 sensor de radiación solar. Piranómetro Secondary Standard situado en el plano horizontal.
- Sensores de temperatura y humedad relativa del aire.
- Torreta y mástil. Soporte tubular superior ajustable a 1,5 m de longitud, pedestal para fijar o embutir en basamento de hormigón y otros accesorios de montaje.
- Termopares para la medición de los datos de temperatura de la célula.
- Células de referencia calibradas por cada plano de orientación de módulos.
- Pluviómetro.
- Veleta y Anemómetro.
- Barómetro.
- Juego de cables de interconexión para el enlace de los sensores a la estación, recarga externa y comunicaciones.
- La estación dispondrá de un sistema de panel fotovoltaico y batería para su alimentación eléctrica. También se le dotará de una conexión a la red de servicios auxiliares.

Adicionalmente se pueden incluir sensores de suciedad para colocar en las mesas fijas cercanas a cada estación.

6 RECURSO SOLAR

Con el objetivo de estimar la energía solar que la planta fotovoltaica recibirá durante un año, se realiza un análisis del recurso solar. Generalmente se toman una serie de valores por hora para la irradiancia y la temperatura media. En este caso se ha utilizado el programa PVsyst para estimar estos valores. Los resultados del análisis del recurso solar aparecen en la Tabla 19.

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Profesional

09/12
2025

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA

VISADO NO VALIDO EJECUCION

VISADO: 251486



Tabla 19 : Valores mensuales del recurso solar obtenidos de los cálculos de producción (PVsyst).

Mes	GHI [kWh/m ²]	DHI [kWh/m ²]	Temperatura [°C]
Enero	43,6	24,45	4,77
Febrero	60,8	32,27	5,02
Marzo	106,0	51,02	8,04
Abril	131,6	62,57	10,14
Mayo	163,3	82,21	13,47
Junio	176,2	85,31	17,37
Julio	187,2	77,93	19,62
Agosto	162,7	70,24	19,66
Septiembre	124,4	52,29	16,50
Octubre	85,0	42,97	13,17
Noviembre	47,3	23,95	7,99
Diciembre	39,4	21,91	5,26
TOTAL	1327,5	627,12	11,79

7 RELACIÓN DE ORGANISMOS AFECTADOS

Tabla 20 : Relación de organismos afectados.

Organismo	Dirección postal
Ayuntamiento de Vitoria	Plaza España, 1, 01001, Vitoria, Álava
i-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U.	Bilbao (Bizkaia), Avda. de San Adrián, 48

8 CRUZAMIENTOS Y PARALELISMOS

8.1 LISTADO DE CRUZAMIENTOS Y PARALELISMOS

En la siguiente imagen pueden verse los cruzamientos y paralelismos de la planta fotovoltaica con diferentes organismos. En este caso, hay dos cruzamientos de la línea de MT de la planta con una línea eléctrica de 220kV.



COORDENADAS CRUCE CON CARRETERA (UTM 30)		
CRUCE	X	Y
L-01	X = 533205.8700	Y = 4747462.5364
L-02	X = 533267.2337	Y = 4747471.0999

8.2 CONDICIONES GENERALES PARA CRUZAMIENTOS

Se fijan, para cada uno de los casos del proyecto, las condiciones de los cruzamientos con los cables subterráneos. Estas canalizaciones deben cumplir con lo especificado en cada apartado y con las condiciones particulares explicadas a continuación.

- Con caminos o carreteras: Los cables se colocan en canalizaciones entubadas hormigonadas en toda su longitud. La profundidad hasta la parte superior del tubo más próximo a la superficie no será inferior a 0,6 m. En este proyecto la profundidad es diferente para las zanjas de baja tensión y las de media tensión. En el caso de los cruzamientos de las canalizaciones de baja tensión será superior a 0,6 m y para media tensión superior a 0,8 m.
- Siempre que sea posible el cruce se hará perpendicular al eje del vial.

9 EFECTOS MEDIOAMBIENTALES

Para el diseño de la instalación solar se requiere evaluar las condiciones ambientales de la ubicación propuesta, dado que la radiación, la temperatura del aire y la altitud son los principales factores que determinan el tamaño de la instalación.

La Radiación Global afecta a la cantidad de energía que recibirán los módulos fotovoltaicos, y por tanto, a la que producirán los mismos. La temperatura ambiente y la altitud de los terrenos sobre el nivel del mar también tienen que ser consideradas a efectos de las características de los equipos principales.

Los datos de radiación y temperatura utilizados para el estudio de producción y rentabilidad de la planta han sido proporcionados por la base de datos de PVGIS, dado que es de las bases más confiables y aceptadas por las principales entidades bancarias y fondos de inversión a efectos de tasación de la energía producida.

Los datos de producción han sido obtenidos mediante el software PVsyst, por ser el más potente y ampliamente aceptado para este tipo de tecnologías. La producción generada se ha estimado al inicio de la operación de la instalación, sin tener en cuenta la degradación del módulo, además se ha tenido en cuenta las condiciones de entrega de la energía producida, es decir, considerando todas las pérdidas hasta el alcance considerado en el presente proyecto.

La producción específica prevista de la instalación es de **1.270 kWh/kWp** y la energía total prevista a producir en el año es de **7.637,3 MWh/año**, alcanzando un Performance Ratio de la instalación de **PR = 85,76 %**. Según el IDAE el gasto eléctrico medio de una vivienda tipo en España es de 4.000 kWh anuales, por lo que con la previsión de energía generada podría abastecerse aproximadamente 1.974 viviendas anualmente.

En el **ANEXO III** se ofrece una descripción más detallada sobre el cálculo de la producción obtenido para la presente Planta Solar Fotovoltaica.

9.1 BALANCE DE CARBONO

Durante el proceso de fabricación, transporte, instalación y explotación de los elementos de la planta fotovoltaica se generan diversas cantidades de CO₂. Estas cantidades son cuantificables y se puede estimar el valor de las emisiones de CO₂ ahorradas a lo largo de la vida útil de la planta fotovoltaica.

El cálculo está basado en la suma de las llamadas "Emisiones de ciclo de vida" (LCE o Life Cycle Emissions) de los elementos, las cuales representan las emisiones de CO₂ asociadas a elementos concretos, incluyendo las cantidades de energía utilizadas durante su producción, operación, mantenimiento, venta, etc.

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Profesional

09/12
2025

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA
VISADO NO VALIDO EJECUCION

VISADO: 251486



Las toneladas de emisiones de CO₂ ahorradas se obtienen mediante el software PVsyst utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{Emisiones ahorradas} = (ERED \times SLT \times LCERED) - LCEPFV$$

Donde:

ERED: energía total generada por año [MWh/año]

SLT: duración esperada de la planta fotovoltaica (System Lifetime) [años]

LCERED: cantidad de emisiones de CO₂ por unidad de energía debida a la electricidad producida en el sistema eléctrico, basado en el "mix energético" [gCO₂/kWh]

LCEPFV: toneladas de emisiones de CO₂ debida a la construcción de los elementos de la planta fotovoltaica [tCO₂]

Se tiene en cuenta la degradación anual del módulo fotovoltaico, siendo según la hoja de características lineal y de aproximadamente del 0,45 % anual, afectando a la producción de cada año.

Por lo tanto, las toneladas de CO₂ ahorradas estimadas para la planta son las siguientes:

$$\text{Emisiones ahorradas} = (7.637,3 \text{ MWh} \times 25 \text{ años} \times 287 \text{ gCO}_2/\text{kWh}) - 10.483,95 \text{ tCO}_2$$

Emisiones ahorradas = 65.757,4 tCO₂

9.2 RECURSOS UTILIZADOS

Las partidas fundamentales que se tienen a la hora de estudiar los recursos consumidos por la instalación son:

- **Energía:** Electricidad y funcionamiento normal de la instalación.
- **Agua:** Funcionamiento normal de la actividad. Se estima en 1 litro de agua diluida con producto de limpieza biodegradable por panel por cada limpieza realizada en la planta fotovoltaica.
- **Materiales, piezas y fluidos del mantenimiento de instalaciones**
- **Materiales auxiliares:** Material de limpieza.

9.3 RESIDUOS GENERADOS

Esta actividad NO genera residuos directamente. Los principales tipos de residuos generados son los que se detallan a continuación:

- Envases de materiales y elementos que se utilizan en las instalaciones y para el mantenimiento de las instalaciones.

- Materiales y elementos retirados de los equipos durante el mantenimiento de las instalaciones.
- Productos de limpieza de instalaciones.

Con estos datos se procede a estudiar las principales partidas de residuos generados, teniendo en cuenta una serie de observaciones generales que se enunciarán a continuación.

- Todos los residuos deben minimizarse, pero poniendo especial énfasis en aquellos considerados peligrosos y en aquellos en los que se produzca mayor cantidad.
- Cualquier tipo de residuo peligroso, en el caso de que se genere, deberá entregarse a un gestor autorizado de dicho tipo de residuo.

Algunas de las medidas que se adoptan para la minimización de los residuos son las que se presentan a continuación:

- Utilización de envases y embalajes grandes, con lo que se evitan envases y embalajes empleados, restos de fluidos en los envases tras su utilización, y se mejora el aprovechamiento de los recursos consumidos.
- Utilización de materiales y elementos que no generen residuos peligrosos en la medida de lo posible.
- Utilización de elementos de gran duración, como por ejemplo en iluminación, con lo que, al prolongarse el período de sustitución de los mismos se generan menores residuos.

9.4 GESTIÓN DE RESIDUOS

La gestión de los residuos por parte de la empresa comprende todos los procesos que se sitúen desde la generación de los residuos hasta la entrega de estos a gestores de los mismos.

En el caso de los residuos asimilables a Residuos Sólidos Urbanos pueden depositarse en los contenedores que están dispuestos a tal fin por la Administración local o por quien ella disponga, y que será el gestor encargado de su manipulación desde ese momento. Todos aquellos residuos que no sean peligrosos deberán entregarse al gestor correspondiente siguiendo las indicaciones del mismo, procurando la separación de dichos residuos cuando sea posible.

9.4.1 Residuos peligrosos

En el caso de los residuos peligrosos, éstos deberán entregarse siempre a un gestor autorizado de los mismos, teniendo cuenta que no todos los gestores están autorizados para todos los tipos de residuos peligrosos.

La cantidad que se genera es reducida. Para la gestión de los mismos se firmará un contrato de mantenimiento de la instalación con un instalador eléctrico que se encargará de la retirada de dichos residuos.

Si no se sobrepasan las 10 TM de residuos peligrosos generados en un año se solicitará la condición de Pequeño Productor de Residuos Peligrosos, en caso de que se produzcan residuos peligrosos.

El proceso que se sigue en la gestión de los residuos peligrosos es el que se presenta a continuación:

- Disponer de un almacén temporal de residuos peligrosos.
- No almacenar los residuos peligrosos por un período superior a seis meses.
- No debe permitir mezclas entre diferentes residuos, peligrosos o no, o con otros elementos. Cubeto de retención o depósito de doble pared para residuos líquidos.
- Capacidad suficiente para almacenamiento de residuos entre períodos de recogida estimados.
- Envasar los residuos peligrosos como indica la legislación vigente.
- Envases sólidos y resistentes a la manipulación y a los materiales que contienen.
- Etiquetar adecuadamente los residuos peligrosos.
- Evitar etiquetas que puedan inducir a error.
- Llevar un registro de residuos peligrosos.
- Antes de la entrega de un residuo peligroso a un gestor autorizado debe disponerse de un documento acreditativo de la aceptación de dicho residuo por el gestor.
- Documentación de control de los residuos cumplimentada, y archivada por un período mínimo de cinco años.
- Comunicación de incidencias destacables relativas a residuos peligrosos (desaparición, escape o pérdida) a la Administración autonómica.
- Comunicación del traslado a la Administración, con una antelación mínima de diez días. Únicamente se pueden entregar los residuos peligrosos a transportistas autorizados.

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Profesional

09/12
2025

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA

VISADO NO VALIDO EJECUCION

VISADO: 251486



- Presentación de la Declaración anual de producción de residuos peligrosos ante la Administración. Presentación de un estudio de minimización de residuos a la Administración, cada cuatro años.
- Disponer de un seguro de responsabilidad civil cuando lo exija la Administración. Para el presente proyecto no se precisa solicitar la condición de Pequeño Productor de Residuos Peligrosos. Los residuos peligrosos que puedan provenir de mantenimiento o reparación de máquinas serán responsabilidad de la empresa mantenedora que realice el servicio, que será quien deba entregarlos a un Gestor Autorizado.

9.4.2 Residuos sólidos

Se generan residuos sólidos en cantidades muy poco importantes, todos ellos análogos a los que se generan en viviendas. Proviene de envases y de restos de materias primas y productos propios del establecimiento. La recogida selectiva de residuos, implantada en la Comunidad Autónoma, garantiza el adecuado tratamiento de los mismos.

Debido a la actividad de la empresa, y al no tener una producción de residuos tóxicos y peligrosos, esta empresa no estará obligada a solicitar su inscripción en el Registro de Pequeños Productores de Residuos Tóxicos y Peligrosos. No obstante, si éstos fueran generados, se debería realizar la correspondiente inscripción, pasando el control de los pequeños residuos a la Administración o a una entidad por ella autorizada, lo cual está recogido en el Real Decreto 553/2020, de 2 de junio, por el que se regula el traslado de residuos en el interior del territorio del Estado.

9.5 LIMPIEZA Y RESTAURACIÓN

Previamente a la finalización de los trabajos, se deberá realizar una limpieza general de los desechos generados durante la instalación.

Una vez finalizadas las obras en los casos en que exista compactación de suelos por haber circulado la maquinaria, se procederá a la descompactación mediante ripado, escarificado ligero o arado en función de los daños provocados y se procederá a depositar la tierra vegetal que se hubiera podido extraer antes del inicio del movimiento de tierras. Este depósito se realizará preferentemente en las zonas de trabajo temporal, para facilitar la regeneración natural.

En el documento *Estudio de Gestión de Residuos* se ofrece una descripción más detallada sobre la gestión de residuos.

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Profesional

09/12
2025

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA

VISADO NO VALIDO EJECUCION

VISADO: 251486



9.6 RADIO INTERFERENCIA

Será de aplicación lo establecido en la norma UNE-20509-1, 2 y 3 (CISPR 18-1,2 y 3: Características de las líneas y aparata de alta tensión, relativas a las perturbaciones radioeléctricas. Descripción del fenómeno. Métodos de medida y procedimientos para establecer los límites. Código práctico para minimizar la generación de ruido radioeléctrico).

9.7 CAMPOS ELÉCTRICOS Y MAGNÉTICO

Los valores máximos de campo eléctrico y magnético se limitarán según la Directiva Europea (Recomendación del Consejo de 12-07-99 relativa a la exposición del público en general a campos electromagnéticos de 0 Hz a 300 GHz 1999/519/CE) a 5 kV/m y 100 T, respectivamente, en zonas “donde los ciudadanos pasen un lapso de tiempo significativo”.

9.8 RUIDO ACÚSTICO

Con objeto de cumplir con el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITCRAT 01 a 23), más concretamente haciendo inciso en la Instrucción Técnica Complementaria (ITC-RAT 14), punto 4.8 Limitación del nivel de ruido emitido por instalaciones de alta tensión, para limitar el ruido originado por las instalaciones de alta tensión, éstas se dimensionarán y diseñarán de forma que los índices de ruido medidos en el exterior de las instalaciones se ajusten a los niveles de calidad acústica establecidos en el Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas.

Quedando los distintos componentes de la instalación sin emitir un ruido audible superior a un valor máximo pico de 140 dBA, ni en media ponderada superior a 80 dBA.

Sin perjuicio de lo anterior la instalación cumplirá la normativa autonómica o municipal correspondiente.

Debido a que el recinto donde se ubica la instalación de alta tensión se encuentra en terrenos rurales alejados de núcleos urbanos, no se adoptarán medidas adicionales para cumplir dichos niveles.

10 SEGURIDAD Y SALUD

El estudio de Seguridad y Salud sirve de base para que el contratista elabore el correspondiente Plan de Seguridad y Salud en el trabajo, en el que se analizarán, estudiarán,

desarrollarán y complementarán las previsiones contenidas en el documento, en función de su propio sistema de ejecución de la obra.

La evaluación de riesgos incluida en el Estudio de seguridad y salud incluye únicamente los riesgos de Seguridad en el Trabajo. No están incluidos, en el caso de que existan, la identificación y evaluación de los riesgos derivados de las radiaciones ionizantes, riesgos higiénicos (contaminantes físicos, químicos y biológicos) y riesgos ergonómicos y psicosociales.

En este estudio se detallan aspectos relacionados con los riesgos y medidas preventivas de los procesos de obra, los equipos de trabajo, los medios auxiliares, las instalaciones de obra y la evaluación de los riesgos. Asimismo, se especifican las medidas relacionadas con Seguridad y Salud.

El presupuesto total para las actividades de seguridad y salud asciende a la cantidad de **TREINTA Y TRES MIL TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO EUROS (33.365 €)**.

11 GESTIÓN DE RESIDUOS

El estudio de gestión de residuos sirve como herramienta para una correcta gestión de los residuos de construcción y demolición de obras. De esta forma, se minimiza el efecto negativo de la actividad de construcción sobre el medio ambiente, contribuyendo a su sostenibilidad. Asimismo, pretende cumplir con la normativa vigente que establece la obligatoriedad de un documento que garantice la correcta gestión de los residuos producidos en la fase de ejecución de obra.

El productor de los residuos velará por el cumplimiento de la normativa específica vigente, fomentando la prevención de los residuos en obra, la reutilización, reciclado y otras formas de valoración, asegurando, siempre, el tratamiento adecuado para asegurar el desarrollo sostenible de la actividad de construcción.

El contratista deberá presentar al promotor un PLAN DE GESTIÓN de RCD basado en las descripciones y contenido del Estudio de Gestión de Residuos del Proyecto, y deberá ser aprobado por el director de obra y aceptado por el promotor.

En este estudio se explican la base de segregación; la estimación de la cantidad de residuos; las medidas para la reducción de la producción de residuos; las medidas para la separación de los residuos en obra; las medidas de valoración y eliminación de residuos; las instalaciones previstas para el almacenamiento manejo y posterior transporte de los residuos; y las prescripciones técnicas para la gestión de residuos.

Se estima un coste de ejecución material para la Gestión de Residuos del presente proyecto de **ONCE MIL NOVECIENTOS SESENTA Y DOS CON NOVENTA Y SIETE EUROS (11.962,97 €)**.

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Profesional

09/12
2025

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA

VISADO NO VÁLIDO EJECUCIÓN

VISADO: 251486

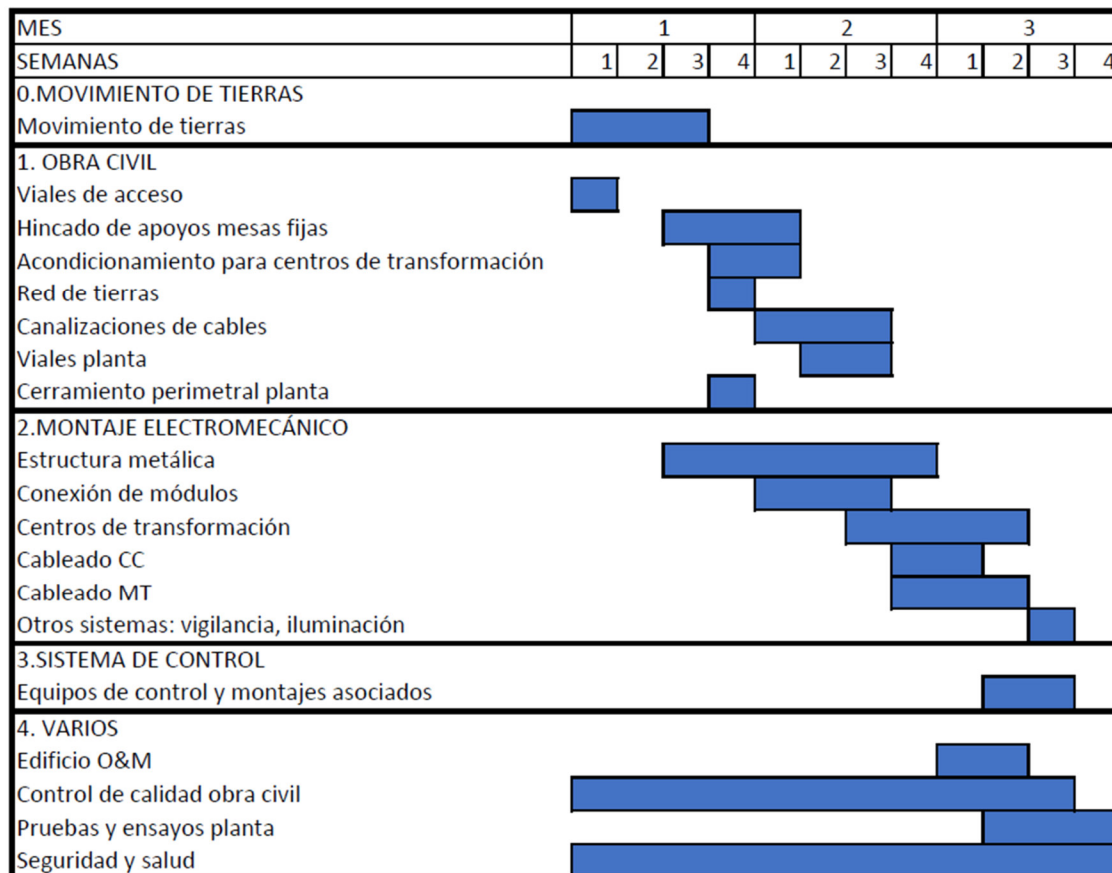


12 RELACIÓN DE BIENES Y DERECHOS AFECTADOS

Con el fin de determinar las parcelas afectadas tanto por la planta fotovoltaica como por la infraestructura de evacuación en 30 kV, se realiza una relación de bienes y derechos afectados. En este estudio se incluyen las parcelas afectadas y el polígono al que pertenece, así como su referencia catastral. Asimismo, se especifica el término municipal al que pertenece, en este caso Vitoria.

Para cada una de las parcelas se determina la superficie de ocupación tanto temporal como definitiva. En total se afecta a 2.946,65 m² de forma temporal y 49.380,89m² de forma permanente, incluyendo tanto la planta como la infraestructura de evacuación.

13 CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DE LAS OBRAS



14 PRESUPUESTO DE INSTALACIONES PROYECTADAS

PROYECTO FV BITXILORE SOLAR
PRESUPUESTO PLANTA FV 6,013 MWp

Ref.	Descripción	Unidad	Medición	P. Unitario	P. Total (€)
1	MATERIALES Y EQUIPOS PRINCIPALES				2,563,468.54 €
2	OBRA CIVIL				381,881.48 €
3	MONTAJE ELECTRICO Y MECÁNICO				149,192.41 €
4	ESTUDIO GESTION DE RESIDUOS				11,444.65 €
5	ESTUDIO SEGURIDAD Y SALUD				33,365.00 €
6	ESTUDIO IMPACTO AMBIENTAL				102,752.34 €
	TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL				3,242,104.42 €
	SUBTOTAL AYUNTAMIENTO VITORIA				3,242,104.42 €
	TOTAL PRESUPUESTO DE INVERSIÓN				3,825,683.21 €
	PLAN DE VIGILANCIA AMBIENTAL				107,048.00 €
	TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA				4,758,604.77 €

El presupuesto de ejecución de material asciende a la expresada cantidad de:

TRES MILLONES DOSCIENTOS CUARENTA Y DOS MIL CIENTO CUATRO EUROS CON CUARENTA Y DOS CÉNTIMOS

15 CONCLUSIÓN

Con lo expuesto en la presente memoria, planos y documentos adjuntos, se informa a I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U., de los trabajos a realizar para la construcción del parque fotovoltaico Bitxilore Solar, situado en el término municipal de Vitoria, en la comunidad del País Vasco (España), así como la afección que dichos trabajos suponen en el ámbito de su competencia.

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Profesional

09/12
2025

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA

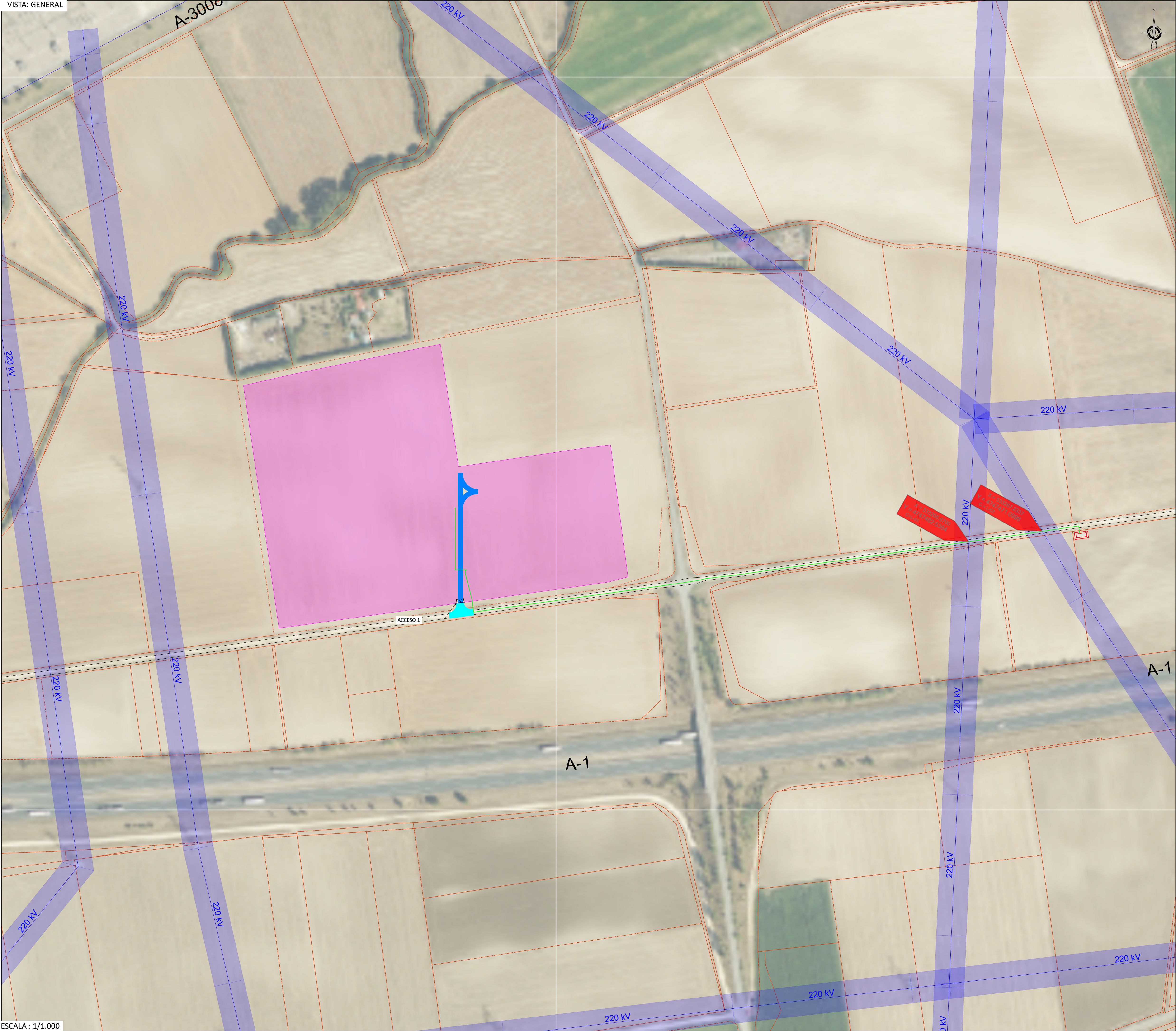
VISADO NO VALIDO EJECUCION

VISADO: 251486

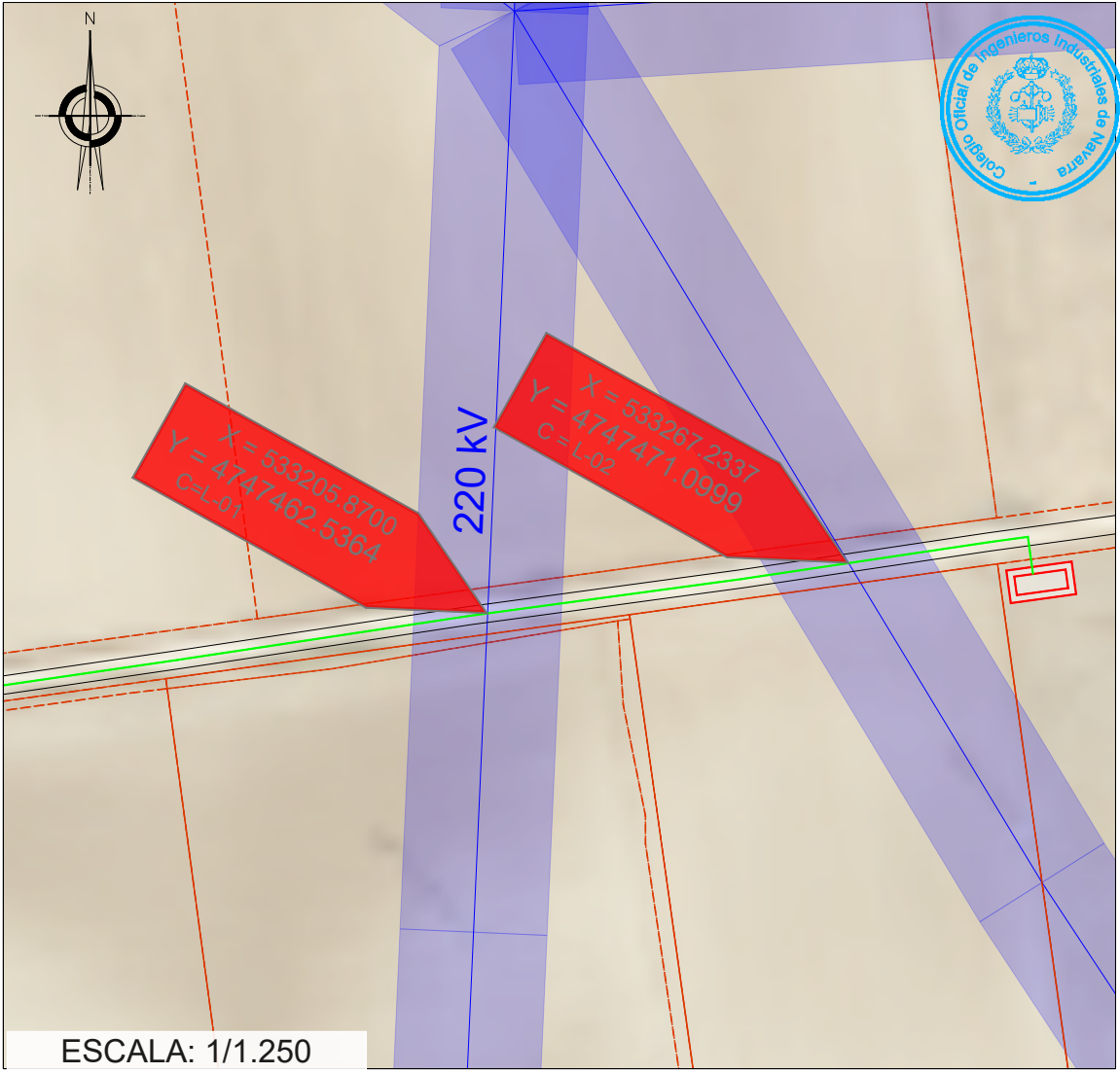


ANEXO I: PLANO SEPARATA

Habilitación Profesional Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ	09/12 2025	COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA VISADO NO VALIDO EJECUCION VISADO: 251486 
--	-----------------------	---



ESCALA : 1/1.000



ESCALA: 1/1.250

COORDENADAS CRUCE CON CARRETERA (UTM 30)		
CRUCE	X	Y
L-01	X = 533205.8700	Y = 4747462.5364
L-02	X = 533267.2337	Y = 4747471.0999

LEYENDA	
	LIMITE CATASTRAL
	VALLADO
	LINEA MT
	PUERTA DE ACCESO
	CAMINO ACCESO
	CAMINO INTERNO
	CENTRO DE SECCIONAMIENTO
	RESTRICCIÓN 25 m LINEA ELECTRICA DE 220 kV

0A	24/11/25	Emisión Inicial	B.A.	A.M.P.	G.B.P.
REV.	FECHA	PROPÓSITO/DESCRIPCIÓN	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
FV BITXILORE SOLAR					
CLIENTE:		INGENIERÍA:		TÍTULO:	
ENERPARC		EOSOL		SEPARATA I-DE	
DATUM:		ETRS89		CÓDIGO DEL PLANO:	
PROYECCIÓN:		UTM 30N		BIT-251203-DWG-30	
FORMATO:	A1	ESCALA:	1/1.500	HOJA:	1
REV:	0A				

Toda la información contenida en este documento es confidencial y propiedad de ENERPARC, y la copia o reproducción total o parcial está prohibida sin autorización previa.

INGENIERÍA: EOSOL

TÍTULO: SEPARATA I-DE

CÓDIGO DEL PLANO: BIT-251203-DWG-30

FORMATO: A1

ESCALA: 1/1.500

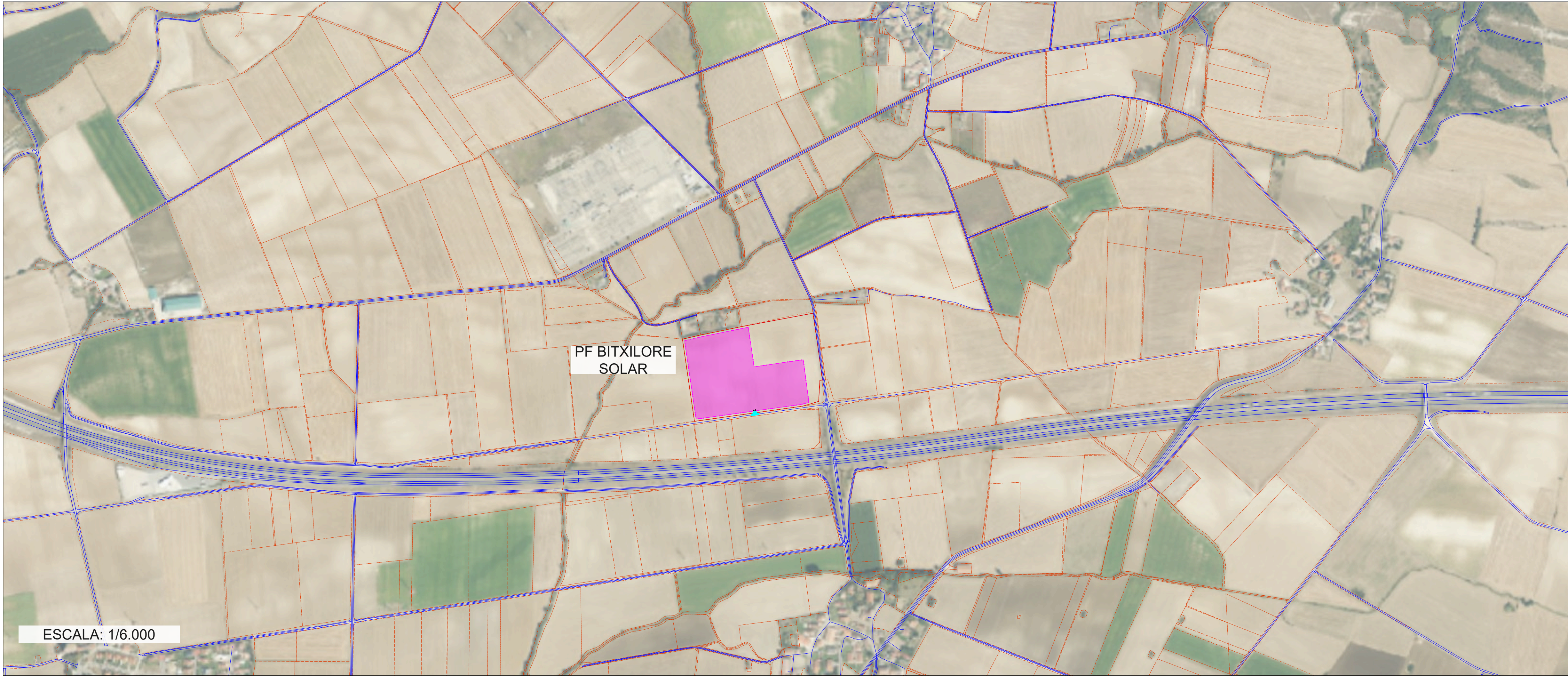
HOJA: 1

REV: 0A

Página 53 de 62

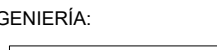
ANEXO II: PLANOS DEL PROYECTO

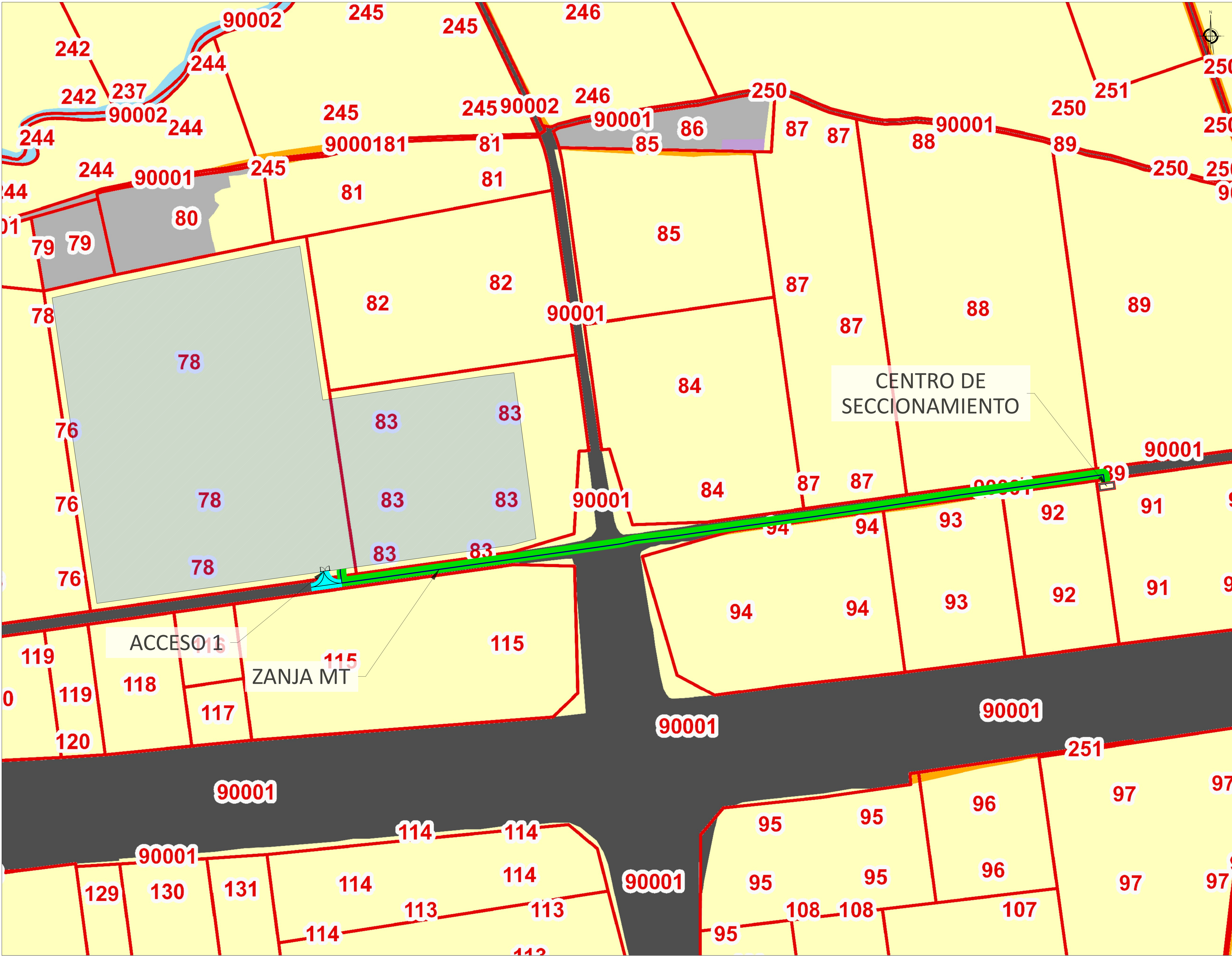
Habilitación Profesional Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ	09/12 2025	COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA VISADO NO VALIDO EJECUCION VISADO: 251486 
--	-----------------------	---



DATOS INFORMATIVOS	
Provincia	ÁLAVA
Municipios	VITORIA

LEYENDA	
	LIMITE CATASTRAL
	VALLADO
	PUERTA DE ACCESO
	CAMINO ACCESO
	ZONA IMPLANTACIÓN
	RED VIARIA

0A	13/11/25	Emisión Inicial	J.M.F.	B.A.	G.B.P.
REV.	FECHA	PROPÓSITO/DESCRIPCIÓN	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
BITXILORE SOLAR					
CLIENTE:		INGENIERÍA:	TÍTULO:		
			SITUACIÓN Y LOCALIZACIÓN		
DATUM:		ETRS89	CÓDIGO DEL PLANO:		
PROYECCIÓN:		UTM 30N	BIT-251203-DWG-11		
FORMATO:		A1	ESCALA:	HOJA:	REV.:
			1/1.000	1	0A
Página 5 de 62					



Sistema de identificación de parcelas según *Sistema de Identificación Geográfica de Parcelas Agrícolas, SIGPAC (País Vasco)*

DETALLE AFECCIÓN CAMINOS

Diagrama de detalle de la afccin de caminos. Muestra una seccin transversal de un camino con una zona de afccin temporal de 5 m de ancho. El eje del camino est centrado. Las dimensiones laterales son de 2,5 m cada una.

5 (m)

Zona de afccin Temporal Caminos

Eje Camino

2,5 (m)

2,5 (m)

Habilitacin	Cooperado: 1546 RUBEN PASCUAL - HERNADEZ
09/20	
TRIALES DE INAVARRIA	UCON

DETALLE AFECCIÓN ZANJA MT

Zanja MT

Zona de afección Temporal Zanja MT

Zona de afección Permanente Zanja MT

Zanja MT

Zona de afección Temporal Zanja MT

2.3 (m)

3.9 (m)

0.3 (m)

0.6 (m)

2 (m)

0A	25/11/25	Emisión Inicial	J.M.F.	B.A.	G.B.P.
REV.	FECHA	PROPÓSITO/DESCRIPCIÓN	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

FV BITXILORE SOLAR

ENERPARC Toda la información contenida en este documento es confidencial y propiedad de ENERPARC, y la copia o reproducción total o parcial está prohibida sin autorización previa.	INGENIERÍA:	TÍTULO: RBDA					
		DATUM:	BIT-251203-DWG-26				
		ETRS89					
		PROYECCIÓN:	FORMATO:		ESCALA:	HOJA:	REV.:
		UTM 30N	A1		1/1.000	1	0A
						Página 36 de 36	



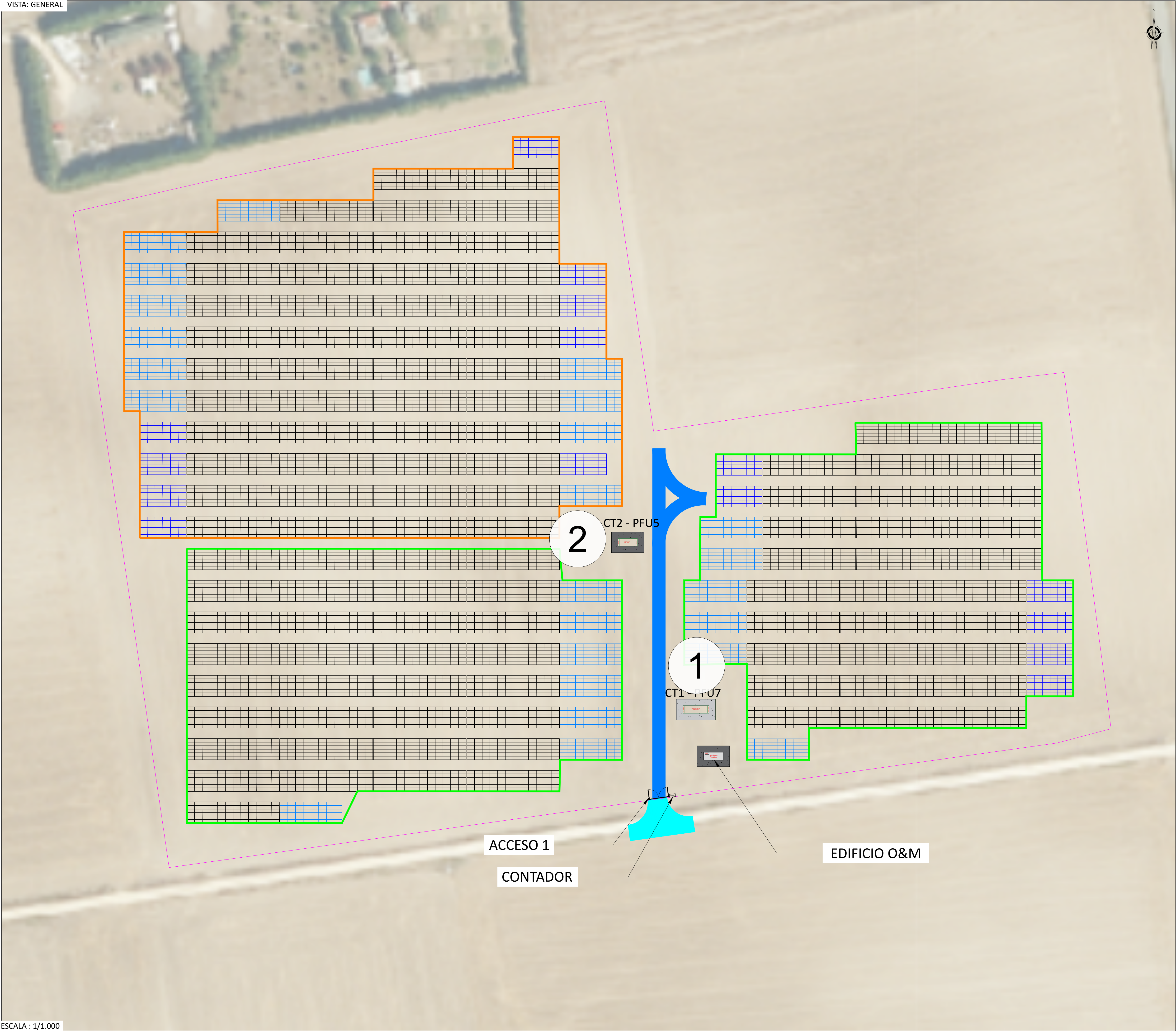
COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA
VISADO NO VALIADO ESECUCCIÓN
VISADO: 251498
Habilitación: 09/12/2025
Original: IÑAKI RUBÉN PASCUAL HERNÁNDEZ
Profesional

LEYENDA	
	VALLADO
	PUERTA DE ACCESO
	CAMINO ACCESO
	CAMINO INTERNO
	RED VIARIA

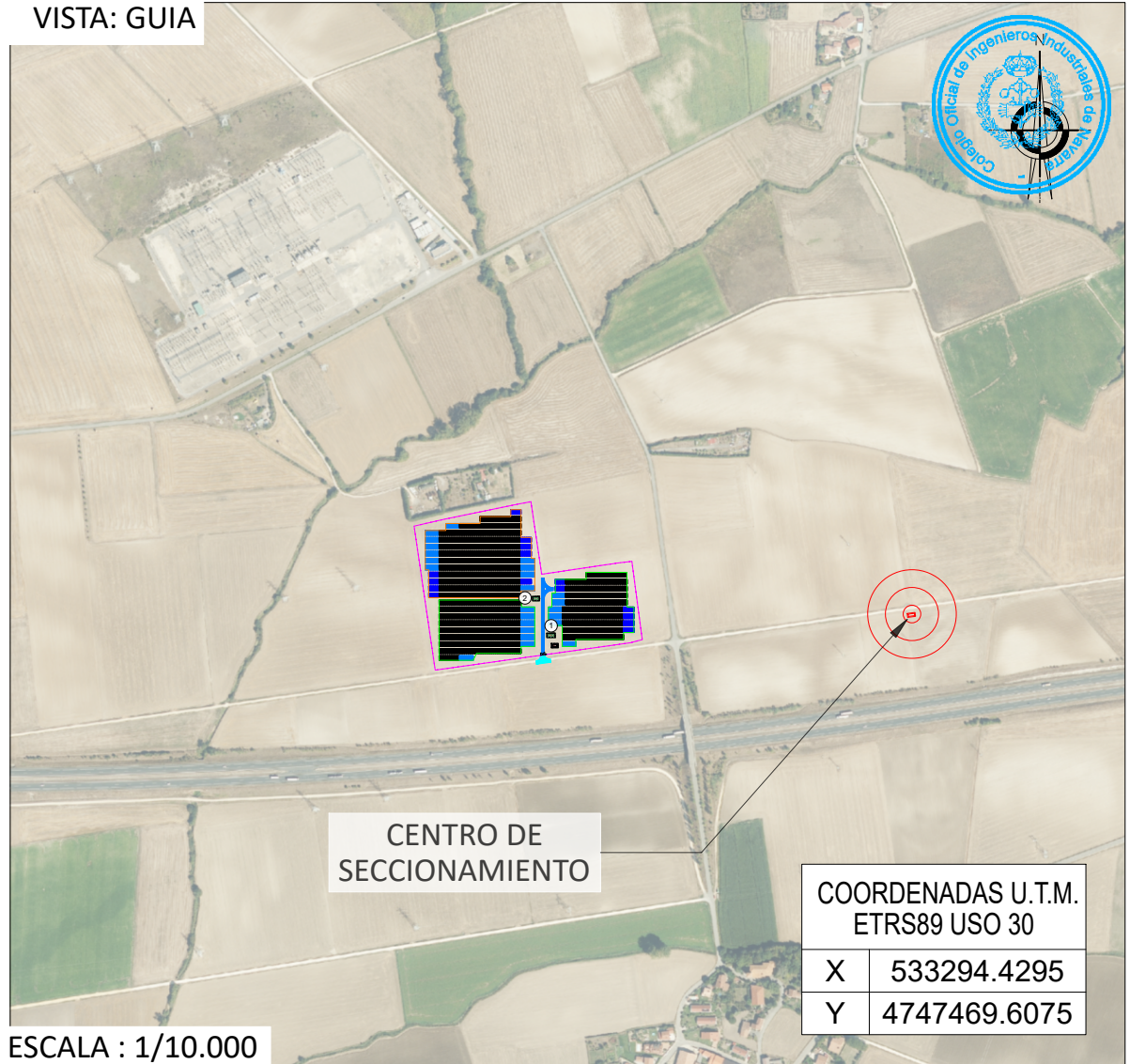
COORDENADAS VALLADO		
	Coordenada X	Coordenada Y
P01	532600.1037	4747592.6508
P02	532764.6097	4747627.0631
P03	532779.7937	4747524.8396
P04	532906.7969	4747543.0267
P05	532921.3426	4747432.7965
P06	532904.9018	4747428.4177
P07	532629.8481	4747389.8485

0A	14/11/25	Emisión Inicial	J.M.F.	B.A.	G.B.P.
REV.	FECHA	PROPÓSITO/DESCRIPCIÓN	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

BITXILORE SOLAR					
CLIENTE: 		INGENIERÍA: 		TÍTULO: PLANTA VALLADO	
Toda la información contenida en este documento es confidencial y propiedad de ENERPARC, y la copia o reproducción total o parcial está prohibida sin autorización previa.		DATUM: ETRS89		CÓDIGO DEL PLANO: BIT-251203-DWG-17	
		PROYECCIÓN: UTM 30N		FORMATO: A1	ESCALA: 1/1.000
				HOJA: 1	REV.: 0A



ESCALA : 1/1.000



CONFIGURACIÓN GENERAL DE LA PLANTA FV	
Nº BLOQUES DE POTENCIA	2
PITCH (m)	9,8
Nº DE ESTRUCTURAS 6H x 6	15
Nº DE ESTRUCTURAS 6H x 8	24
Nº DE ESTRUCTURAS 6H x 12	107
TIPO DE MÓDULO	TWMNH-66HD640
POTENCIA DE MÓDULO (Wp)	640
Nº DE MÓDULOS	9.396
TIPO DE INVERSOR	HUAWEI SUN2000-215KTL H0
POTENCIA INVERSOR (kW)	200
Nº DE MÓDULOS POR STRING	27

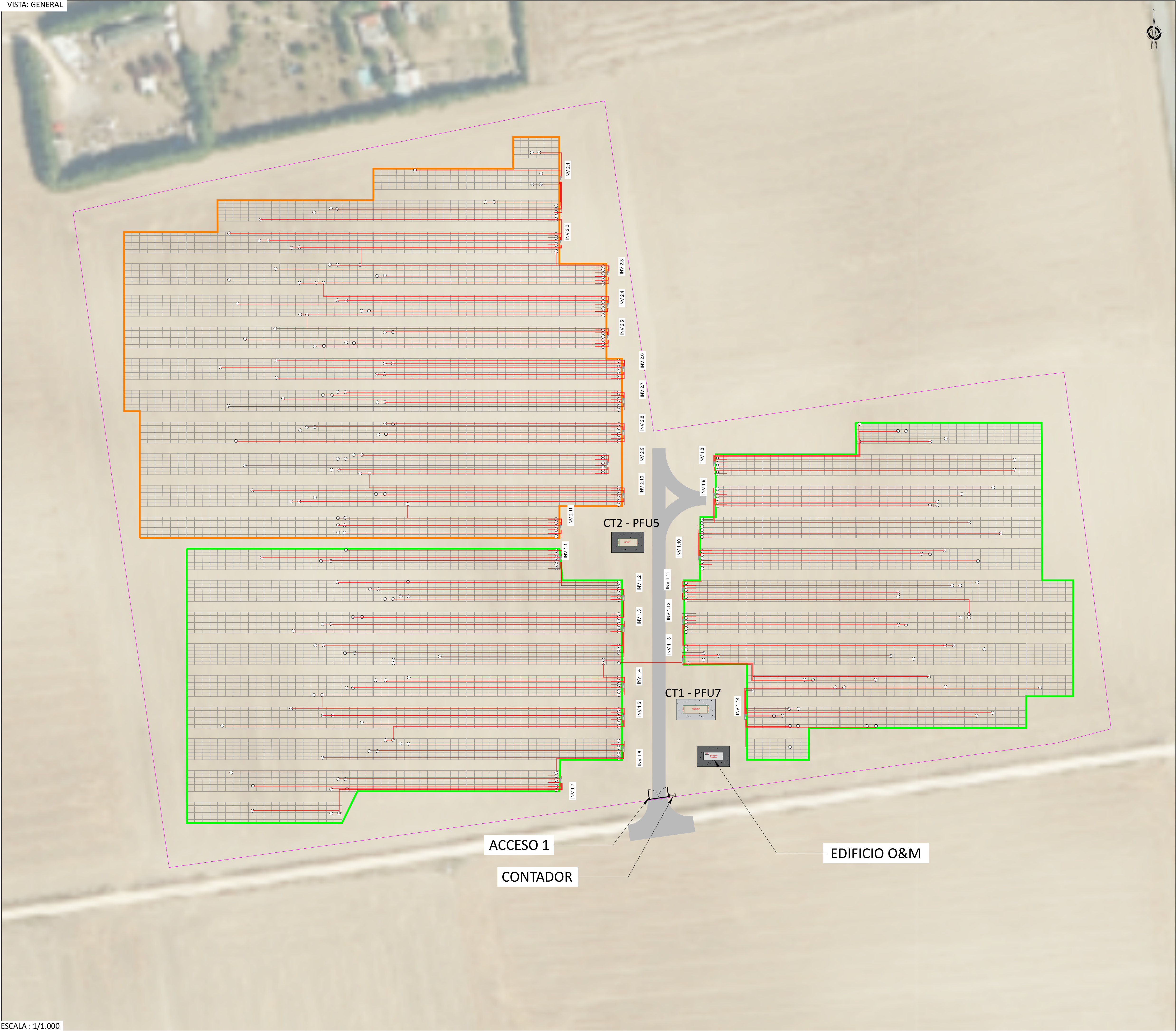
Nº (TST)	INVERSORES POR TST	STRINGS POR INVERSOR	STRINGS POR TST	POT INV (kW)	POT DC (kW)
TST 01	14	13/ 14/ 15	196	2.800	3.394,56
TST 02	11	13 / 14	152	2.200	2.618,88
TOTAL	25	-	348	5.000	6.013,44

(1) NOTA: Se instala un contador de medida de potencia en planta accesible desde el Acceso 1.

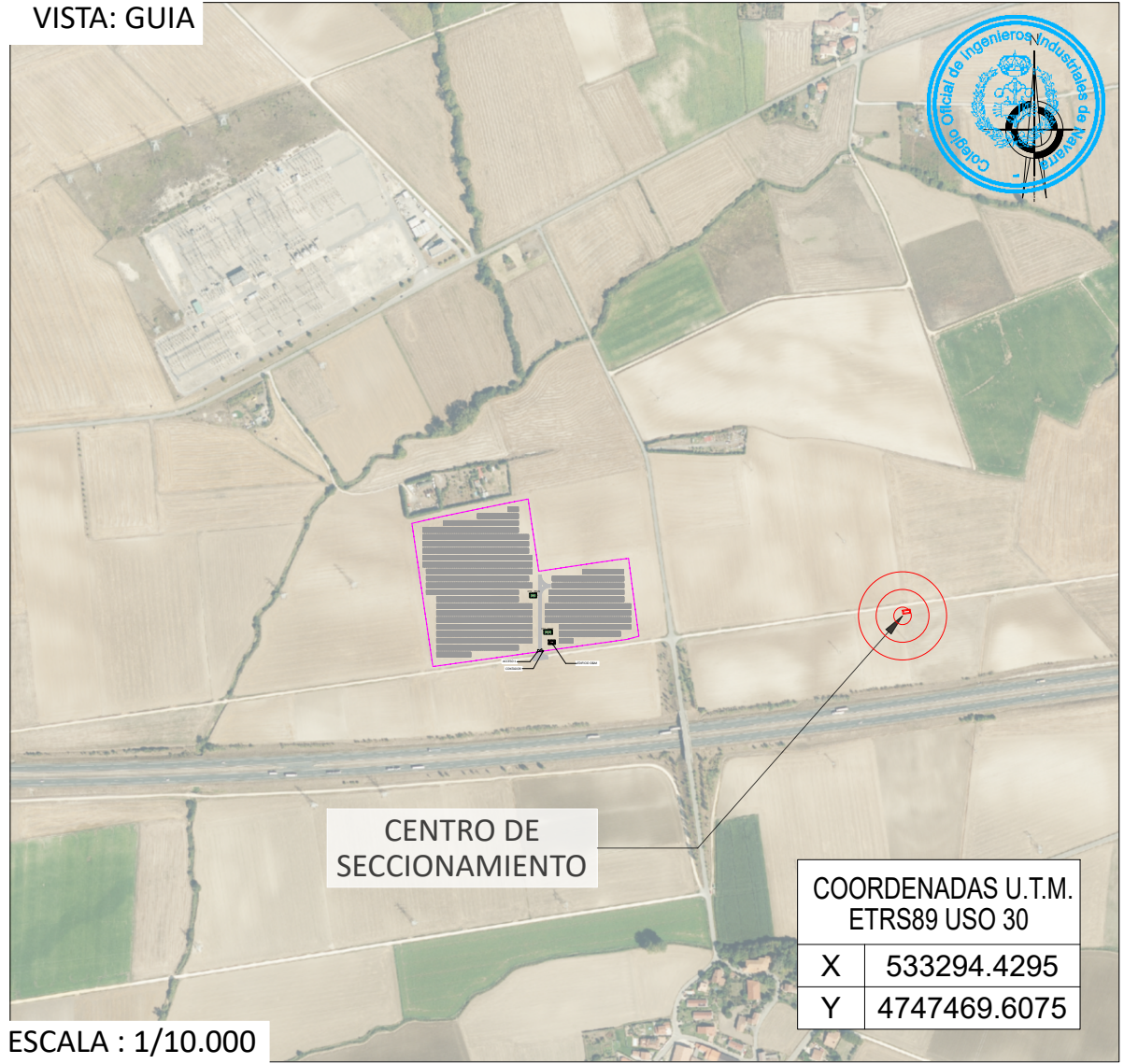
LEYENDA	
	VALLADO
	PUERTA DE ACCESO
	CAMINO ACCESO
	CAMINO INTERNO
	ESTRUCTURA FIJA 6H x 12
	ESTRUCTURA FIJA 6H x 8
	ESTRUCTURA FIJA 6H x 6
	TST 01
	TST 02
	CENTRO DE SECCIONAMIENTO

REV.	FECHA	PROPOSITO/DESCRIPCION	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
OB	01/12/25	Atención a comentarios	J.M.F.	B.A	G.B.P.
OA	18/11/25	Emisión Inicial	J.M.F.	B.A	G.B.P.

PV BITXILORE SOLAR						
CLIENTE:	INGENIERÍA:		TÍTULO:	LAYOUT GENERAL (VITORIA - GASTEIZ)		
						
Toda la información contenida en este documento es confidencial y propiedad de ENERPARC, y la copia o reproducción total o parcial está prohibida sin autorización previa.			CÓDIGO DEL PLANO:	BIT-251203-DWG-12		
DATUM:	ETRS89		FORMATO:	ESCALA:	HOJA:	REV:
PROYECCIÓN:	UTM	30N	A1	1/1.000	1	0B



ESCALA : 1/1.000



ESCALA : 1/10.000

CONFIGURACIÓN GENERAL DE LA PLANTA FV					
Nº BLOQUES DE POTENCIA	2				
PITCH (m)	9.8				
Nº DE ESTRUCTURAS 6H x 6	15				
Nº DE ESTRUCTURAS 6H x 8	24				
Nº DE ESTRUCTURAS 6H x 12	107				
TIPO DE MÓDULO	TWMNH-66HD640				
POTENCIA DE MÓDULO (Wp)	640				
Nº DE MÓDULOS	9.396				
TIPO DE INVERSOR	HUAWEI SUN2000-215KTL H0				
POTENCIA INVERSOR (kW)	200				
Nº DE MÓDULOS POR STRING	27				

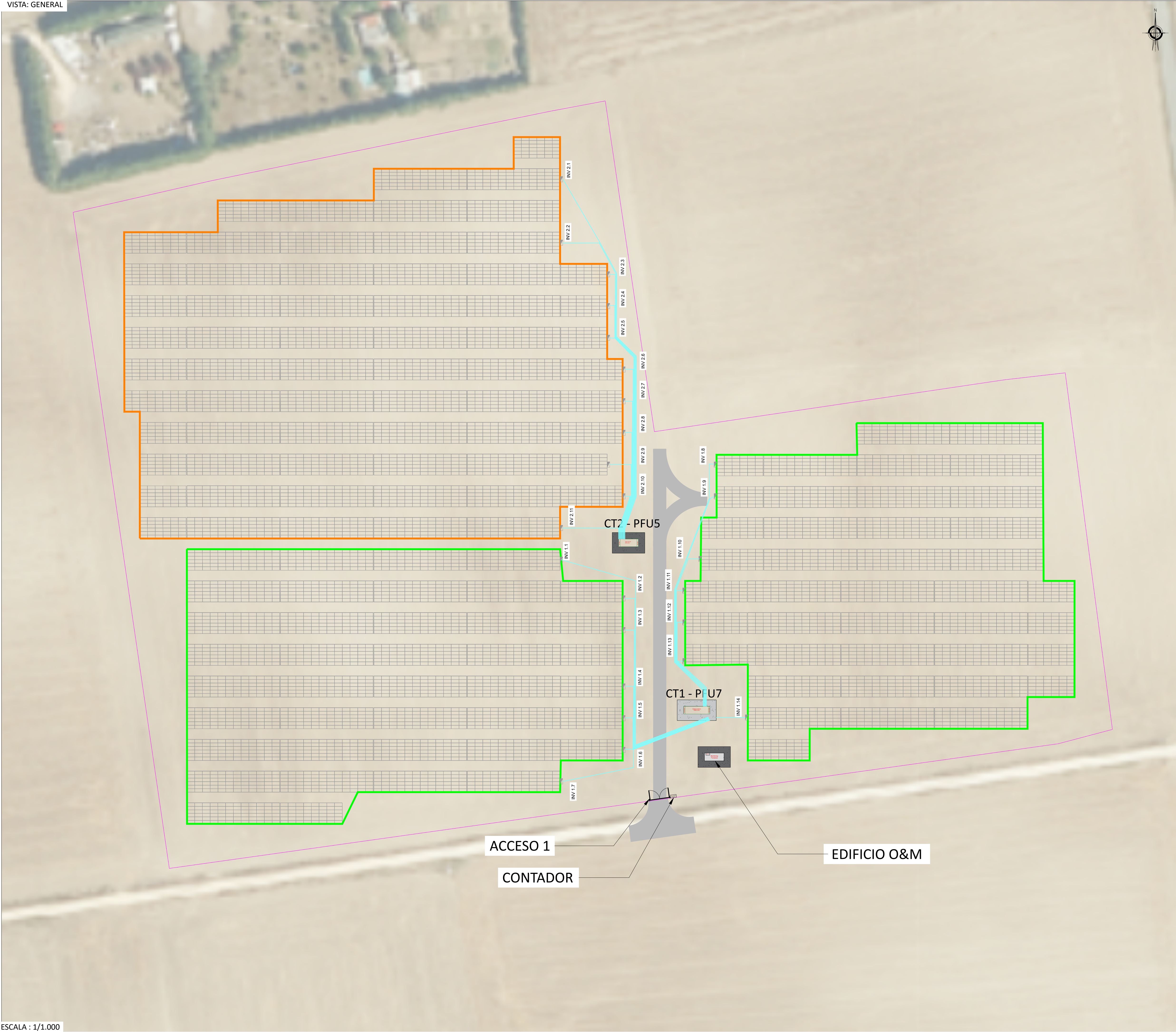
Nº (TST)	INVERSORES POR TST	STRINGS POR INVERSOR	STRINGS POR TST	POT INV (kW)	POT DC (kW)
TST 01	14	13/ 14/ 15	196	2.800	3.394.56
TST 02	11	13 / 14	152	2.200	2.618.88
TOTAL	25	-	348	5.000	6.013.44

LEYENDA	
	VALLADO
	PUERTA DE ACCESO
	CAMINO ACCESO
	CAMINO INTERNO
	ESTRUCTURA FIJA 6H x 12
	ESTRUCTURA FIJA 6H x 8
	ESTRUCTURA FIJA 6H x 6
	TST 01
	TST 02
	CABLEADO BT DC
	INICIO DE STRINGS
	INVERSOR

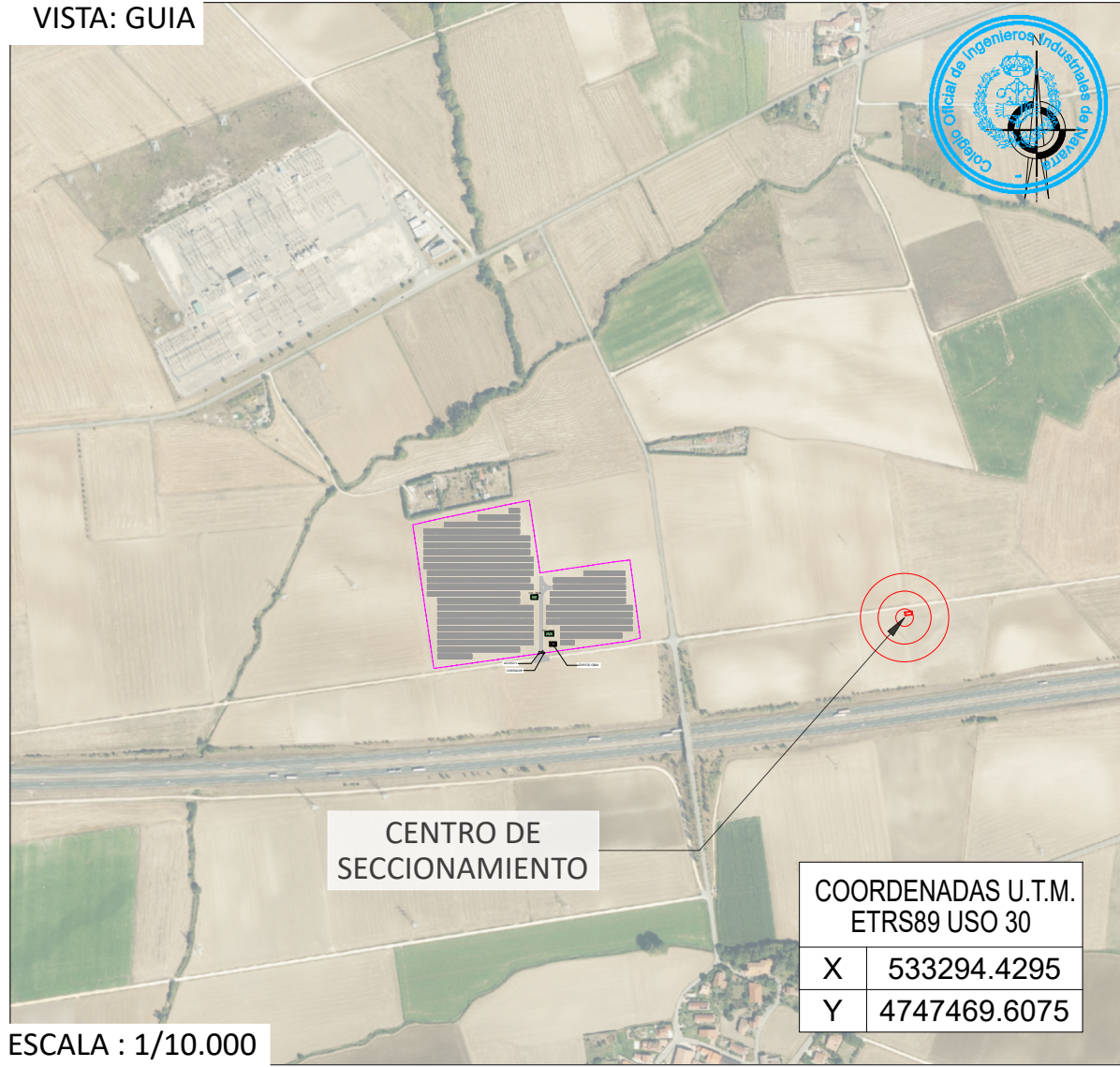
OB	01/12/25	Atención a comentarios	B.A.	A.M.P.	G.B.P.
OA	21/11/25	Emisión Inicial	B.A.	A.M.P.	G.B.P.
REV.	FECHA	PROPÓSITO/DESCRIPCIÓN	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

PV BITXILORE SOLAR					
CLIENTE:	INGENIERÍA:	TÍTULO:			
ENERPARC	EOSOL	TRAZADO BT			
DATUM:		CÓDIGO DEL PLANO:			
ETRS89		BIT-251203-DWG-19			
PROYECCIÓN:	FORMATO:	ESCALA:	HOJA:	REV:	
UTM 30N	A1	1/1.000	1	0B	

Toda la información contenida en este documento es confidencial y propiedad de ENERPARC, y la copia o reproducción total o parcial está prohibida sin autorización previa.



ESCALA : 1/1.000

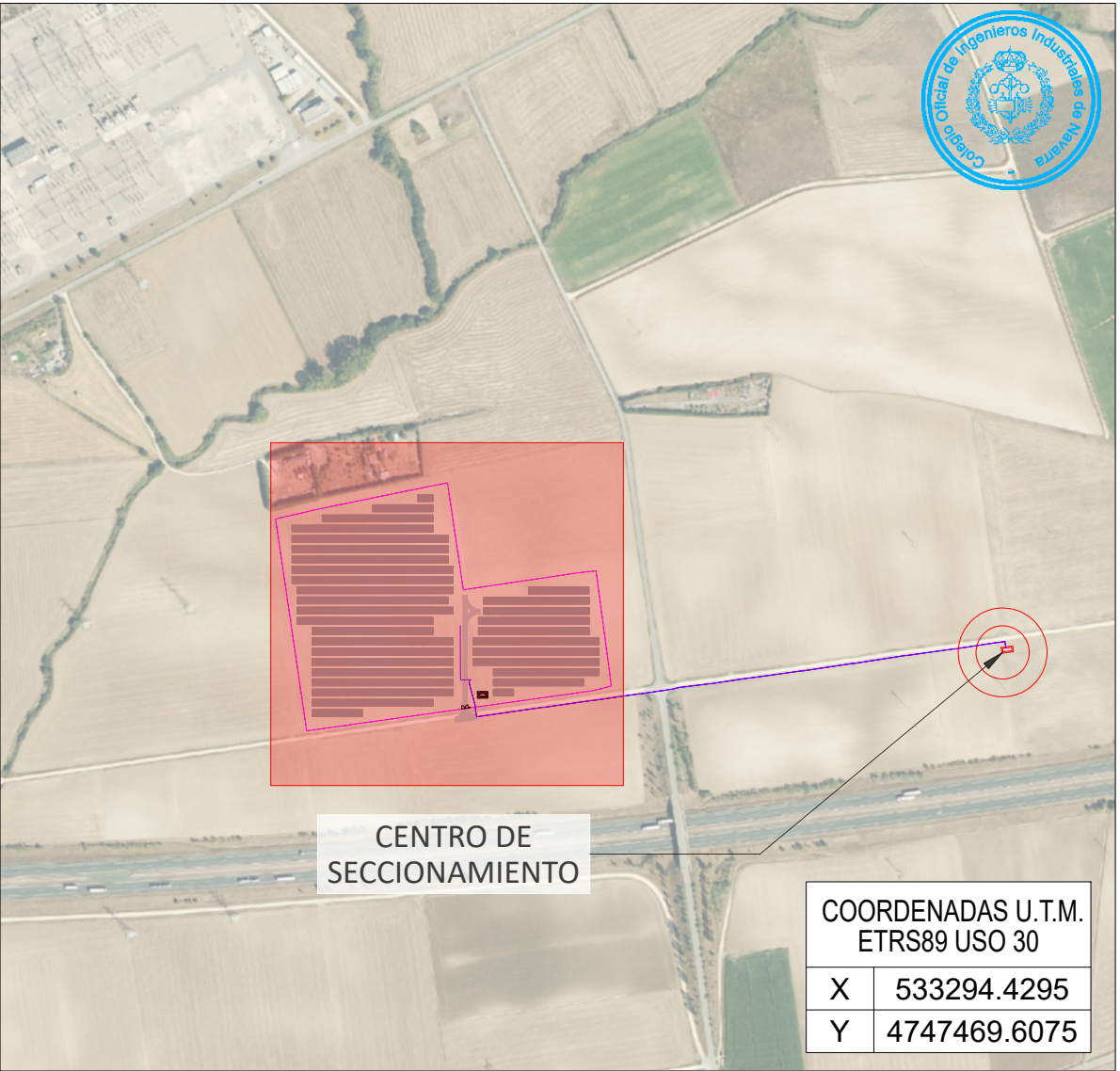


CONFIGURACIÓN GENERAL DE LA PLANTA FV					
Nº BLOQUES DE POTENCIA	2				
PITCH (m)	9,8				
Nº DE ESTRUCTURAS 6H x 6	15				
Nº DE ESTRUCTURAS 6H x 8	24				
Nº DE ESTRUCTURAS 6H x 12	107				
TIPO DE MÓDULO	TWMNH-66HD640				
POTENCIA DE MÓDULO (Wp)	640				
Nº DE MÓDULOS	9.396				
TIPO DE INVERSOR	HUAWEI SUN2000-215KTL H0				
POTENCIA INVERSOR (kW)	200				
Nº DE MÓDULOS POR STRING	27				
Nº (TST)	INVERSORES POR TST	STRINGS POR INVERSOR	STRINGS POR TST	POT INV (kW)	POT DC (kWp)
TST 01	14	13/ 14/ 15	196	2.800	3.394,56
TST 02	11	13 / 14	152	2.200	2.618,88
TOTAL	25	-	348	5.000	6.013,44

LEYENDA	
	VALLADO
	PUERTA DE ACCESO
	CAMINO ACCESO
	CAMINO INTERNO
	ESTRUCTURA FIJA 6H x 12
	ESTRUCTURA FIJA 6H x 8
	ESTRUCTURA FIJA 6H x 6
	TST 01
	TST 02
	CABLEADO BT AC
	INVERSOR

OB	01/12/25	Atención a comentarios	B.A.	A.M.P.	G.B.P.
OA	21/11/25	Emisión Inicial	B.A.	A.M.P.	G.B.P.
REV.	FECHA	PROPÓSITO/DESCRIPCIÓN	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

PV BITXILORE SOLAR					
CLIENTE:	INGENIERÍA:	TÍTULO:			
ENERPARC	EOSOL	TRAZADO BT			
DATUM:		CÓDIGO DEL PLANO:			
ETRS89		BIT-251203-DWG-19			
PROYECCIÓN:	FORMATO:	ESCALA:	HOJA:	REV.:	
UTM 30N	A1	1/1.000	1	0B	



Nº (TST)	INVERSORES POR TST	STRINGS POR INVERSOR	STRINGS POR TST	POT INV (kW)	POT DC (kWp)
TST 01	14	13/ 14/ 15	196	2.800	3.394,56
TST 02	11	13 / 14	152	2.200	2.618,88
TOTAL	25	-	348	5.000	6.013,44

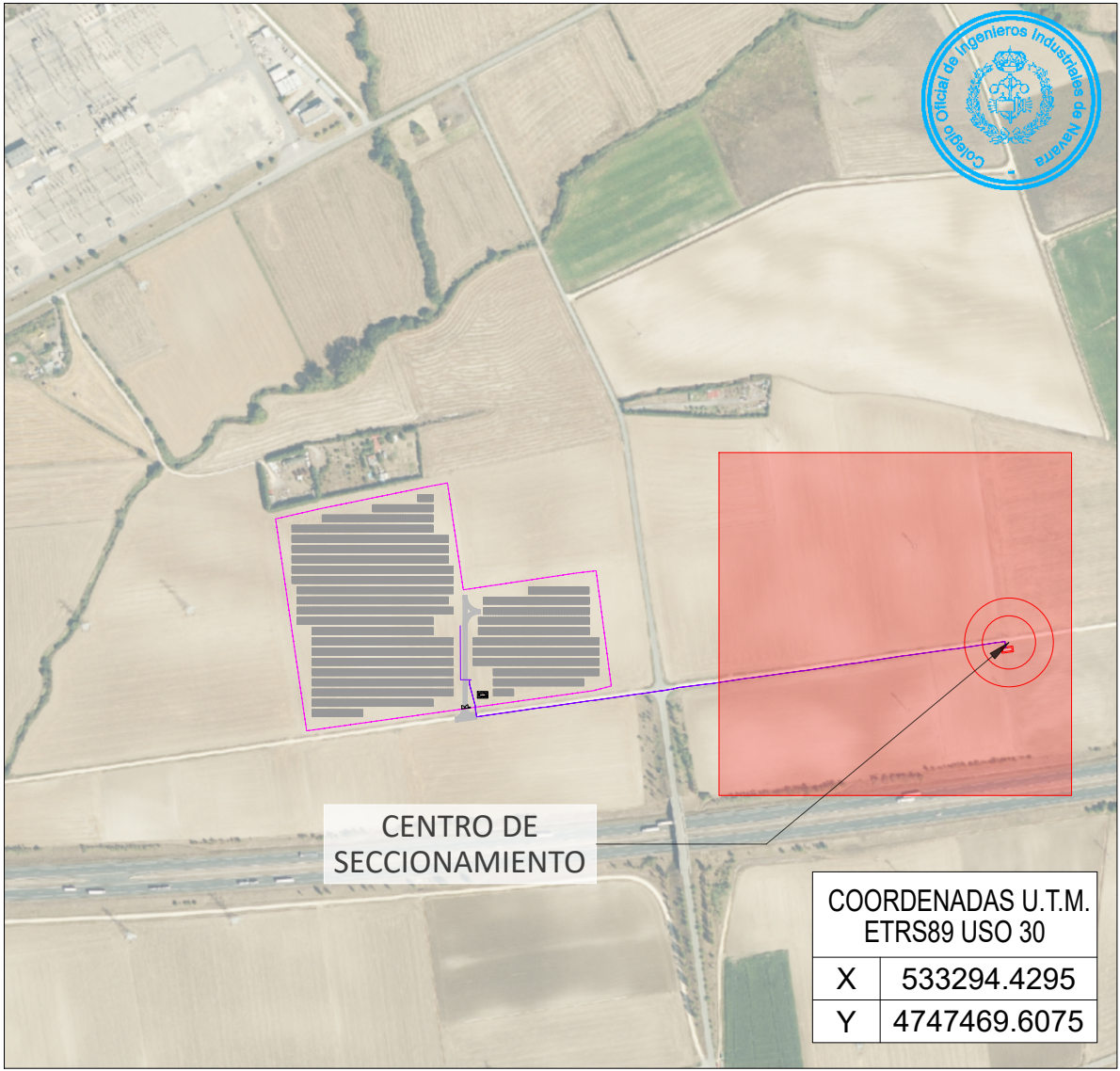
(1) NOTA: Se instala un contador de medida de potencia en planta accesible desde el Acceso

CIRCUITOS
CIRCUITO 1 : CT02-CT01-CS

LEYENDA	
	VALLADO
	PUERTA DE ACCESO
	CAMINO ACCESO
	CAMINO INTERNO
	ESTRUCTURA FIJA 6H x 12
	ESTRUCTURA FIJA 6H x 8
	ESTRUCTURA FIJA 6H x 6
	CIRCUITO MT 3x(1x240mm²)
	CENTRO DE SECCIONAMIENTO

OB	01/12/25	Atención a comentarios	B.A.	A.M.P.	G.B.P.
OA	14/11/25	Emisión Inicial	B.A.	A.M.P.	G.B.P.
REV.	FECHA	PROPÓSITO/DESCRIPCIÓN	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

PV BITXILORE SOLAR					
CLIENTE:	INGENIERÍA:	TÍTULO:			
		TRAZADO MT			
DATUM:		CÓDIGO DEL PLANO:			
ETRS89		BIT-251203-DWG-20			
PROYECCIÓN:	UTM 30N	FORMATO:	ESCALA:	HOJA:	REV.:
		A1	1/1.000	1	0B



Nº (TST)	INVERSORES POR TST	STRINGS POR INVERSOR	STRINGS POR TST	POT INV (kW)	POT DC (kWp)
TST 01	14	13/ 14/ 15	196	2.800	3.394,56
TST 02	11	13 / 14	152	2.200	2.618,88
TOTAL	25	-	348	5.000	6.013,44

(1) NOTA: Se instala un contador de medida de potencia en planta accesible desde el Acceso 1.

CIRCUITOS
CIRCUITO 1 : CT02-CT01-CS

LEYENDA	
	VALLADO
	PUERTA DE ACCESO
	CAMINO ACCESO
	CAMINO INTERNO
	ESTRUCTURA FIJA 6H x 12
	ESTRUCTURA FIJA 6H x 8
	ESTRUCTURA FIJA 6H x 6
	CIRCUITO MT 3x(1x240mm²)
	CENTRO DE SECCIONAMIENTO

OB	01/12/25	Atención a comentarios	B.A.	A.M.P.	G.B.P.
OA	14/11/25	Emisión Inicial	B.A.	A.M.P.	G.B.P.
REV.	FECHA	PROPÓSITO/DESCRIPCIÓN	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

PV BITXILORE SOLAR					
CLIENTE:	INGENIERÍA:	TÍTULO:			
		TRAZADO MT			
DATUM:		CÓDIGO DEL PLANO:			
ETRS89		BIT-251203-DWG-20			
PROYECCIÓN:	FORMATO:	ESCALA:	HOJA:	REV.:	
UTM 30N	A1	1/1.000	2	09	

Toda la información contenida en este documento es confidencial y propiedad de ENERPARC, y la copia o reproducción total o parcial está prohibida sin autorización previa.

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA
VISADO: 251498
Habilitación: Original: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ
Profesional
09/12/2025