



RESUMEN DE FIRMAS DEL DOCUMENTO

COLEGIADO1

COLEGIADO2

COLEGIADO3

COLEGIO

COLEGIO

OTROS

OTROS

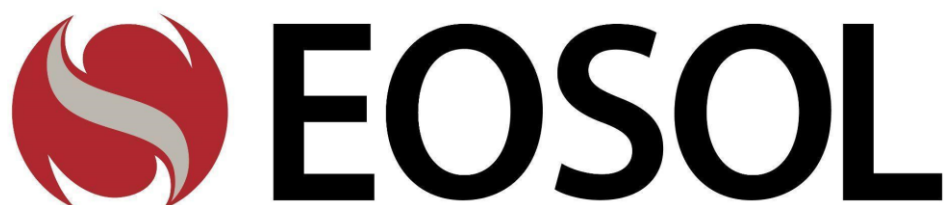
Habilitación
Profesional

Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

30/09
2024

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA
VISADO: 241323


COIINA



Separata Ayuntamiento de Vitoria

Proyecto Administrativo de Construcción FV PIPARRA SOLAR de 5,427 MWp

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Profesional

30/09
2024

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA
VISADO: 241323



0B	24/09/2024	Aplicar comentarios	J.P.E.	J.P.E.	G.B.P.
0A	19/09/2024	Emisión inicial	J.P.E.	J.P.E.	G.B.P.
Rev.	Fecha	Propósito/descripción	Realizado	Revisado	Aprobado
Cliente 		Ingeniería 	Código: PIP-240715-INF-26		

ÍNDICE

1	JUSTIFICACIÓN	4
1.1	ANTECEDENTES	4
1.2	OBJETO Y ALCANCE	5
1.3	PROMOTOR	5
2	NORMATIVA Y RECOMENDACIONES APLICADAS	6
2.1	DIRECTIVAS COMUNITARIAS	6
2.2	INSTALACIONES ELÉCTRICAS	6
2.3	NORMATIVA SECTORIAL	7
2.4	MEDIO AMBIENTE Y ORDENACIÓN DEL TERRITORIO	8
2.5	OBRA CIVIL Y ESTRUCTURAS	8
2.6	INDUSTRIAL	9
2.7	SEGURIDAD E HIGIENE	9
2.8	SEGURIDAD CONTRA INCENDIOS	10
2.9	OTRAS	10
3	EMPLAZAMIENTO	12
3.1	UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN	12
3.2	ÁMBITO DE ACTUACIÓN	14
3.3	ACCESOS	14
3.4	ÁREA Y COORDENADAS DE LA IMPLANTACIÓN	16
3.5	TOPOGRAFÍA	17
3.6	PERFIL DEL HORIZONTE	18
4	DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS	19
4.1	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	19
4.2	DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	22
4.2.1	Configuración eléctrica	22
4.2.2	Diseño del cableado eléctrico	23
4.2.3	Red de puesta a tierra (PaT)	24
4.2.4	Obras civiles	25
4.2.4.1	Caminos de acceso	25
4.2.4.2	Caminos internos	25
4.2.4.3	Edificios	25
4.2.4.4	Fijaciones	26
4.2.4.5	Cimentaciones	26
4.2.4.6	Canalizaciones eléctricas	26
4.2.4.7	Vallado perimetral y barrera vegetal	27
4.2.4.8	Drenajes	27
4.2.4.9	Movimiento de tierras	28
5	EQUIPOS PRINCIPALES	29
5.1	MÓDULO FOTOVOLTAICO	29
5.2	ESTRUCTURA SEGUIDORA	31
5.3	INVERSOR DE STRING	32
5.4	TRANSFORMADOR	33

5.5	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	34
5.6	CABLEADO DE BAJA TENSIÓN	35
5.6.1	Cableado de baja tensión CC	35
5.6.2	Cableado de baja tensión CA	36
5.7	CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN	36
5.8	SISTEMA DE PROTECCIONES	37
5.9	SISTEMA DE CONTROL / SCADA	38
5.10	SISTEMA DE MEDIDA	38
5.11	INSTALACIONES AUXILIARES	40
5.11.1	Servicios Auxiliares	40
5.11.2	Sistemas Antiintrusismo	41
5.11.3	Estaciones meteorológicas	41
6	RECURSO SOLAR	43
7	RELACIÓN DE ORGANISMOS AFECTADOS	43
8	CRUZAMIENTOS Y PARALELISMOS	44
8.1	LISTADO DE CRUZAMIENTOS Y PARALELISMOS	44
8.2	CONDICIONES GENERALES PARA CRUZAMIENTOS	44
9	EFFECTOS MEDIOAMBIENTALES	45
9.1	BALANCE DE CARBONO	45
9.2	RECURSOS UTILIZADOS	46
9.3	RESIDUOS GENERADOS	46
9.4	GESTIÓN DE RESIDUOS	47
9.4.1	Residuos peligrosos	48
9.4.2	Residuos sólidos	49
9.5	LIMPIEZA Y RESTAURACIÓN	49
9.6	RADIO INTERFERENCIA	50
9.7	CAMPOS ELÉCTRICO Y MAGNÉTICO	50
9.8	RUIDO ACÚSTICO	50
10	SEGURIDAD Y SALUD	51
11	GESTIÓN DE RESIDUOS	51
12	RELACIÓN DE BIENES Y DERECHOS AFECTADOS	52
13	CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DE LAS OBRAS	53
14	PRESUPUESTO DE INSTALACIONES PROYECTADAS	54
15	ANEXO I: PLANO	55
16	ANEXO II: RBDA	56

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Profesional

30/09
2024

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA
VISADO: 241323


1 JUSTIFICACIÓN

1.1 ANTECEDENTES

VENTAJA SOLAR 13, S.L.U., con N.I.F B-01735463, es una sociedad cuyo objeto es el diseño, tramitación, construcción, puesta en marcha y explotación de proyectos de energías renovables.

VENTAJA SOLAR 13, S.L. proyecta promocionar la Instalación Fotovoltaica Piparra Solar, con una potencia instalada de 4,945 MVA, en los términos municipales de Vitoria-Gasteiz y Arratzua-Ubarrundia, en la provincia de Álava.

Este proyecto desarrollado por VENTAJA SOLAR 13, 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 Piparra 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 subterráneo de 30 kV de aproximadamente 119 metros de longitud hasta conectar en una nueva posición del centro de seccionamiento de la planta.

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.

Por tanto, según lo dispuesto en la legislación actual, en este caso la potencia instalada es 4,945 MVA.

A continuación, se resume el estado actual de tramitación de la Planta Fotovoltaica Piparra de 4,945 MVA de potencia instalada:

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Profesional

30/09
2024

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA
VISADO: 241323



Con fecha del 25 de abril de 2024, se emiten los permisos de acceso y conexión para la planta de generación fotovoltaica Piparra Solar por parte de I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U. con una capacidad de acceso concedida de 4.750 kW, en la línea 65 - GAMARRA-VILLARREAL I de 30 kV de la ST GAMARRA (30 kV).

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 de la Planta Fotovoltaica FV Piparra Solar de 5,427 MWp en los TTMM de Vitoria-Gasteiz y Arratzua-Ubarrundia (Álava)".

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

La evacuación de energía de la instalación se realizará a través de un circuito subterráneo de 30 kV de aproximadamente 119 metros de longitud desde el último centro de transformación hasta conectar con el centro de seccionamiento.

La instalación fotovoltaica FV PIPARRA SOLAR está compuesta por un total de 9.438 módulos de 575 Wp de potencia máxima, instalados sobre 15 estructuras seguidoras ZM 1x26, 15 estructuras seguidoras ZM 1x52 y 106 estructuras seguidoras ZM 1x78, conectados a un total de 23 inversores de 215 kVA, que se completan con 2 centros de transformación de 2.500 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 13, S.L. con CIF: B-01735463, una sociedad cuyo objeto es 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 13, S.L.
CIF	B-01735463
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)
- 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.

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Profesional

30/09
2024

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA
VISADO: 241323



- 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

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.
- 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

- 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 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 513/2017, de 22 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento de instalaciones de protección contra incendios.

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Profesional

30/09
2024

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA
VISADO: 241323



3 EMPLAZAMIENTO

3.1 UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN

El presente proyecto se encuentra localizado en los términos municipales de Vitoria-Gasteiz y Arratzua-Ubarrundia, en la provincia de Álava (País Vasco, España), tal como se muestra en la siguiente ilustración.

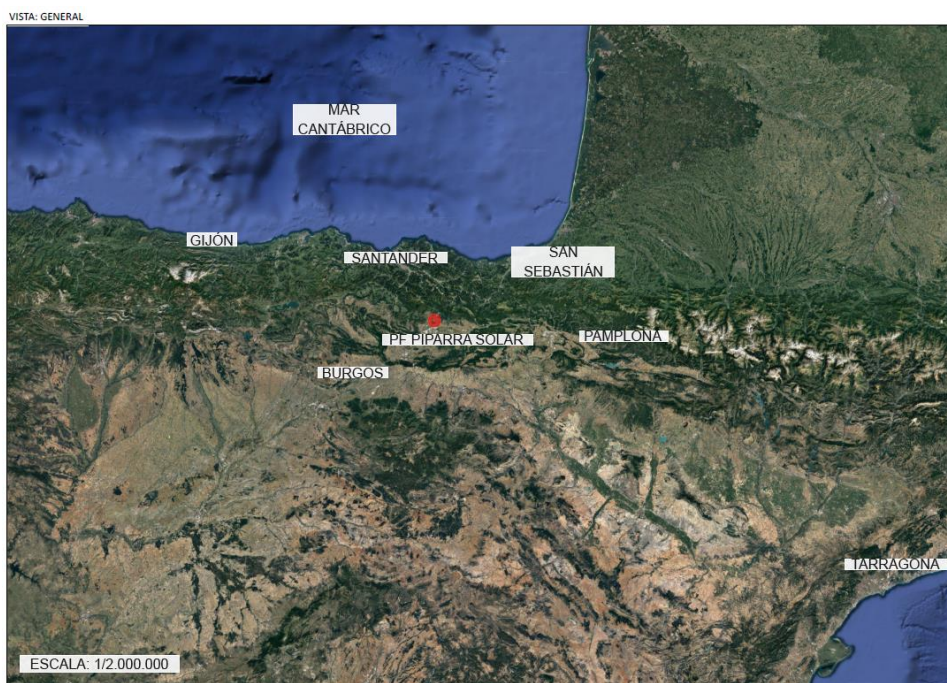


Ilustración 1 : Ubicación de la instalación a nivel peninsular.

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Profesional

30/09
2024

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA
VISADO: 241323





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:

Tabla 2: Características emplazamiento.

Características de la localización de la instalación fotovoltaica	
Términos municipales	Vitoria-Gasteiz y Arratzua-Ubarrundia
Región	País Vasco
País	España
Latitud	+42,81° N
Longitud	2,66° O
Altitud	669 m.s.n.m.

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. No se incluye en ella el trazado de Media Tensión que transcurre fuera de vallado.

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
1-8-2-122-1	2	122	1	Arratzua-Ubarrundia
1-8-2-123-1	2	123	1	Arratzua-Ubarrundia
1-8-2-376-1	2	376	1	Arratzua-Ubarrundia
1-59-39-45-1	39	45	1	Vitoria-Gasteiz
1-8-2-123-2	2	123	2	Arratzua-Ubarrundia
1-8-2-127-1	2	127	1	Arratzua-Ubarrundia
1-8-2-90010-9	2	90010	9	Arratzua-Ubarrundia

3.3 ACCESOS

El acceso al emplazamiento podrá realizarse desde el inicio de la carretera Autonómica de Álava A-4401, a cuyo origen se puede acceder tanto desde el p.k. 10 de la carretera nacional N-240 ubicado al Norte del municipio de Vitoria-Gasteiz, como desde el p.k. 107 de la autopista AP-1, ubicado al Norte del municipio de Vitoria-Gasteiz. Desde dicho punto 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.

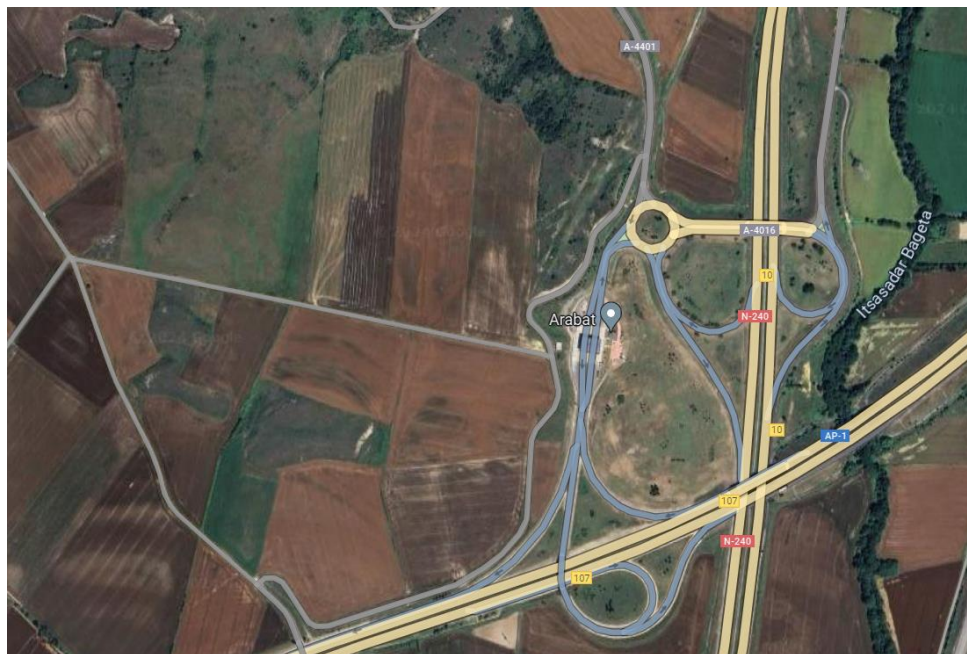
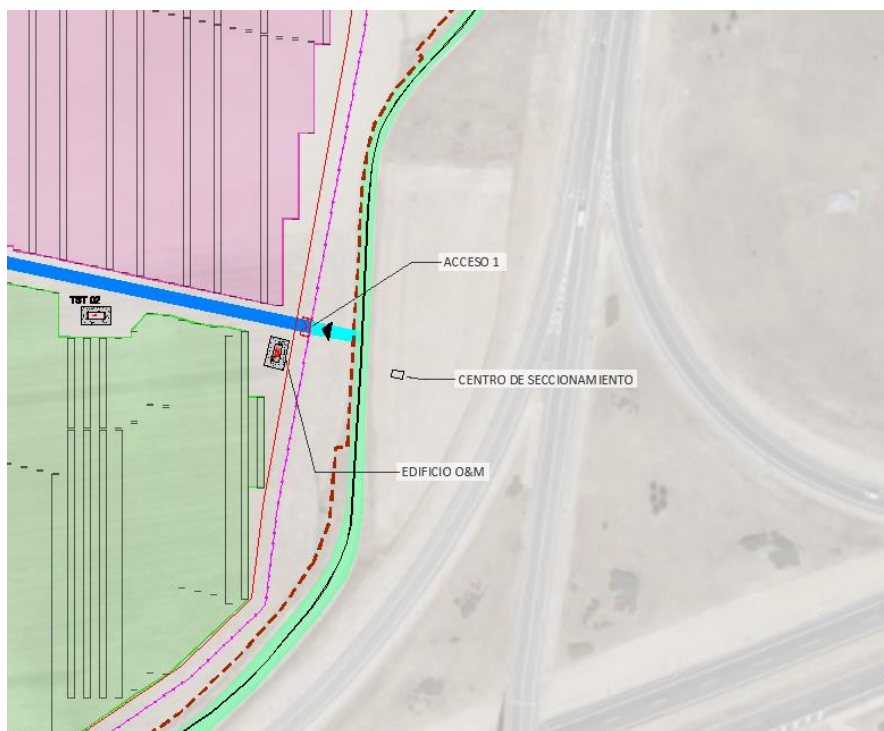


Ilustración 3 : Accesos.



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	528665,2612	4752730,47

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 70.499,46 m² y se muestra en la Ilustración 4.



Ilustración 4 : Superficie instalación.

Las coordenadas de los centros de transformación son las siguientes:

Tabla 5: Coordenadas centros de transformación

PUNTO	X	Y
CT1	528544,9382	4752743,0537
CT2	528590,0866	4752733,3675

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:

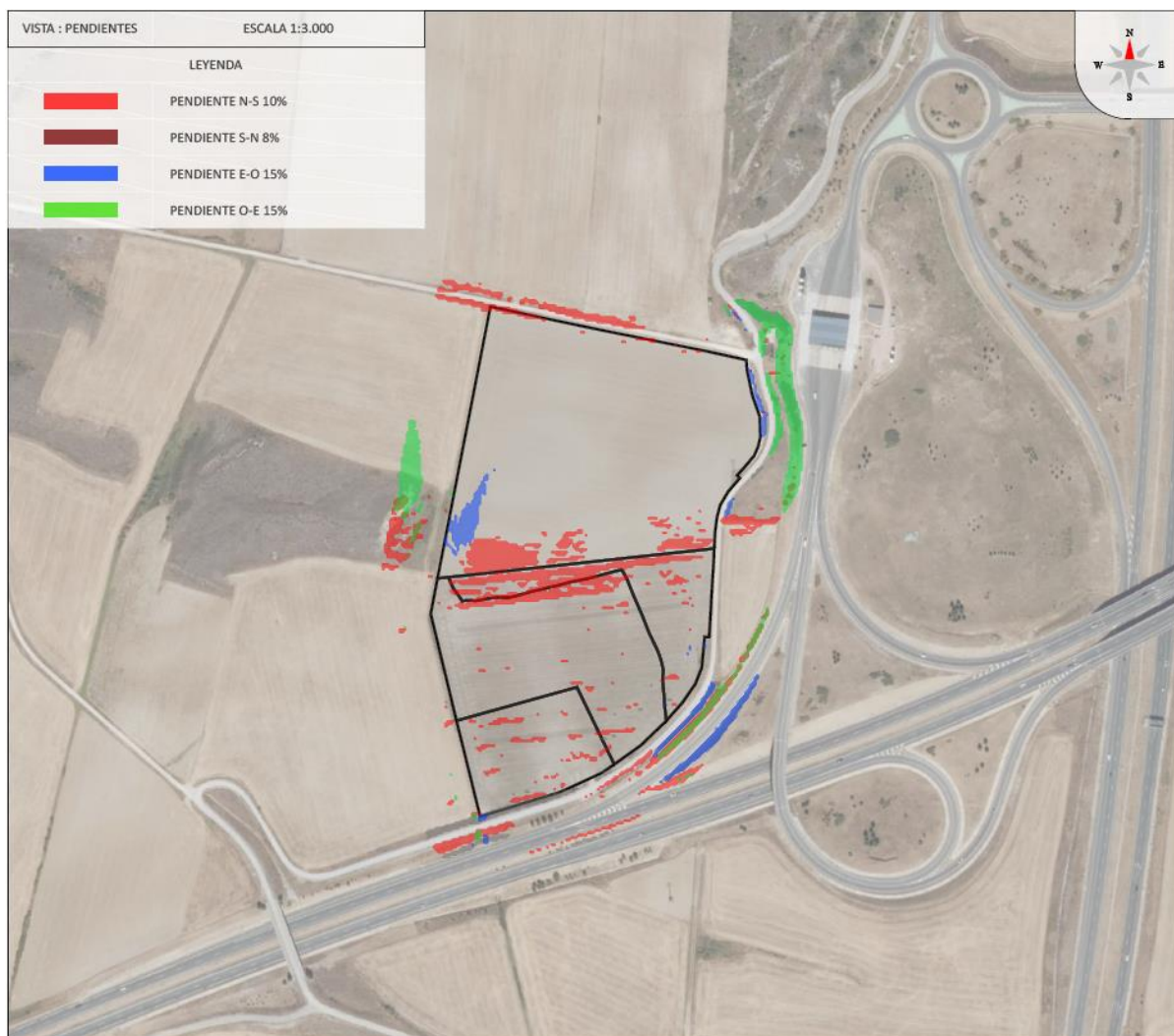


Ilustración 5 : Pendientes de la planta

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.

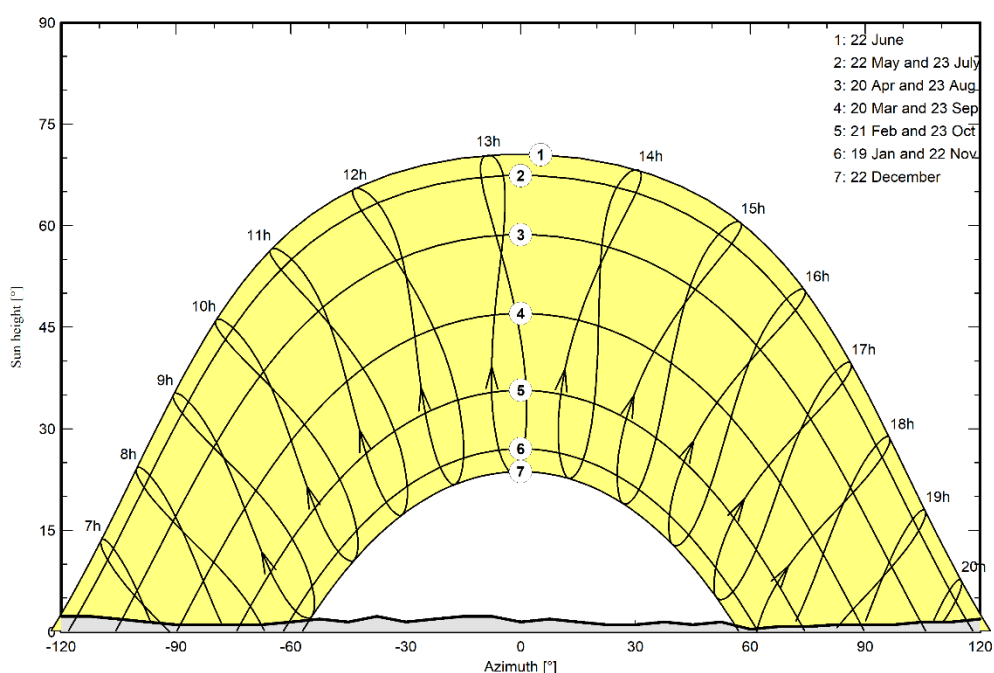


Ilustración 6 : Perfil del horizonte

4 DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS

4.1 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

La Planta Fotovoltaica FV PIPARRA SOLAR, ubicada en los términos municipales de Vitoria-Gasteiz y Arratzua-Ubarrundia (Álava), es una instalación con una potencia en paneles de 5,427 MWp y una potencia instalada en inversores de 4,945 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 un centro de seccionamiento.

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

Tabla 6 : Características de la planta.

Características FV PIPARRA SOLAR	
NÚMERO DE ESTRUCTURAS ZM 1x26	15
NÚMERO DE ESTRUCTURAS ZM 1x52	15
NÚMERO DE ESTRUCTURAS ZM 1x78	106
PITCH (m)	5,32
MODELO MÓDULO	Jinko Tiger Neo N-type 72HL4-BDV 575
POTENCIA MÓDULO (Wp)	575
NÚMERO DE MÓDULOS	9.438
MÓDULOS POR STRING	26
POTENCIA PICO (Wp)	5.426.850
MODELO INVERSOR	Huawei 215KTL H0
POTENCIA (kVA)	215
NÚMERO DE INVERSORES	23
POTENCIA INSTALADA (VA)	4.945.000
Nº DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	2
SOBREDIMENSIONAMIENTO	1,1

Se ha seleccionado un módulo de 575 Wp por lo que esta configuración calculada supone la conexión de cadenas de 26 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 Jinko Tiger Neo N-type 72HL4-BDV 575 con característica de construcción bifacial y células monocristalinas del fabricante Jinko, considerándose un total de 9.438 unidades.

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

SPECIFICATIONS											
Module Type	JKM570N-72HL4-BDV		JKM575N-72HL4-BDV		JKM580N-72HL4-BDV		JKM585N-72HL4-BDV		JKM590-72HL4-BDV		
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	
Maximum Power (Pmax)	570Wp	430Wp	575Wp	433Wp	580Wp	437Wp	585Wp	441Wp	590Wp	445Wp	
Maximum Power Voltage (Vmp)	43.58V	40.56V	43.73V	40.73V	43.88V	40.89V	44.02V	41.05V	44.17V	41.21V	
Maximum Power Current (Imp)	13.08A	10.59A	13.15A	10.64A	13.22A	10.69A	13.29A	10.74A	13.36A	10.79A	
Open-circuit Voltage (Voc)	52.10V	39.60V	52.30V	39.75V	52.50V	39.90V	52.70V	40.05V	52.90V	40.20V	
Short-circuit Current (Isc)	13.83A	11.16A	13.89A	11.21A	13.95A	11.26A	14.01A	11.31A	14.07A	11.36A	
Module Efficiency STC (%)	22.07%		22.26%		22.45%		22.65%		22.84%		

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

En la imagen se puede observar la potencia nominal máxima de la cara frontal del módulo en condiciones STC (575 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%	$575 + (575 \times 0,05) = 603,75 \text{ W}$
10%	$575 + (575 \times 0,1) = 632,5 \text{ W}$
15%	$575 + (575 \times 0,15) = 661,25 \text{ W}$

Las potencias nominales máximas del módulo en condiciones STC una vez aplicados estos factores, van desde 603,75 W hasta 661,25 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%	$9.438 \times 575 = 5.426.850 \text{ W}$
5%	$9.438 \times 603,75 = 5.698.192,5 \text{ W}$
10%	$9.438 \times 632,5 = 5.969.535 \text{ W}$
15%	$9.438 \times 661,25 = 6.240.877,5 \text{ W}$

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 13,2 kV

Infraestructura de Evacuación en 30 kV	
LOCALIZACIÓN	Arratzua-Ubarrundia (Álava)
TENSIÓN	30 kV
MATERIAL	Aluminio
AISLAMIENTO	XLPE
SECCIÓN	150 mm ²

La planta cuenta con estructuras seguidoras de 26, 52 y 78 módulos por estructura. Se trata de estructuras seguidoras distribuidas por toda la superficie de la planta. El pitch es de 5,32 m 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 30 kV, para su evacuación mediante una red subterránea que termina en el centro de seccionamiento.

Los circuitos serán de aluminio, aislamiento XLPE y de tensión nominal 30 kV.

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.

Tabla 10: Tramos MT enterrado con sus características.

	INICIO	FIN	L TOTAL (m)	NIVEL DE TENSIÓN	TIPO CABLE	CALIBRE (mm2)
CIRCUITO MV-1	CT-01	CT-02	82	18/30 kV	Al	150
	CT-02	CS	185	18/30 kV	Al	150

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.

	Inversor String	
Potencia Pico Planta (Wp)	5.426.850	
Potencia Instalada Inv. Planta (40°C) (VA)	4.945.000	
Modelo módulo FV	Jinko Tiger Neo N-type 72HL4-BDV 575	
Potencia módulo FV (Wp)	575	
Nº modulos / string	26	
Nº modulos total	9.348	
Modelo estructura	Tracker 1Vx26 / Tracker 1Vx52 / Tracker 1Vx78	
Nº strings / estructura	1 / 2 / 3	
Nº estructuras total	15 / 15 / 106	
Tilt	±60	
Pitch (m)	5,32	
Modelo inversor	Huawei 215KTL H0	
Potencia inversor (VA)	215.000	
Potencia centro transformación (VA) @40°C	2.500.000 / 2.500.000	
Nº inversores	23	
CONFIGURACIÓN BLOQUES DE POTENCIA		
Bloque de potencia	Tipo 1	Tipo 2
Número inversores	12	11
Nº strings / inversor	16	16/15
Nº strings / bloque de potencia	192	171
Número módulos / bloque de potencia	4.992	4.446
Potencia pico / bloque de potencia	2.870.400	2.556.450
Potencia Instalada inv. / bloque de potencia	2.580.000	2.365.000
Nº bloques de potencia	1	1

Tabla 11 : Configuración eléctrica de la planta

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 1,5% en DC y 1,5% en AC.
- Caída de tensión MT: inferior 5%.

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 mm ² /10mm ²	Cu	XLPE	Enterrado bajo tubo
De Inversor a CT			
240 mm ²	Al	XLPE	Directamente enterrado
De CT a CS			
150 mm ²	Al	XLPE	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 mm 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 estructuras seguidoras 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	5,32 m
Distancia entre filas consecutivas	0,5 m
Ancho viales internos	4 m
Longitud viales internos	230,95 m
Ancho viales de acceso	5 m
Longitud viales de acceso	17,89 m
Longitud de zanjas (BT y MT)	600,33 m

Las zanjas internas se realizarán principalmente aprovechando los recorridos de los viales, transcurriendo paralelo a ellas.

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 este 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 este 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 y barrera vegetal

La longitud total del vallado es 1.084,73 metros. Todo el recinto de la instalación estará protegido por un cerramiento cinegético 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 diámetro 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 anticolidión.

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.

De forma complementaria al vallado perimetral se establece un área de 5 m libres hacia el interior de la planta de manera que se permita el acceso a toda a cualquier punto de la planta desde su perímetro con el objetivo de facilitar las labores de mantenimiento y seguridad. Igualmente, en esta área libre se establecerá una barrera vegetal como elemento paisajístico y de protección de la fauna de la zona.

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 metro de ancho por 0,4

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Profesional

30/09
2024

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA
VISADO: 241323



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: 10%.
- Máxima pendiente asumible S-N: 10%.
- Máxima pendiente asumible E-O: 15%.
- Máxima pendiente asumible O-E: 15%.

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Profesional

30/09
2024

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA
VISADO: 241323



5 EQUIPOS PRINCIPALES

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

- a) **Módulos fotovoltaicos**, que convierten la radiación solar en corriente continua.
- b) **Estructuras seguidoras**, que sirve de soporte para los módulos fotovoltaicos.
- c) **Inversores de string**, que convierten la DC del campo solar a AC.
- d) **Transformadores de potencia**, que elevan el nivel de tensión de baja tensión a media tensión.
- e) **Centros de transformación**, donde en este caso se alojan los cuadros de baja tensión y el transformador.
- f) **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.
- g) **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.
- h) **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 el centro de seccionamiento. 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 Jinko Tiger Neo N-type 72HL4-BDV 575, fabricado por Jinko o similar. Tiene una potencia máxima de 575 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	Monocrystalino
Tipo de módulo	Bifacial
Máxima tensión	1500 V
Standard test conditions (STC)	
Potencia máxima	575 W
Tensión MPP	43,73 V
Corriente MPP	13,15 A
Tensión a circuito abierto	52,30 V
Corriente de cortocircuito	13,89 A
Coeficientes de temperatura	
Coeficiente de potencia	-0,29 %/°C
Coeficiente de tensión	-0,25 %/°C
Coeficiente de corriente	0,045 %/°C
Características mecánicas	
Largo	2278,0 mm
Ancho	1134,0 mm
Grosor	30,0 mm
Peso	31 kg

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Profesional

30/09
2024

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA
VISADO: 241323





Ilustración 8 : Módulo fotovoltaico.

5.2 ESTRUCTURA SEGUIDORA

Los módulos solares fotovoltaicos se montan sobre una estructura que está orientada Norte-Sur. Estas estructuras se conocen como estructuras seguidoras o trackers, 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 10% en dirección Norte-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 tracker

Características de la mesa fija	
Tecnología	Estructura seguidora
Configuración	1V
Número de módulos por fila	26 / 52 / 78
Distancia entre filas	5,32 m

Para evitar sombras entre las diferentes mesas, se ha diseñado una distancia de 5,32 m entre alineaciones en dirección Este-Oeste.

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 23 inversores de 215 kVA de potencia máxima.

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.



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	1.500 V
Salida (AC)	
Potencia máxima a 33 °C	215 kVA
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
Potencia	2.500 kVA
Sistema de refrigeración	ONAN-KNAN
Tipo de transformador	Sumergido en aceite
Relación de transformación	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 (30 kV). 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.

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 1,5% en la parte de baja tensión en DC y el 1,5% 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 21089 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 o 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 21089

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 mm² 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 el 5% y se realizará con cable de aluminio unipolar, aislamiento XLPE y de tensión nominal 18/30 kV y tensión máxima de 36 kV. La sección utilizada será de 150 mm².

Las partes y características de los cables de media tensión para la parte enterrada 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 semiconductora 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 XLPE 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: XLPE
- 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 del sistema eléctrico, la instalación fotovoltaica contará con los equipos de medición fiscal necesarios.

Se incluye a continuación una descripción del sistema de medida.

Los puntos de medida y frontera para la instalación fotovoltaica Piparra Solar serán de tipo 1, 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 de medición fiscal contará con los servicios de telemedida y accesibilidad, así como todas las características técnicas y funcionalidad indicadas en la normativa aplicable.

Dado que la distancia entre el punto frontera, constituido por el centro de seccionamiento, y el punto de medida, ambos en 30 kV, es de aproximadamente 39 m, conforme a lo indicado en el punto 3.1 de la Orden TEC/1281/2019 se considera que el punto de medida es el mismo que el de frontera, ya que no se superan los 50 metros de distancia para instalaciones entre 1 kV y 66 kV.

Por ello, en base a lo indicado en dicho punto 3.1 no se requiere de “compensación por pérdidas en los elementos de red interpuestos entre la frontera y el punto o puntos de medida comprobantes utilizados”.

En base a lo anterior se considera un esquema Tipo 1 conforme a lo indicado en el Apéndice A de la orden TEC/1281/2019, con un sistema de medición basado en el punto PM1 sin compensación de pérdidas.

Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Habilitación
Profesional30/09
2024COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA
VISADO: 241323

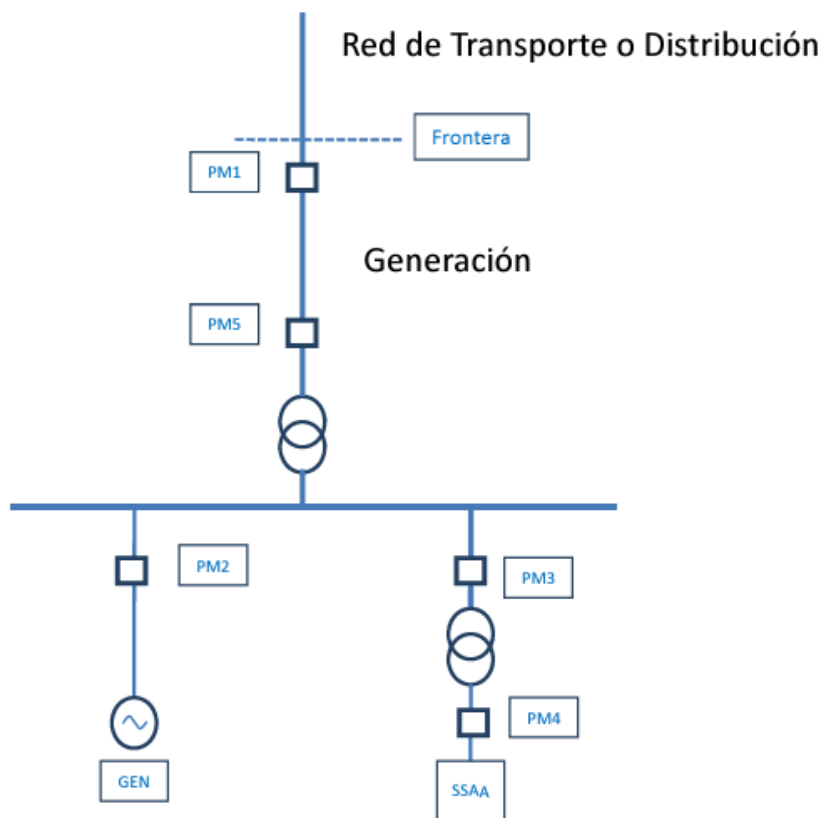


Ilustración 11: Esquema Tipo 1 según Apéndice A de TEC/1281/2019

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 estructuras seguidoras cercanas a cada estación.

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Profesional

30/09
2024

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA
VISADO: 241323



6 RECURSO SOLAR

Con el objetivo de estimar la energía solar que la planta fotovoltaica recibiría 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 18.

Tabla 18 : 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	24,09	4,71
Febrero	60,7	30,39	5,03
Marzo	105,9	55,07	8,04
Abril	131,5	68,48	10,15
Mayo	163,1	84,59	13,50
Junio	176,0	83,19	17,37
Julio	187,0	82,31	19,62
Agosto	162,6	70,08	19,65
Septiembre	124,3	52,85	16,51
Octubre	84,8	45,05	13,17
Noviembre	47,2	24,88	7,99
Diciembre	39,3	22,95	5,26
TOTAL	1326,1	643,95	11,79

7 RELACIÓN DE ORGANISMOS AFECTADOS

Tabla 19 : Relación de organismos afectados.

Organismo	Dirección postal
Ayuntamiento de Vitoria-Gasteiz	Plaza España, 1, 01001, Vitoria-Gasteiz, Álava
Ayuntamiento de Arratzua-Ubarrundia	Uribea Kalea, 24, 01520, Durana, Álava
I-DE Redes Eléctricas Inteligentes	Avda. de San Adrián, 48, Bilbao (Bizkaia)

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Profesional

30/09
2024

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA
VISADO: 241323



8 CRUZAMIENTOS Y PARALELISMOS

8.1 LISTADO DE CRUZAMIENTOS Y PARALELISMOS

No existen cruzamiento o paralelismos dentro del territorio municipal de Vitoria-Gasteiz.

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.

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Profesional

30/09
2024

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA
VISADO: 241323



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 **1.562 kWh/kWp** y la energía total prevista a producir en el año es de **8.479,04 MWh/año**, alcanzando un Performance Ratio de la instalación de **PR = 92,53%**. 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 2.400 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.

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:

$$\text{Emisiones ahorradas} = (8.479,04 \text{ MWh} \times 30 \text{ años} \times 287 \text{ gCO}_2/\text{kWh}) - 11.438,51 \text{ tCO}_2$$

Emisiones ahorradas = 61.566,02 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:

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ
Profesional

30/09
2024

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA
VISADO: 241323



- 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.

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Profesional

30/09
2024

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA
VISADO: 241323



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

30/09
2024

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA
VISADO: 241323



- 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.

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 ELÉCTRICO 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.

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Profesional

30/09
2024

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA
VISADO: 241323



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 **VEINTITRÉS MIL QUINIENTOS CATORCE EUROS (23.514 €)**.

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.

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ
Profesional

30/09
2024

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA
VISADO: 241323



Se estima un coste de ejecución material para la Gestión de Residuos del presente proyecto de **CATORCE MIL CIENTO OCHENTA Y CUATRO EUROS CON DIEZ CÉNTIMOS DE EURO (14.184,10 €)**.

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-Gasteiz.

Para cada una de las parcelas se determina la superficie de ocupación tanto temporal como definitiva. Para el término municipal de Vitoria-Gasteiz se tiene únicamente ocupación definitiva, la cual es de 7.551,73 m².

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

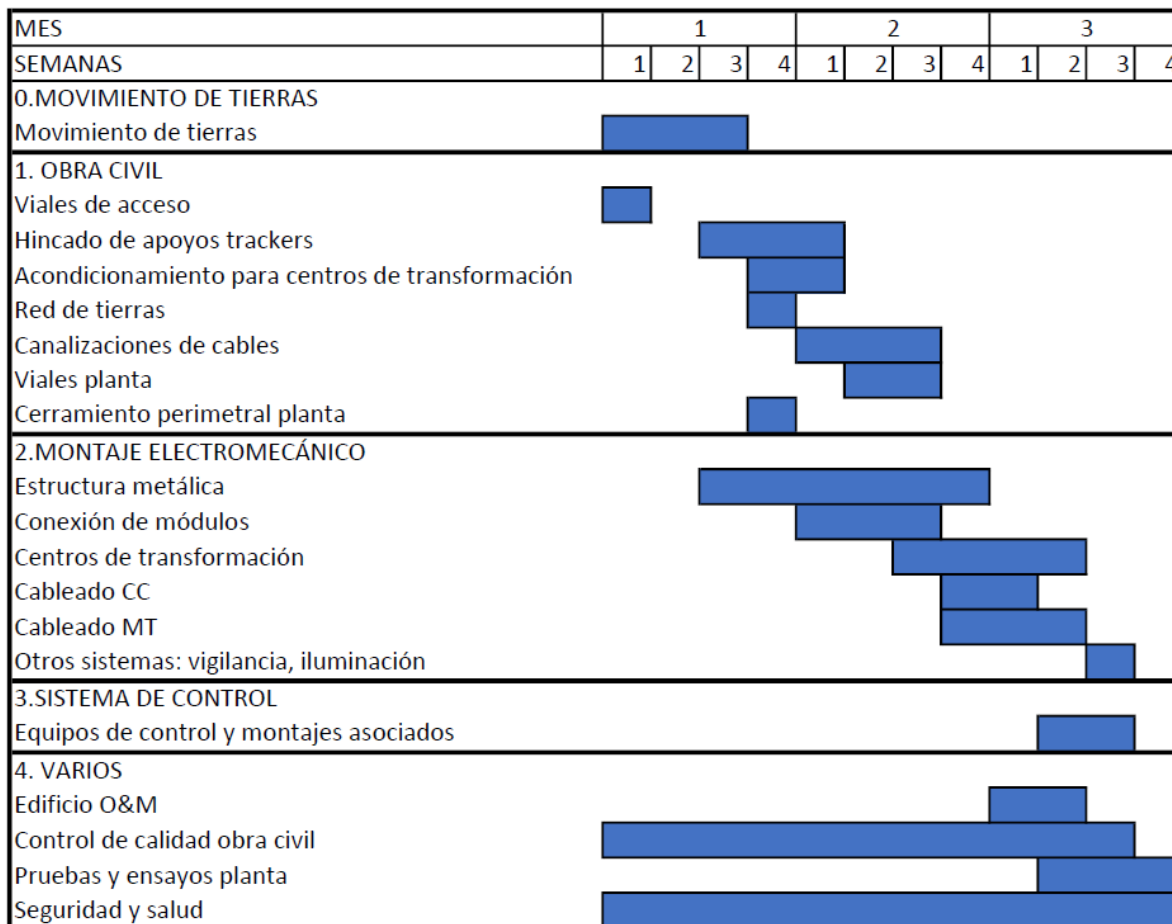
Profesional

30/09
2024

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA
VISADO: 241323



13 CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DE LAS OBRAS



Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ

Profesional

30/09
2024

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA
VISADO: 241323



14 PRESUPUESTO DE INSTALACIONES PROYECTADAS

PROYECTO FV PIPARRA SOLAR
PRESUPUESTO PLANTA FV 5,427 MWp

Ref.	Descripción	Unidad	Medición	P. Unitario	P. Total (€)
1	MATERIALES Y EQUIPOS PRINCIPALES				2.366.438,63 €
2	OBRA CIVIL				263.836,57 €
3	MONTAJE ELECTRICO Y MECÁNICO				135.293,81 €
4	ESTUDIO GESTION DE RESIDUOS				14.184,10 €
5	ESTUDIO SEGURIDAD Y SALUD				23.514,00 €
TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL					2.803.267,12 €
SUBTOTAL AYUNTAMIENTO VITORIA-GASTEIZ					280.326,71 €
SUBTOTAL AYUNTAMIENTO ARRATZUA-UBARRUNDIA					2.663.103,76 €
TOTAL PRESUPUESTO DE INVERSIÓN					3.307.855,20 €
TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA					4.002.504,79 €

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

CUATRO MILLONES DOS MIL QUINIENTOS CUATRO EUROS CON SETENTA Y NUEVE CÉNTIMOS DE EURO

Habilitación Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ


Profesional

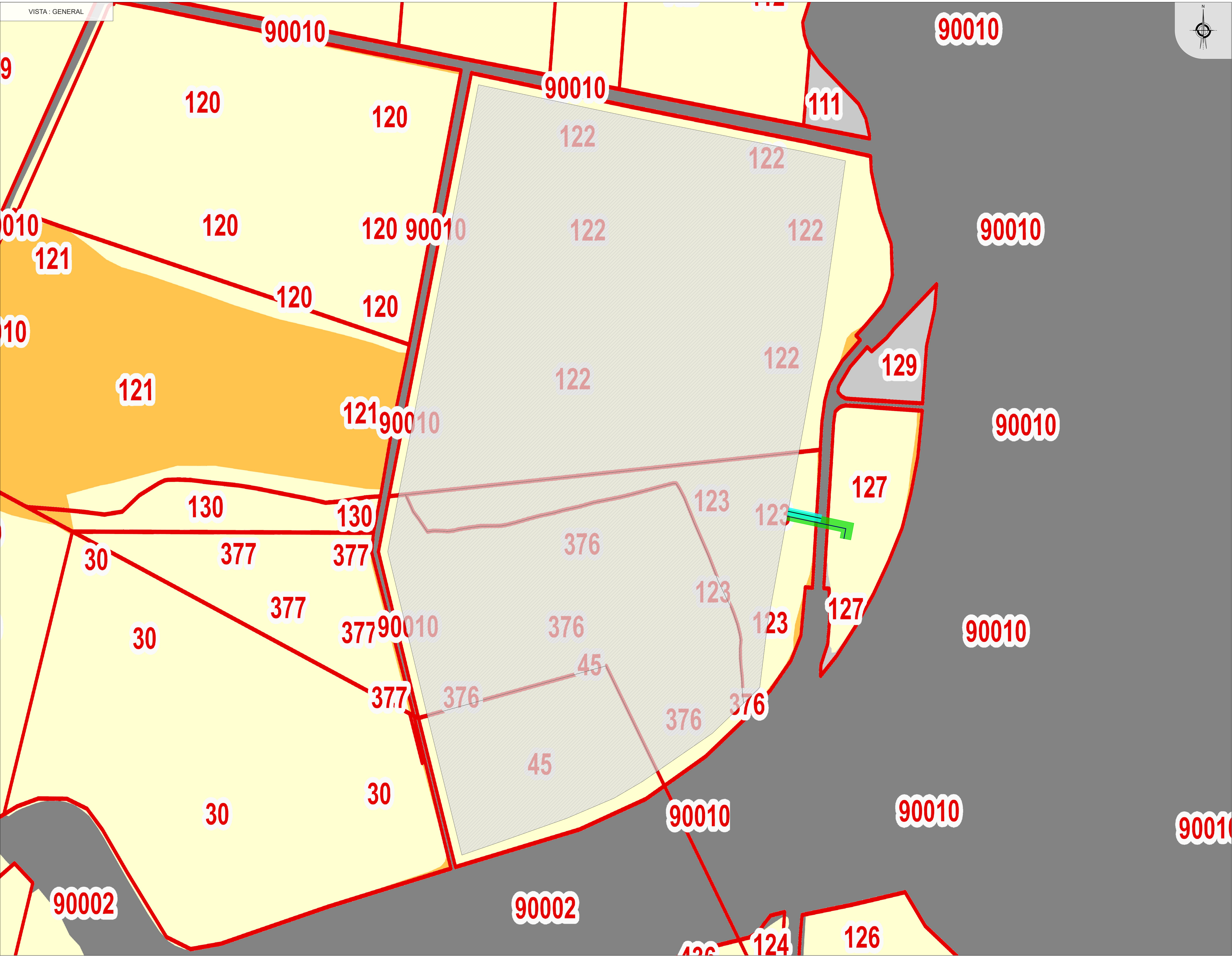
30/09
2024

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA
VISADO: 241323

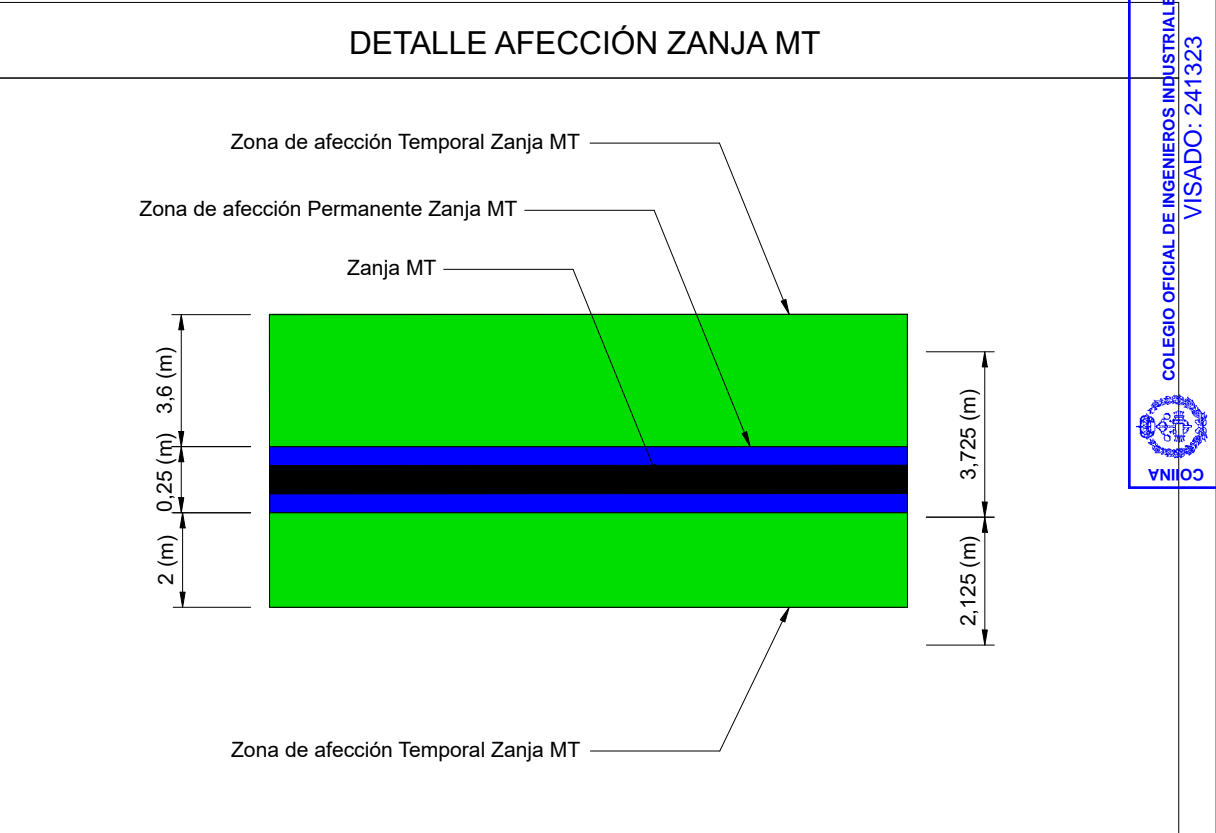
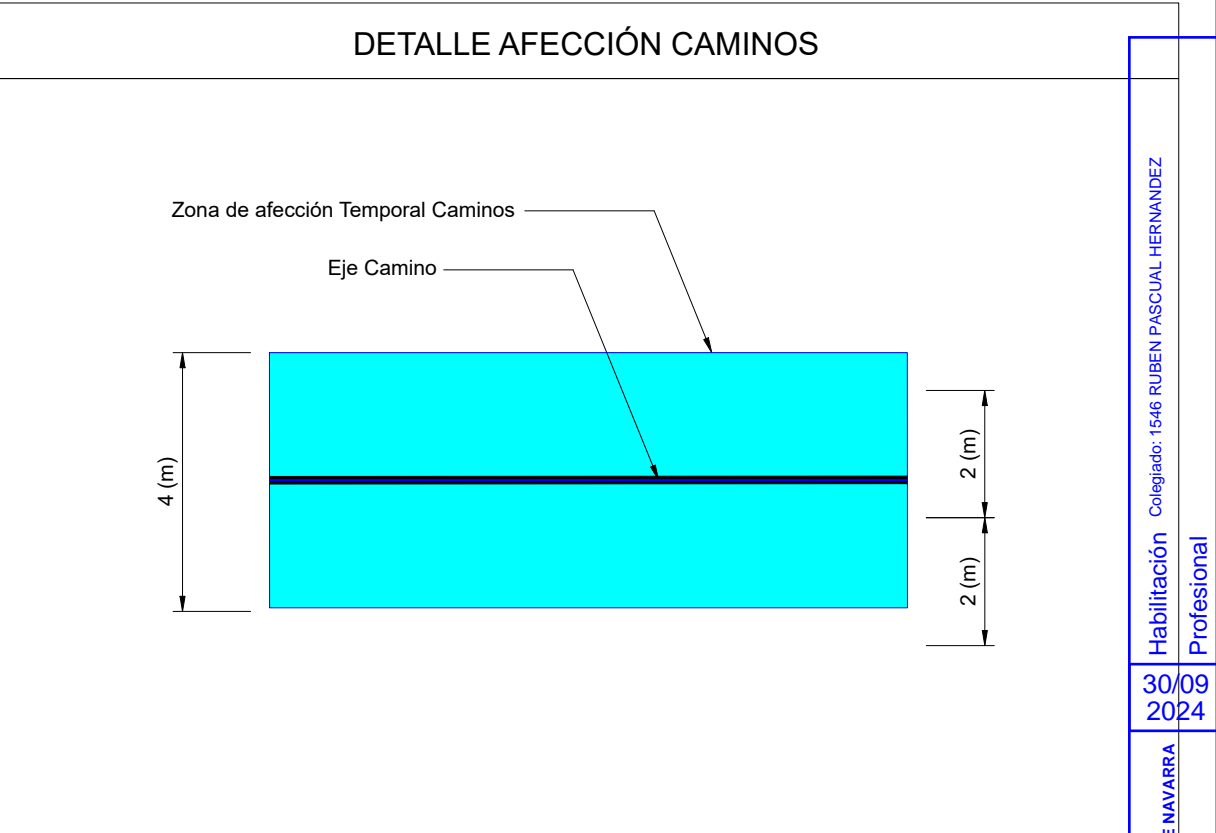


15 ANEXO I: PLANO

Habilitación Profesional Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ	30/09 2024	 COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA VISADO: 241323
--	---------------	--



PARCELA	PROVINCIA	MUNICIPIO	SUPERFICIE PARCELA (m2)	PLANTA (m2)	LSMT LONGITUD (m)	LSMT PERMANENTE (m2)	LSMT TEMPORAL (m2)	VIALES EJE (m)	VIALES AREA (m2)	SUPERFICIE AFECTADA TEMPORALEMENTE (m2)	SUPERFICIE AFECTADA PERMANENTEMENTE (m2)
15939451	1	59	8762.5678	7551.7316							7551.73



LEYENDA			
	LIMITE CATASTRAL		
	VALLADO		
	CAMINO		
	ZANJA MT		


NOTA			
Sistema de identificación de parcelas según: <i>Sistema de Identificación Geográfica de Parcelas Agrícolas, SIGPAC (País Vasco)</i>			

OB	24/09/24	Aplicar comentarios	I.N.A.	J.P.E.	G.B.P.
DA	19/09/24	Emisión Inicial	I.N.A.	J.P.E.	G.B.P.
REV.	FECHA	PROPÓSITO/DESCRIPCIÓN	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

PIPARRA SOLAR					
CLIENTE:		INGENIERÍA:		TÍTULO:	
				SEPARATA AYUNTAMIENTO DE VITORIA	
DATUM:		PROYECCIÓN:		CÓDIGO DEL PLANO:	
ETRS89		UTM 30N		PIP-240715-DWG-27	
FORMATO:		ESCALA:		HOJA:	
A1		1/1		1	
REV.:		08		08	



16 ANEXO II: RBDA

 COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA VISADO: 241323	30/09 2024	Habilitación Profesional Colegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ
--	---------------	--

PARCELA	PROVINCIA	MUNICIPIO	SUPERFICIE PARCELA (m2)	VALLADO	LINEA LAMT LONGITUD (m)	LINEA LAMT TEMPORAL (m2)	LINEA LSMT PERMANENTE (m2)	VIALES DEFINITIVOS EJE (m)	VIALES DEFINITIVOS (m2)	SUPERFICIE AFECTADA TEMPORALEMENTE (m2)	SUPERFICIE AFECTADA DEFINITIVAMENTE (m2)
15939451	1	59	8762.567769	7551.73	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00





COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE NAVARRA

VISADO: 241323

Habilitación

Profesional

30/09

2024

Collegiado: 1546 RUBEN PASCUAL HERNANDEZ