PROMOTOR: DOMINION RENEWABLE 5, S.L.U

Plaza Pio Baroja, nº 3, planta 1ª, 48001 Bilbao
Tel.: 94 479 37 87
www.dominion-global.com

SEPARATA AL PROYECTO DE EJECUCIÓN

DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A LA RED EN T.M DE ALEGRÍA (ÁLAVA)

ARABA FV

ORGANISMO AFECTADO:
AGENCIA VASCA DEL AGUA

Situación

T.M. de Alegría
(Álava-España)

C/ Maestro Serrano, nº9, 1º, Oficina4. 04004-Almería
Tfno. 950.044.569
e-mail: info@solutio-ingenieria.com

ÍNDICE

DOCUMENTO 1: MEMORIA DESCRIPTIVA

DOCUMENTO 2: ESTUDIO HIDROLÓGICO

DOCUMENTO 3: PLANOS

DOCUMENTO I
MEMORIA

ÍNDICE

1 INTRODUCCIÓN 4

2 OBJETO DEL PROYECTO 5

3 EMPLAZAMIENTO Y SUPERFICIE 5

4 TITULAR 7

5 REGLAMENTACIÓN Y DISPOSICIONES OFICIALES 7

6 AUTOR DEL PROYECTO 31

7 ORGANISMOS AFECTADOS 31

8 JUSTIFICACIÓN URBANÍSTICA 32

9 CONFIGURACIÓN DE DISEÑO ADOPTADA 32

9.1 RESUMEN DE CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA 32
9.2 INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS 35
9.3 SOMBRAS Y DISTANCIA ENTRE MÓDULOS 35
9.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS A INSTALAR 35
9.4.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS 35
9.4.2 ESTRUCTURA SOPORTE 38
9.4.3 INVERSORES 39

10 ESTUDIO DE PRODUCCIÓN 41

11 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS 47

11.1 CÁLCULOS DEL COEFICIENTE DE SEGURIDAD DE VUELCO DE LA ESTRUCTURA 47
11.2 CÁLCULOS DE LAS PÉRDIDAS A SOMBREADOS 47
11.3 CALCULOS DE TENSIÓN E INTENSIDAD A LA ENTRADA DEL INVERSOR. 47
11.4 JUSTIFICACIÓN DE LOS COMPONENTES. 49

12 INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN 49

12.1 CIRCUITO BAJA TENSIÓN CORRIENTE CONTINUA (CC) 49

12.2 CIRCUITO BAJA TENSIÓN CORRIENTE ALTERNA (AC) 49
12.3 CIRCUITO BAJA TENSIÓN. SERVICIOS AUXILIARES 50

13 INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN 51

13.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS CT 51
13.2 LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN 52

14 OBRA CIVIL 52

14.1 ACONDICIONAMIENTO DEL TERRENO 52
14.2 CIMENTACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS FIJAS 52
14.3 ZANJAS PARA CABLEADO 53
14.4 VALLADO PERIMETRAL 53
14.5 VIALES DE ACCESO 53
14.6 CIMENTACIONES INVERSORES Y CENTROS DE TRANSFORMACIÓN. 54
14.7 EDIFICIOS PARA ALMACÉN Y CENTRO DE CONTROL 54
14.8 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL 55

15 DOMINIO PÚBLICO HIDRÁULICO 56

16 MONITORIZACIÓN Y CONTROL DE PLANTA 56

17 VIDEO VIGILANCIA Y SEGURIDAD 56

18 GESTIÓN DE RESIDUOS 57

19 PLANNING DE EJECUCIÓN 57

20 PLAN DE DESMANTELAMIENTO DE LAS INSTALACIONES Y RESTITUCIÓN DE LAS CONDICIONES INICIALES 59

21 CONCLUSIONES 59

1 INTRODUCCIÓN

El objeto de la presenta **SEPARATA** en relación al **"PROYECTO EJECUCIÓN DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A LA RED EN T.M. DE ALEGRIA (ÁLAVA) – ARABA FV"** tiene por objeto informar de las posibles afecciones del citado proyecto con las infraesutructuras de su titularidad, así como definir las características y medidas adoptadas para la instalación de una central solar fotovoltaica situada en el término municipal de Alegría (Álava), con una potencia instalada en inversores de 4,80 MWn y una capacidad de acceso concedida en el punto de conexión de 4,99 MWn.

La central estará formada por **12.180** módulos fotovoltaicos, con una potencia de 745 Wp cada uno, lo que proporciona una potencia instalada en módulos de 9,0741 MWp.

En total la planta constará de **237** estructuras fijas, teniendo 198 estructuras 2V28 y 39 estructuras 2V14.

Los módulos fotovoltaicos se agruparán formando la red de corriente continua de la planta alimentarán a los inversores. En total la planta va a disponer de un total de **16 inversores** de **300 kW,** por lo que tendremos en total una potencia instalada en inversores de **4,8 MW.**

Estos inversores alimentarán a 2 centro de transformación de 3.000 kVA, el cual elevará la tensión de 800 V a 30 kV.

Desde el Centro de Seccionamiento a instalar en nuestra planta, **CS ARABA FV**, partirá una línea subterránea de 30 kV que permitirá evacuar la energía generada en la planta hacia un nuevo centro de seccionamiento, ubicado en una planta FV a construir al lado de la planta objeto de este proyecto. Este centro irá ubicado en la planta de **GASTEIZ SOLAR**. Esta línea, que conecta el **CS ARABA FV**, con el **CS GASTEIZ SOLAR**, que será objeto de proyecto independiente.

En el centro de seccionamiento a ubicar en GASTEIZ SOLAR, llegarán las líneas de evacuación de 30 kV de GASTEIZ SOLAR y de ARABA FV, y estas dos líneas se unificarán

en una sola línea de evacuación de 30 kV, que unirá el Centro de seccionamiento de GASTEIZ SOLAR con otro Centro de seccionamiento particular situado, junto a un centro de seccionamiento de Iberdrola. Estos dos centros de seccionamiento, el particular y el de Iberdrola, se situarán junto al punto de conexión, junto a la línea de 30 kV, denominada **GAMARRA ALSASUA I**, propiedad de i-de redes inteligentes SA (Grupo Iberdrola).

Estas infraestructuras serán objeto de proyecto independiente.

2 OBJETO DEL PROYECTO

El objeto del presente proyecto es el de exponer ante los Organismos Competentes que la planta solar fotovoltaica que nos ocupa reúne las condiciones y garantías mínimas exigidas por la reglamentación vigente, con el fin de obtener la Autorización Administrativa y la de Ejecución de la instalación, así como servir de base a la hora de proceder a la ejecución de instalación.

3 EMPLAZAMIENTO Y SUPERFICIE

El lugar de la instalación será en T.M de Alegría - Dulantzi (Álava) en las siguientes coordenadas:

- Coordenadas UTM ETRS89:

X: 540910,73

Y: 4743310,98

Zona: 30 T

Altitud: 567 m.s.n.m.

RELACIÓN DE PARCELAS Y DATOS CATASTRALES:

Término Municipal: Alegría - Dulantzi

PARCELAS CATASTRALES					
T.M.	**POLÍGONO**	**PARCELA**	**REF. CATASTRAL**	**SUP. CATASTRAL m²**	**SUP. VALLADA m²**
Alegría - Dulantzi	1	139	01010139000000000LO	24.436,00	22.160,66
		140	01010140000000000DQ	36.775,00	35.132,13
		142	01010142000000000CT	26.978,00	25.379,41
		144	01010144000000000BW	13.541,00	12.333,09
		145	01010145000000000HR	13.947,00	12.195,96

La superficie catastral es de 115.677,00 m², de la cual se actuará y vallará una superficie total de 107.201,25 m².

4 TITULAR

El titular de la instalación que se proyecta es:

Nombre de la sociedad: DOMINION RENEWABLE 5, S.L.U

C.I.F.: B95939641

Dirección: Plaza Pio Baroja, nº 3, planta 1

C.P. y Localidad: 48001 Bilbao

5 REGLAMENTACIÓN Y DISPOSICIONES OFICIALES

En la redacción del presente proyecto, así como en la ejecución de las instalaciones que conlleva, se tendrán en cuenta las siguientes normas y reglamentos:

- **Decreto 48/2020**, de 31 de marzo, por el que se regulan los procedimientos de autorización administrativa de las instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica.
- **Real Decreto 661/2007** por el que se establece la metodología para la actuación y sistematización del régimen económico y jurídico de la actividad de producción de energía en régimen especial.
- **Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión** y sus instrucciones técnicas complementarias. Aprobado por **Real Decreto 842/2002**, de 2 de agosto, B.O.E. 224 de 18/09/02
- **Real Decreto 1699/2011**, conexiones de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- **Real Decreto 187/2016** del Ministerio de Industria, Energía y Turismo sobre exigencias de seguridad del material eléctrico.

- **Real Decreto 186/2016** sobre compatibilidad electromagnética.
- **Real Decreto 1955/2000**, según el cual se regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones generadoras de energía eléctrica.
- **Pliego de instalaciones Técnicas para Instalaciones Solares Fotovoltaicas Conectadas a Red** del Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE)
- **Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión.** Aprobado por Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero**.**
- **Instrucciones Técnicas Complementarias** del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión.
- **Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas en alta tensión y sus Instrucciones técnicas complementarias ITC-RAT 01 a 23.** Aprobado por Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo.
- **Autorización de Instalaciones Eléctricas.** Aprobado por Ley 54/1997.
- **Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional** y desarrollos posteriores. Aprobado por Ley 54/1997.
- **Real Decreto 413/2014**, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- **Real Decreto 614/2001**, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico. Condiciones impuestas por los organismos Públicos afectados.

- **Ley de regulación del Sector Eléctrico**, Ley 24/2013 de 26 de diciembre.
- **Ley 2/2006**, de 30 de junio, de Suelo y Urbanismo, de la Comunidad Autónoma del País Vasco.
- **NTE-IEP**. Norma tecnológica del 13-03-73, para Instalaciones Eléctricas de Puesta en Tierra.
- **Normas UNE y recomendaciones UNESA**
- Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados
- Ordenanzas municipales del ayuntamiento donde se ejecute la obra
- Condicionados que puedan ser emitidos por organismos afectados por las instalaciones
- Normas particulares de la compañía suministradora
- Cualquier otra normativa y reglamentación de obligado cumplimiento para este tipo de instalaciones
- **Ley 37/2015**, de 29 de septiembre, de carreteras.
- **Ley 3/1995 de Vías Pecuarias y su Reglamento 155/1998**.
- **Ley 62/2003, de 30 de diciembre**, de medidas fiscales, administrativas y del orden social.
- **Real Decreto 110/2015,** de 20 de febrero, sobre residuos de aparatos eléctricos y electrónicos.
- **Real Decreto 9/2008, del 11 de enero**, por el que se modifica el Reglamento del Dominio Público Hidráulico, aprobado por el Real Decreto 849/1986, de 11 de abril.

- **Real Decreto Legislativo 7/2015,** de 30 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Suelo y Rehabilitación Urbana.

- **ORDEN FOM 1079/2006,** de 9 de junio, por la que se aprueba la instrucción técnica urbanística relativa a las condiciones generales de instalación y autorización de las infraestructuras de producción de energía eléctrica de origen fotovoltaico Código Técnico de la Edificación (CTE).

- **Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE).**

- **Real Decreto 2267/2004**, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Seguridad Contra Incendios en los Establecimientos Industriales.

- **Real Decreto 842/2013,** de 31 de octubre, por el que se aprueba la clasificación de los productos de construcción y de los elementos constructivos en función de sus propiedades de reacción y de resistencia frente al fuego.

- **Especificaciones Particulares de empresa suministradoras aprobadas**

Prescripciones técnicas impuestas por el propio reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, especialmente por las normas de la ITC-LAT 02:

GENERALES:

- UNE 20324:1993 Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).
- UNE 20324/1 M:2000 Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP). UNE 20324:2004 ERRATUM Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).
- UNE 21308-1:1994 Ensayos en alta tensión. Parte 1: definiciones y prescripciones generales relativas a los ensayos.
- UNE-EN 50102:1996 Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).

- UNE-EN 50102 CORR:2002 Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).
- UNE-EN 50102/A1:1999 Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).
- UNE-EN 50102/A1 CORR:2002 Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).
- UNE-EN 60060- 2:1997 Técnicas de ensayo en alta tensión. Parte 2: Sistemas de medida.
- UNE-EN 60060- 2/A11:1999 Técnicas de ensayo en alta tensión. Parte 2: Sistemas de medida.
- UNE-EN 60060- 3:2006 Técnicas de ensayo en alta tensión. Parte 3: Definiciones y requisitos para ensayos in situ.
- UNE-EN 60060-3 CORR.:2007 Técnicas de ensayo en alta tensión. Parte 3: Definiciones y requisitos para ensayos in situ.
- UNE-EN 60071- 1:2006 Coordinación de aislamiento. Parte 1: Definiciones, principios y reglas.
- UNE-EN 60071- 2:1999 Coordinación de aislamiento. Parte 2: Guía de aplicación.
- UNE-EN 60270:2002 Técnicas de ensayo en alta tensión. Medidas de las descargas parciales.
- UNE-EN 60865- 1:1997 Corrientes de cortocircuito. Parte 1: Definiciones y métodos de cálculo.
- UNE-EN 60909- 0:2002 Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Parte 0: Cálculo de corrientes.
- UNE-EN 60909- 3:2004 Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Parte 3: Corrientes durante dos cortocircuitos

monofónicos a tierra simultáneos y separados y corrientes parciales de cortocircuito circulando a través de tierra

CABLES Y CONDUCTORES:

- UNE 21144-1- 1:1997 Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Sección 1: Generalidades.
- UNE 21144-1- 1/2M:2002 Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Sección 1: Generalidades.
- UNE 21144-1- 2:1997 Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Sección 2: Factores de pérdidas por corrientes de Foucault en las cubiertas en el caso de dos circuitos en capas.
- UNE 21144-1- 3:2003 Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Sección 3: Reparto de la intensidad entre cables unipolares dispuestos en paralelo y cálculo de pérdidas por corrientes circulantes.
- UNE 21144-2- 1:1997 Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 2: Resistencia térmica. Sección 1: Cálculo de la resistencia térmica.
- UNE 21144-2- 1/1M:2002 Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 2: Resistencia térmica. Sección 1: Cálculo de la resistencia térmica. UNE 21144-2- 1/2M:2007 Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 2: Resistencia térmica. Sección 1: Cálculo de la resistencia térmica.
- UNE 21144-2- 2:1997 Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 2: Resistencia térmica. Sección 2: Método de cálculo de los coeficientes de reducción de la intensidad admisible para grupos de cables al aire y protegidos de la radiación solar.

- UNE 21144-3- 1:1997 Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 3: Secciones sobre condiciones de funcionamiento. Sección 1: Condiciones de funcionamiento de referencia y selección del tipo de cable.
- UNE 21144-3- 2:2000 Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 3: Secciones sobre condiciones de funcionamiento. Sección 2: Optimización económica de las secciones de los cables eléctricos de potencia.
- UNE 21144-3- 3:2007 Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 3: Secciones sobre condiciones de funcionamiento. Sección 3: Cables que cruzan fuentes de calor externas.
- UNE 21192:1992 Cálculo de las intensidades de cortocircuito térmicamente admisibles, teniendo en cuenta los efectos del calentamiento no adiabático.
- UNE 207015:2005 Conductores de cobre desnudos cableados para líneas eléctricas aéreas
- UNE 211003- 1:2001 Límites de temperatura de cortocircuito en cables eléctricos de tensión asignada de 1 kV (Um = 1,2 kV) a 3 kV (Um = 3,6 kV).
- UNE 211003- 2:2001 Límites de temperatura de cortocircuito en cables eléctricos de tensión asignada de 6 kV (Um = 7,2 kV) a 30 kV (Um = 36 kV).
- UNE 211003- 3:2001 Límites de temperatura de cortocircuito en cables eléctricos de tensión asignada superior a 30 kV (Um = 36 kV).
- UNE 211004:2003 Cables de potencia con aislamiento extruido y sus accesorios, de tensión asignada superior a 150 kV (Um = 170 kV) hasta 500 kV (Um = 550 kV). Requisitos y métodos de ensayo.
- UNE 211004/1M:2007 Cables de potencia con aislamiento extruido y sus accesorios, de tensión asignada superior a 150 kV (Um = 170 kV) hasta 500 kV (Um = 550 kV). Requisitos y métodos de ensayo. UNE 211435:2007 Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución.

- UNE-EN 50182:2002 Conductores para líneas eléctricas aéreas. Conductores de alambres redondos cableados en capas concéntricas.
- UNE-EN 50182 CORR.:2005 Conductores para líneas eléctricas aéreas. Conductores de alambres redondos cableados en capas concéntricas.
- UNE-EN 50183:2000 Conductores para líneas eléctricas aéreas. Alambres en aleación de aluminio-magnesio silicio.
- UNE-EN 50189:2000 Conductores para líneas eléctricas aéreas. Alambres de acero galvanizado.
- UNE-EN 50397- 1:2007 Conductores recubiertos para líneas aéreas y sus accesorios para tensiones nominales a partir de 1 kV c.a. hasta 36 kV c.a. Parte 1: Conductores recubiertos.
- UNE-EN 60228:2005 Conductores de cables aislados.
- UNE-EN 60228 CORR.:2005 Conductores de cables aislados.
- UNE-EN 60794- 4:2006 Cables de fibra óptica. Parte 4: Especificación intermedia. Cables ópticos aéreos a lo largo de líneas eléctricas de potencia
- UNE-EN 61232:1996 Alambres de acero recubiertos de aluminio para usos eléctricos.
- UNE-EN 61232/A11:2001 Alambres de acero recubiertos de aluminio para usos eléctricos.
- UNE-HD 620-5-E1:2007 Cables eléctricos de distribución con aislamiento extruido, de tensión asignada desde 3,6/6 (7,2) kV hasta 20,8/36 (42) kV. Parte 5: Cables unipolares y unipolares reunidos, con aislamiento de XLPE. Sección E-1: Cables con cubierta de compuesto de poliolefina (tipos 5E-1, 5E-4 y 5E-5). UNE-HD 620-5-E2:1996 Cables eléctricos de distribución con aislamiento extruido, de tensión asignada desde 3,6/6 (7,2) kV hasta 20,8/36 (42) kV. Parte 5: Cables unipolares y unipolares reunidos, con aislamiento de XLPE. Sección E-2: Cables reunidos en haz con fiador de acero para distribución aérea y servicio MT (tipo 5E-3).

- UNE-HD 620-7-E1:2007 Cables eléctricos de distribución con aislamiento extruido, de tensión asignada desde 3,6/6 (7,2) kV hasta 20,8/36 (42) kV. Parte 7: Cables unipolares y unipolares reunidos, con aislamiento de EPR. Sección E-1: Cables con cubierta de compuesto de poliolefina (tipos 7E-1, 7E-4 y 7E-5).
- UNE-HD 620-7-E2:1996 Cables eléctricos de distribución con aislamiento extruido, de tensión asignada desde 3,6/6 (7,2) kV hasta 20,8/36 (42) kV. Parte 7: Cables unipolares y unipolares reunidos, con aislamiento de EPR. Sección E-2: Cables reunidos en haz con fiador de acero para distribución aérea y servicio MT (tipo 7E-2).
- UNE-HD 620-9- E:2007 Cables eléctricos de distribución con aislamiento extruido, de tensión asignada desde 3,6/6 (7,2) kV hasta 20,8/36 (42) kV. Parte 9: Cables unipolares y unipolares reunidos, con aislamiento de HEPR. Sección E: Cables con aislamiento de HEPR y cubierta de compuesto de poliolefina (tipos 9E-1, 9E-4 y 9E-5).
- UNE-HD 632- 3A:1999 Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios, para tensión asignada desde 36 kV (Um = 42 kV) hasta 150 kV (Um = 170 kV). Parte 3: Prescripciones de ensayo para cables con aislamiento de XLPE y pantalla metálica y sus accesorios. Sección A: Cables con aislamiento de XLPE y pantalla metálica y sus accesorios (lista de ensayos 3A).
- UNE-HD 632- 5A:1999 Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios, para tensión asignada desde 36 kV (Um = 42 kV) hasta 150 kV (Um = 170 kV). Parte 5: Prescripciones de ensayo para cables con aislamiento de XLPE y cubierta metálica y sus accesorios. Sección A: Cables con aislamiento de XLPE y cubierta metálica y sus accesorios (lista de ensayos 5A).
- UNE-HD 632- 6A:1999 Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios, para tensión asignada desde 36 kV (Um = 42 kV) hasta 150 kV (Um = 170 kV). Parte 6: Prescripciones de ensayo para cables con

aislamiento de EPR y pantalla metálica y sus accesorios. Sección A: Cables con aislamiento de EPR y pantalla metálica y sus accesorios (lista de ensayos 6A).

- UNE-HD 632- 8A:1999 Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios, para tensión asignada desde 36 kV (Um = 42 kV) hasta 150 kV (Um = 170 kV). Parte 8: Prescripciones de ensayo para cables con aislamiento de EPR y cubierta metálica y sus accesorios. Sección A: Cables con aislamiento de EPR y cubierta metálica y sus accesorios (lista de ensayos 8A).
- PNE 211632-4A Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios, para tensión asignada desde 36 kV (Um = 42 kV) hasta 150 kV (Um = 170 kV). Parte 4: Cables con aislamiento de HEPR y cubierta de compuesto de poliolefina (tipos 1, 2 y 3).
- PNE 211632-6A Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios, para tensión asignada desde 36 kV (Um = 42 kV) hasta 150 kV (Um = 170 kV). Parte 6: Cables con aislamiento de XLPE y cubierta de compuesto de poliolefina (tipos 1, 2 y 3).

ACCESORIOS PARA CABLES:

- UNE 21021:1983 Piezas de conexión para líneas eléctricas hasta 72,5 kV.
- UNE-EN 61442:2005 Métodos de ensayo para accesorios de cables eléctricos de tensión asignada de 6 kV (Um = 7,2 kV) a 36 kV (Um = 42 kV)
- UNE-EN 61854:1999 Líneas eléctricas aéreas. Requisitos y ensayos para separadores.
- UNE-EN 61897:2000 Líneas eléctricas aéreas. Requisitos y ensayos para amortiguadores de vibraciones eólicas tipo Stockbridge.
- UNE-EN 61238- 1:2006 Conectores mecánicos y de compresión para cables de energía de tensiones asignadas hasta 36 kV (Um = 42 kV). Parte 1: Métodos de ensayo y requisitos.

- UNE-HD 629- 1:1998 Prescripciones de ensayo para accesorios de utilización en cables de energía de tensión asignada de 3,6/6(7,2) kV hasta 20,8/36(42) kV. Parte 1: Cables con aislamiento seco.
- UNE-HD 629- 1/A1:2002 Prescripciones de ensayo para accesorios de utilización en cables de energía de tensión asignada desde 3,6/6 (7,2) kV hasta 20,8/36 (42) kV. Parte 1: Cables con aislamiento seco.

APOYOS Y HERRAJES:

- UNE 21004:1953 Crucetas de madera para líneas eléctricas.
- UNE 21092:1973 Ensayo de flexión estática de postes de madera.
- UNE 21094:1983 Impregnación con creosota a presión de los postes de madera de pino. Sistema Rüping.
- UNE 21097:1972 Preservación de los postes de madera. Condiciones de la creosota.
- UNE 21151:1986 Preservación de postes de madera. Condiciones de las sales preservantes más usuales.
- UNE 21152:1986 Impregnación con sales a presión de los postes de madera de pino. Sistema por vacío y presión.
- UNE 37507:1988 Recubrimientos galvanizados en caliente de tornillería y otros elementos de fijación.
- UNE 207009:2002 Herrajes y elementos de fijación y empalme para líneas eléctricas aéreas de alta tensión.
- UNE 207016:2007 Postes de hormigón tipo HV y HVH para líneas eléctricas aéreas.
- UNE 207017:2005 Apoyos metálicos de celosía para líneas eléctricas aéreas de distribución.
- UNE 207018:2006 Apoyos de chapa metálica para líneas eléctricas aéreas de distribución.
- UNE-EN 12465:2002 Postes de madera para líneas aéreas. Requisitos de durabilidad.

- UNE-EN 60652:2004 Ensayos mecánicos de estructuras para líneas eléctricas aéreas.
- UNE-EN 61284:1999 Líneas eléctricas aéreas. Requisitos y ensayos para herrajes.
- UNE-EN ISO 1461:1999 Recubrimientos galvanizados en caliente sobre productos acabados de hierro y acero. Especificaciones y métodos de ensayo.

APARAMENTA:

- UNE 21120-2:1998 Fusibles de alta tensión. Parte 2: Cortacircuitos de expulsión.
- UNE-EN 60265-1:1999 Interruptores de alta tensión. Parte 1: Interruptores de alta tensión para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores a 52 kV.
- UNE-EN 60265-1 CORR:2005 Interruptores de alta tensión. Parte 1: Interruptores de alta tensión para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores a 52 kV.
- UNE-EN 60265-2:1994 Interruptores de alta tensión. Parte 2: interruptores de alta tensión para tensiones asignadas iguales o superiores a 52 kV.
- UNE-EN 60265- 2/A1:1997 Interruptores de alta tensión. Parte 2: Interruptores de alta tensión para tensiones asignadas iguales o superiores a 52 kV.
- UNE-EN 60265- 2/A2:1999 Interruptores de alta tensión. Parte 2: Interruptores de alta tensión para tensiones asignadas iguales o superiores a 52 kV.
- UNE-EN 60282-1:2007 Fusibles de alta tensión. Parte 1: Fusibles limitadores de corriente
- UNE-EN 62271- 100:2003 Aparamenta de alta tensión. Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna para alta tensión.

- UNE-EN 62271- 100/A1:2004 Aparamenta de alta tensión. Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna para alta tensión.
- UNE-EN 62271- 100/A2:2007 Aparamenta de alta tensión. Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna para alta tensión.
- UNE-EN 62271- 102:2005 Aparamenta de alta tensión. Parte 102: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.

AISLADORES:

- UNE 21009:1989 Medidas de los acoplamientos para rótula y alojamiento de rotula de los elementos de cadenas de aisladores
- UNE 21128:1980 Dimensiones de los acoplamientos con horquilla y lengüeta de los elementos de las cadenas de aisladores.
- UNE 21128/1 M:2000 Dimensiones de los acoplamientos con horquilla y lengüeta de los elementos de las cadenas de aisladores.
- UNE 21909:1995 Aisladores compuestos destinados a las líneas aéreas de corriente alterna de tensión nominal superior a 1.000 V. Definiciones, métodos de ensayo y criterios de aceptación.
- UNE 21909/1 M:1998 Aisladores compuestos destinados a las líneas aéreas de corriente alterna de tensión nominal superior a 1.000 V. Definiciones, métodos de ensayo y criterios de aceptación.
- UNE 207002:1999 IN Aisladores para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1.000 V. Ensayos de arco de potencia en corriente alterna de cadenas de aisladores equipadas.
- UNE-EN 60305:1998 Aisladores para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 kV. Elementos de las cadenas de aisladores de material cerámico o de vidrio para sistemas de corriente alterna. Características de los elementos de las cadenas de aisladores tipo caperuza y vástago.
- UNE-EN 60372:2004 Dispositivos de enclavamiento para las uniones entre los elementos de las cadenas de aisladores mediante rótula y alojamiento de rótula. Dimensiones y ensayos.

- UNE-EN 60383- 1:1997 Aisladores para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 kV. Parte 1: Elementos de aisladores de cadena de cerámica o de vidrio para sistemas de corriente alterna.
- Definiciones, métodos de ensayo y criterios de aceptación.
- UNE-EN 60383- 1/A11:2000 Aisladores para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 kV. Parte 1: Elementos de aisladores de cadena de cerámica o de vidrio para sistemas de corriente alterna. Definiciones, métodos de ensayo y criterios de aceptación.
- UNE-EN 60383- 2:1997 Aisladores para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1.000 V. Parte 2: Cadenas de aisladores y cadenas de aisladores equipadas para sistemas de corriente alterna. Definiciones, métodos de ensayo y criterios de aceptación.
- UNE-EN 60433:1999 Aisladores para líneas aéreas de tensión nominal superiora 1 kV. Aisladores de cerámica para sistemas de corriente alterna. Características de los elementos de cadenas de aisladores de tipo bastón
- UNE-EN 61211:2005 Aisladores de material cerámico o vidrio para líneas aéreas con tensión nominal superior a 1000V. Ensayos de perforación con impulsos en aire.
- UNE-EN 61325:1997 Aisladores para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1.000 V. Elementos aisladores de cerámica o de vidrio para sistemas de corriente continua. Definiciones, métodos de ensayo y criterios de aceptación.
- UNE-EN 61466- 1:1998 Elementos de cadenas de aisladores compuestos para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 kV. Parte 1: Clases mecánicas y acoplamientos de extremos normalizados.
- UNE-EN 61466- 2:1999 Elementos de cadenas de aisladores compuestos para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 kV. Parte 2: Características dimensionales y eléctricas

- UNE-EN 61466- 2/A1:2003 Elementos de cadenas de aisladores compuestos para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 kV. Parte 2: Características dimensionales y eléctricas.
- UNE-EN 62217:2007 Aisladores poliméricos para uso interior y exterior con una tensión nominal superior a 1000V. Definiciones generales, métodos de ensayo y criterios de aceptación.

PARARRAYOS:

- UNE 21087-3:1995 Pararrayos. Parte 3: ensayos de contaminación artificial de los pararrayos.
- UNE-EN 60099-1:1996 Pararrayos. Parte 1: Pararrayos de resistencia variable con explosores para redes de corriente alterna.
- UNE-EN 60099- 1/A1:2001 Pararrayos. Parte 1: Pararrayos de resistencia variable con explosores para redes de corriente alterna.
- UNE-EN 60099-4:2005 Pararrayos. Parte 4: Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna.
- UNE-EN 60099- 4/A1:2007 Pararrayos. Parte 4: Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna.
- UNE-EN 60099-5:2000 Pararrayos. Parte 5: Recomendaciones para la selección y utilización. UNE-EN 60099- 5/A1:2001 Pararrayos. Parte 5: Recomendaciones para la selección y utilización.

Prescripciones técnicas impuestas por Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, principalmente las normas de la ITC-RAT-02:

GENERALES:

- UNE-EN 60060-1:2012Técnicas de ensayo de alta tensión. Parte 1: Definiciones generales y requisitos de ensayo.
- UNE-EN 60060-2:2012Técnicas de ensayo en alta tensión. Parte 2: Sistemas de medida.

- UNE-EN 60071-1:2006
- UNE-EN 60071-1/A1:2010Coordinación de aislamiento. Parte 1: Definiciones, principios y reglas.
- UNE-EN 60071-2:1999Coordinación de aislamiento. Parte 2: Guía de aplicación.
- UNE-EN 60027-1:2009Símbolos literales utilizados en electrotecnia. Parte 1: Generalidades.
- UNE-EN 60027-1:2009/A2:2009Símbolos literales utilizados en electrotecnia. Parte 1: Generalidades.
- UNE-EN 60027-4:2011Símbolos literales utilizados en electrotécnica. Parte 4: Máquinas eléctricas rotativas.
- UNE-EN 60617-2:1997Símbolos gráficos para esquemas. Parte 2: Elementos de símbolos, símbolos distintivos y otros símbolos de aplicación general.
- UNE-EN 60617-3:1997Símbolos gráficos para esquemas. Parte 3: Conductores y dispositivos de conexión.
- UNE-EN 60617-6:1997Símbolos gráficos para esquemas. Parte 6: Producción, transformación y conversión de la energía eléctrica.
- UNE-EN 60617-7:1997Símbolos gráficos para esquemas. Parte 7: Aparamenta y dispositivos de control y protección.
- UNE-EN 60617-8:1997Símbolos gráficos para esquemas. Parte 8: Aparatos de medida, lámparas y dispositivos de señalización.
- UNE 207020:2012 INProcedimiento para garantizar la protección de la salud y la seguridad de las personas en instalaciones eléctricas de ensayo y de medida de alta tensión.

AISLADORES Y PASATAPAS:

- UNE-EN 60168:1997Ensayos de aisladores de apoyo, para interior y exterior, de cerámica o de vidrio, para instalaciones de tensión nominal superior a 1000 V.

- UNE-EN 60168/A1:1999Ensayos de aisladores de apoyo, para interior y exterior, de cerámica o de vidrio, para instalaciones de tensión nominal superior a 1 kV.
- UNE-EN 60168/A2:2001Ensayos de aisladores de apoyo, para interior y exterior, de cerámica o de vidrio, para instalaciones de tensión nominal superior a 1 kV.
- UNE 21110-2:1996Características de los aisladores de apoyo de interior y de exterior para instalaciones de tensión nominal superior a 1000 V.
- UNE 21110-2 ERRATUM:1997Características de los aisladores de apoyo de interior y de exterior para instalaciones de tensión nominal superior a 1000 V.
- UNE-EN 60137:2011Aisladores pasantes para tensiones alternas superiores a 1000 V.
- UNE-EN 60507:1995Ensayos de contaminación artificial de aisladores para alta tensión destinados a redes de corriente alterna.
- APARAMENTA:
- UNE-EN 62271-1:2009Aparamenta de alta tensión. Parte 1: Especificaciones comunes.
- UNE-EN 62271-1/A1:2011Aparamenta de alta tensión. Parte 1: Especificaciones comunes.
- UNE-EN 60439-5:2007Conjuntos de aparamenta de baja tensión. Parte 5: Requisitos particulares para los conjuntos de aparamenta para redes de distribución públicas. (Esta norma dejará de aplicarse el 3 de enero de 2016).
- UNE-EN 61439-5:2011Conjuntos de aparamenta de baja tensión. Parte 5: Conjuntos de aparamenta para redes de distribución pública
- SECCIONADORES:
- UNE-EN 62271-102:2005Aparamenta de alta tensión. Parte 102: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.

- UNE-EN 62271-102:2005
- ERR:2011Aparamenta de alta tensión. Parte 102: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.
- UNE-EN 62271-102:2005/A1:2012Aparamenta de alta tensión. Parte 102: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.
- UNE-EN 62271-102:2005/A2:2013Aparamenta de alta tensión. Parte 102: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.

INTERRUPTORES, CONTACTORES E INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS:

- UNE-EN 60265-1:1999Interruptores de alta tensión. Parte 1: Interruptores de alta tensión para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores a 52 kV.
- UNE-EN 60265-1 CORR:2005Interruptores de alta tensión. Parte 1: Interruptores de alta tensión para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores a 52 kV.
- (Esta norma dejará de aplicarse el 21 de julio de 2014).
- UNE-EN 62271-103:2012Aparamenta de alta tensión. Parte 103: Interruptores para tensiones asignadas superiores a 1kV e inferiores o iguales a 52 kV.
- UNE-EN 62271-104:2010Aparamenta de alta tensión. Parte 104: Interruptores de corriente alterna para tensiones asignadas iguales o superiores a 52 kV.
- UNE-EN 60470:2001Contactores de corriente alterna para alta tensión y arrancadores de motores con contactores.
- (Esta norma dejará de aplicarse el 29 de septiembre de 2014).
- UNE-EN 62271-106:2012Aparamenta de alta tensión. Parte 106: Contactores, controladores y arrancadores de motor con contactores, de corriente alterna.
- UNE-EN 62271-100:2011Aparamenta de alta tensión. Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna.

APARAMENTA BAJO ENVOLVENTE METÁLICA O AISLANTE:

- UNE-EN 62271-200:2005Aparamenta de alta tensión. Parte 200: Aparamenta bajo envolvente metálica de corriente alterna para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV. (Esta norma dejará de aplicarse el 29 de noviembre de 2014).
- UNE-EN 62271-200:2012Aparamenta de alta tensión. Parte 200: Aparamenta bajo envolvente metálica de corriente alterna para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.
- UNE-EN 62271-201:2007Aparamenta de alta tensión. Parte 201: Aparamenta bajo envolvente aislante de corriente alterna para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.
- UNE-EN 62271-203:2005Aparamenta de alta tensión. Parte 203: Aparamenta bajo envolvente metálica con aislamiento gaseoso para tensiones asignadas superiores a 52 kV. (Esta norma dejará de aplicarse el 13 de octubre de 2014).
- UNE-EN 62271-203:2013Aparamenta de alta tensión. Parte 203: Aparamenta bajo envolvente metálica con aislamiento gaseoso para tensiones asignadas superiores a 52 kV.
- UNE 20324:1993Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).
- UNE 20324 ERRATUM:2004Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).
- UNE 20324/1M:2000Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).
- UNE-EN 50102:1996Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).
- UNE-EN 50102 CORR:2002Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).

- UNE-EN 50102/A1:1999Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).
- UNE-EN 50102/A1 CORR:2002Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).

TRANSFORMADORES DE POTENCIA:

- UNE-EN 60076-1:1998Transformadores de potencia. Parte 1: Generalidades.
- UNE-EN 60076-1/A1:2001Transformadores de potencia. Parte 1: Generalidades.
- UNE-EN 60076-1/A12:2002Transformadores de potencia. Parte 1: Generalidades. (Esta norma dejará de aplicarse el 25 de mayo de 2014).
- UNE-EN 60076-1:2013Transformadores de potencia. Parte 1: Generalidades.
- UNE-EN 60076-2:2013Transformadores de potencia. Parte 2: Calentamiento de transformadores sumergidos en líquido.
- UNE-EN 60076-3:2002Transformadores de potencia. Parte 3: Niveles de aislamiento, ensayos dieléctricos y distancias de aislamiento en el aire.
- UNE-EN 60076-3 ERRATUM:2006Transformadores de potencia. Parte 3: Niveles de aislamiento, ensayos dieléctricos y distancias de aislamiento en el aire.
- UNE-EN 60076-5:2008Transformadores de potencia. Parte 5: Aptitud para soportar cortocircuitos.
- UNE-EN 60076-11:2005Transformadores de potencia. Parte 11: Transformadores de tipo seco.
- UNE-EN 50464-1:2010Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite 50 Hz, de 50 kVA a 2500 kVA con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV. Parte 1: Requisitos generales.

- UNE-EN 50464-1:2010/A1:2013Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite 50 Hz, de 50 kVA a 2 500 kVA con tensión más elevada para el material hasta 36 kV. Parte 1: Requisitos generales.
- UNE 21428-1:2011Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite 50 Hz, de 50 kVA a 2500 kVA con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV. Parte 1: Requisitos generales. Complemento nacional.
- UNE 21428-1-1:2011Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite 50 Hz, de 50 kVA a 2500 kVA con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV. Parte 1: Requisitos generales. Requisitos para transformadores multitensión en alta tensión.
- UNE 21428-1-2:2011Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite 50 Hz, de 50 kVA a 2500 kVA con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV. Parte 1: Requisitos generales. Requisitos para transformadores bitensión en baja tensión.
- UNE-EN 50464-2-1:2010Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite 50 Hz, de 50 kVA a 2500 kVA con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV. Parte 2-1: Transformadores de distribución con cajas de cables en el lado de alta y/o baja tensión. Requisitos generales.
- UNE-EN 50464-2-2:2010
- Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite 50 Hz, de 50 kVA a 2500 kVA con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV. Parte 2-2: Transformadores de distribución con cajas de cables en el lado de alta y/o baja tensión. Cajas de cables Tipo 1 para uso en transformadores de distribución que cumplan los requisitos de la norma EN 50464-2-1.
- UNE-EN 50464-2-3:2010Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite 50 Hz, de 50 kVA a 2500 kVA con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV. Parte 2-3: Transformadores de

distribución con cajas de cables en el lado de alta y/o baja tensión. Cajas de cables Tipo 2 para uso en transformadores de distribución que cumplan los requisitos de la norma EN 50464-2-1.

- UNE-EN 50464-3:2010Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite 50 Hz, de 50 kVA a 2500 kVA con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV. Parte 3: Determinación de la potencia asignada de transformadores con corrientes no sinusoidales.
- UNE-EN 50541-1:2012Transformadores trifásicos de distribución tipo seco 50 Hz, de 100 kVA a 3150 kVA, con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV. Parte 1: Requisitos generales.
- UNE-EN 21538-1:2013Transformadores trifásicos de distribución tipo seco 50 Hz, de 100 kVA a 3 150 kVA, con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV. Parte 1: Requisitos generales. Complemento nacional.
- UNE 21538-3:1997Transformadores trifásicos tipo seco, para distribución en baja tensión, de 100 a 2 500 kVA, 50 Hz, con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV. Parte 3: Determinación de las características de potencia de un transformador cargado con corrientes no sinusoidales.

CENTROS DE TRANSFORMACIÓN PREFABRICADOS:

- UNE-EN 62271-202:2007Aparamenta de alta tensión. Parte 202: Centros de transformación prefabricados de alta tensión/baja tensión.
- UNE EN 50532:2011Conjuntos compactos de aparamenta para centros de transformación (CEADS).
- TRANSFORMADORES DE MEDIDA Y PROTECCIÓN:
- UNE-EN 50482:2009Transformadores de medida. Transformadores de tensión inductivos trifásicos con Um hasta 52 kV.
- UNE-EN 60044-1:2000Transformadores de medida. Parte 1: Transformadores de intensidad.
- UNE-EN 60044-1/A1:2001Transformadores de medida. Parte 1: Transformadores de intensidad.

- UNE-EN 60044-1/A2:2004Transformadores de medida. Parte 1: Transformadores de intensidad. (Esta norma dejará de aplicarse el 23 de octubre de 2015).
- UNE-EN 61869-1:2010Transformadores de medida. Parte 1: Requisitos generales.
- UNE-EN 61869-2:2013Transformadores de medida. Parte 2: Requisitos adicionales para los transformadores de intensidad.
- UNE-EN 60044-5:2005Transformadores de medida. Parte 5: Transformadores de tensión capacitivos. (Esta norma dejará de aplicarse el 17 de agosto de 2014).
- UNE-EN 61869-5:2012Transformadores de medida. Parte 5: Requisitos adicionales para los transformadores de tensión capacitivos.
- UNE-EN 60044-2:1999Transformadores de medida. Parte 2: Transformadores de tensión inductivos.
- UNE-EN 60044-2/A1:2001Transformadores de medida. Parte 2: Transformadores de tensión inductivos.
- UNE-EN 60044-2/A2:2004Transformadores de medida. Parte 2: Transformadores de tensión inductivos. (Esta norma dejará de aplicarse el 17 de agosto de 2014).
- UNE-EN 61869-3:2012Transformadores de medida. Parte 3: Requisitos adicionales para los transformadores de tensión inductivos.
- UNE-EN 60044-3:2004Transformadores de medida. Parte 3: Transformadores combinados.
- PARARRAYOS:
- UNE-EN 60099-1:1996Pararrayos. Parte 1: Pararrayos de resistencia variable con explosores para redes de corriente alterna.
- UNE-EN 60099-1/A1:2001Pararrayos. Parte 1: Pararrayos de resistencia variable con explosores para redes de corriente alterna.

- UNE-EN 60099-4:2005Pararrayos. Parte 4: Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna.
- UNE-EN 60099-4:2005/A2:2010Pararrayos. Parte 4: Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna.
- UNE-EN 60099-4:2005/A1:2007Pararrayos. Parte 4: Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna.

FUSIBLES DE ALTA TENSIÓN:

- UNE-EN 60282-1:2011Fusibles de alta tensión. Parte 1: Fusibles limitadores de corriente.
- UNE 21120-2:1998Fusibles de alta tensión. Parte 2: Cortacircuitos de expulsión.

CABLES Y ACCESORIOS DE CONEXIÓN DE CABLES:

- UNE 211605:2013Ensayo de envejecimiento climático de materiales de revestimiento de cables.
- UNE-EN 60332-1-2:2005Métodos de ensayo para cables eléctricos y cables de fibra óptica sometidos a condiciones de fuego. Parte 1-2: Ensayo de resistencia a la propagación vertical de la llama para un conductor individual aislado o cable. Procedimiento para llama premezclada de 1 kW.
- UNE-EN 60228:2005 Conductores de cables aislados.
- UNE 211002:2012Cables de tensión asignada inferior o igual a 450/750 V con aislamiento termoplástico. Cables unipolares, no propagadores del incendio, con aislamiento termoplástico libre de halógenos, para instalaciones fijas.
- UNE 21027-9:2007/1C:2009Cables de tensión asignada inferior o igual a 450/750 V, con aislamiento reticulado. Parte 9: Cables unipolares sin cubierta libres de halógenos para instalación fija, con baja emisión de humos. Cables no propagadores del incendio.

- UNE 211006:2010Ensayos previos a la puesta en servicio de sistemas de cables eléctricos de alta tensión en corriente alterna.
- UNE 211620:2012Cables eléctricos de distribución con aislamiento extruido y pantalla de tubo de aluminio de tensión asignada desde 3,6/6 (7,2) kV hasta 20,8/36 (42) kV.
- UNE 211027:2013Accesorios de conexión. Empalmes y terminaciones para redes subterráneas de distribución con cables de tensión asignada hasta 18/30 (36 kV).
- UNE 211028:2013Accesorios de conexión. Conectores separables apantallados enchufables y atornillables para redes subterráneas de distribución con cables de tensión asignada hasta 18/30 (36 kV).

6 AUTOR DEL PROYECTO

Los autores del proyecto son D. Juan José Gazquez Gonzálvez, colegiado nº 845, del Colegio Oficial de Ingenieros Técnicos Industriales de Almería y D. Guillermo Berbel Castillo, colegiado nº15.152 del Colegio Oficial de Ingenieros de Caminos Canales y Puertos.

7 ORGANISMOS AFECTADOS

- Ayuntamiento de Alegría, Álava.
- Diputación Foral de Álava.
- Agencia Vasca del Agua

8 JUSTIFICACIÓN URBANÍSTICA

Como se ha indicado, la finca se haya situada en el T.M. de Alegría - Dulantzi, Álava.

Las parcelas se encuentran en un suelo clasificado como no urbanizable, suelo en el que puede ubicarse la Central Solar Fotovoltaica según su plan general de ordenación urbanística.

Por tanto, la construcción de la CSF se realizará cumpliendo en todo momento con la normativa del término municipal.

9 CONFIGURACIÓN DE DISEÑO ADOPTADA

9.1 RESUMEN DE CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

La instalación de 9,0741 MW con la distribución de módulos fotovoltaicos de la siguiente manera:

TOTAL INSTALACIÓN

Número total de módulos	12.180
Potencia nominal de módulos	745 Wp
Nº estructuras fijas	237
Nº estructuras fijas 2V14	39
Nº estructuras fijas 2V28	198
Potencia nominal instalación	**4,80 MWn**
Potencia pico instalación	**9,0741 MWp**

Se utilizarán módulos fotovoltaicos de 745 Wp, modelo Tiger Neo 66HL5-BDV de JINKO SOLAR o similar.

CONFIGURACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS FIJAS

Estructura fija 2V28

Número de módulos por estructura	56
Potencia nominal de módulos	745 Wp
Nº de módulos en serie por estructura	28
Potencia de instalación en c.c. por estructura	41,72 kWp
Nº de estructuras	198

Estructura fija 2V14

Número de módulos por estructura	28
Potencia nominal de módulos	745 Wp
Nº de módulos en serie por estructura	14
Potencia de instalación en c.c. por estructura	20,86 kWp
Nº de estructuras	39

CONFIGURACIÓN DE LOS INVERSORES

Nº total de Inversores tipo I –27 series de 28 módulos	13
Potencia Pico inversor (kWp)	556,322
Potencia nominal por Inversor (kW)	300
Nº total de Inversores tipo II – 28 series de 28 módulos	3
Potencia Pico inversor (kWp)	584,08
Potencia nominal por Inversor (kW)	300
Potencia Total Inversores (MW)	**4,80**

Se utilizarán inversores modelo SUN2000-330KTL-H1 de Huawei, de 300 kW de potencia nominal o similar.

CONFIGURACIÓN DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

CT-01	
Número Transformadores 3.000 kVA	1
Nº de Series instaladas	219
Nº de Inversores	8
Nº de Inversores Tipo I	5
Nº de Inversores Tipo II	3
Potencia nominal	2.400 kW
Nº Total de módulos	**6.132**
Nº Total de estructuras	**120**
Potencia instalada	**4.568,34 kWp**

CT-02	
Número Transformadores 3.000 kVA	1
Nº de Series instaladas	216
Nº de Inversores	8
Nº de Inversores Tipo I	8
Nº de Inversores Tipo II	-
Potencia nominal	2.400 kW
Nº Total de módulos	**6.048**
Nº Total de estructuras	**117**
Potencia instalada	**4.505,76 kWp**

9.2 INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

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

Para la estructura fija se ha establecido un ángulo de 30º.

9.3 SOMBRAS Y DISTANCIA ENTRE MÓDULOS

Las sombras se calculan en función de la latitud de la localización y el ángulo de los módulos.

El cálculo está realizado asumiendo que el 21 de diciembre no hay sombras durante dos horas antes y después del mediodía.

9.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS A INSTALAR

9.4.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Los valores de la energía media disponible de una cantidad de módulos fotovoltaicos orientados al sur y con una inclinación determinada, junto con su rendimiento y su potencia nominal, son los parámetros determinantes de la producción eléctrica de los paneles.

Los paneles son el elemento de generación eléctrica y se pueden disponer en serie y/o paralelo para obtener la tensión nominal requerida en cada caso. Estos paneles están formados por un número determinado de células que están protegidas por un vidrio, encapsuladas sobre un material plástico y todo el conjunto enmarcado con un perfil metálico.

La disposición de estos paneles se hace mediante la interconexión de módulos para aumentar su fiabilidad. Estos módulos están constituidos por células cuadradas fotovoltaicas de silicio. El uso de estas células evita los circuitos serie-paralelo, con sus problemas inherentes, que utilizan otros fabricantes para la construcción de módulos de

alta potencia. Este tipo de célula asegura una producción eléctrica que se extiende desde el amanecer hasta el atardecer, aprovechando toda la potencia útil posible que nos es suministrada por el sol.

La capa especial antirreflexiva incluida en el tratamiento de las células, asegura una uniformidad de color en todas las células, evitando coloreados diferentes dentro del módulo, mejorando de esta forma sensiblemente la estética.

Gracias a la robusta construcción mecánica con sólidos marcos laterales de aluminio anodizado, capaces de soportar el peso y dimensiones de estos módulos y siendo la parte frontal de vidrio templado antirreflector de bajo contenido en hierro, estos equipos cumplen con las estrictas normas de calidad a que son sometidos, soportando las inclemencias climáticas más duras, funcionando eficazmente sin interrupción durante su larga vida útil.

La caja de conexiones intemperie con el terminal positivo y el negativo, incorpora dos diodos de derivación cuya importante misión es la de reducir la posibilidad de pérdida de energía por sombreados parciales de uno o varios módulos dentro de un conjunto, además de evitar la de rotura del circuito eléctrico por este defecto.

Son de construcción sumamente robusta que garantiza una vida de más de 20 años aun en ambientes climatológicos adversos.

Los paneles se conectarán eléctricamente a la red de tierra de la planta, como rige la legislación vigente.

Se instalará el modelo **Tiger Neo 66HL5-BDV de JINKO SOLAR** de **745 Wp** o un equivalente similar que presenta las siguientes características.

Se adjunta ficha técnica con las especificaciones:

66HL5-BDV 720-745 Watt

Mechanical Characteristics

Cell Type	N- type Mono-crystalline
No. of cells	132 (66×2)
Dimensions	2384×1303×33 mm
Weight	37.5 kg
Front Glass	2.0 mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0 mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Protection Class	Class II
IEC Fire Type	Class C
Connector Type	JK03M/MC4/others
Output Cables	4.0 mm² (+): 400 mm , (-): 200 mm or Customized Length

Packaging Configuration

Pallet Dimentions	1325×1121×2496 mm
Packing Detail (Two pallets = One stack)	33 pcs/pallets, 594 pcs/ 40'HQ Container

Specifications (STC)

Maximum Power - Pmax (Wp)	720	725	730	735	740	745
Maximum Power Voltage - Vmp (V)	40.89	41.00	41.11	41.23	41.35	41.47
Maximum Power Current - Imp (A)	17.61	17.69	17.76	17.83	17.90	17.97
Open-circuit Voltage - Voc (V)	49.04	49.20	49.36	49.52	49.68	49.84
Short-circuit Current - Isc (A)	18.67	18.74	18.81	18.88	18.95	19.02
Module Efficiency STC (%)	23.18	23.34	23.50	23.66	23.82	23.98
Power Tolerance	0 ~ + 3 %					
Temperature Coefficients of Pmax	-0.29 %/°C					
Temperature Coefficients of Voc	-0.25 %/°C					
Temperature Coefficients of Isc	0.045 %/°C					

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, AM=1.5

Specifications (BNPI)

Maximum Power - Pmax (Wp)	795	800	805	810	816	821
Maximum Power Voltage - Vmp (V)	40.92	41.03	41.14	41.25	41.36	41.47
Maximum Power Current - Imp (A)	19.43	19.50	19.57	19.64	19.71	19.78
Open-circuit Voltage - Voc (V)	48.99	49.12	49.25	49.38	49.51	49.64
Short-circuit Current - Isc (A)	20.63	20.71	20.79	20.87	20.95	21.03

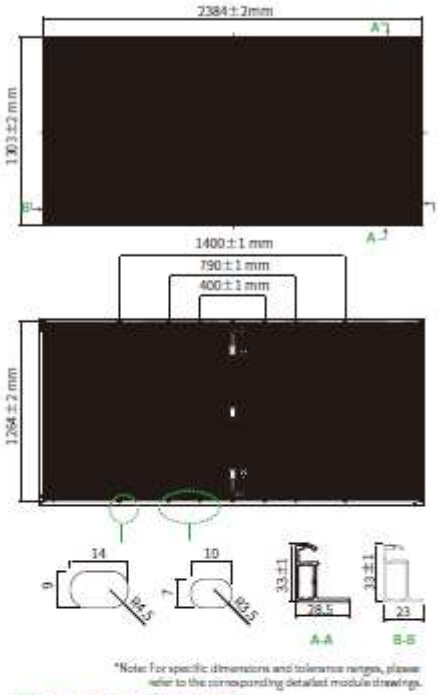
BNPI: Irradiance: front 1000W/m², rear 135W/m², Cell Temperature 25°C, AM=1.5

Application Conditions

Operating Temperature	-40 °C ~ +70 °C
Maximum System Voltage	1500 VDC (IEC)
Maximum Series Fuse Rating	35 A
Bifaciality Coefficent	φVoc: 98±5 %, φIsc: 80±5 %, φPmax: 80±5 %

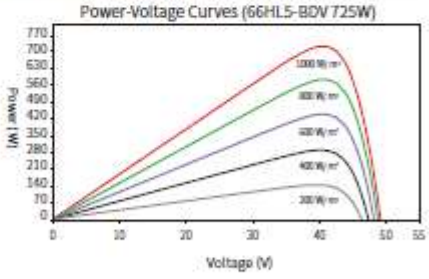
JinKO Solar

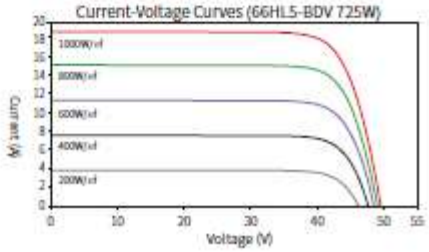
Engineering Drawings



*Note: For specific dimensions and tolerance ranges, please refer to the corresponding detailed module drawings.

Electrical Performance





9.4.2 ESTRUCTURA SOPORTE

Ya sea con estructura fija o con seguidor, los paneles necesitan un soporte que le dé estabilidad estructural y orientación óptima. Cuando se instalan con estructura fija ésta se hace de acero galvanizado con el espesor correspondiente a la zona climática.

ESTRUCTURA FIJA

Se proponen dos modelos de estructura: una estructura estática que permita colocar dos filas de 28 módulos en posición vertical (2v28) y otra que permita colocar dos filas de 14 módulos en posición vertical (2v14). Dichas estructuras se colocarán mediante hincado.

La estructura será diseñada para resistir las fuerzas producidas por viento, nieve y terremotos, a la vez que las fuerzas del propio peso de la estructura, y por consiguiente será capaz de soportar situaciones meteorológicas adversas durante periodos de tiempo prolongados. Todos los materiales utilizados para fabricar la estructura serán de acero inoxidable o galvanizado para prevenir y evitar oxidación.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante. Para ello, previamente a la definición del diseño final, se realizarán unas pruebas in situ para confirmar la idoneidad de la solución propuesta. Se tendrán además en cuenta las siguientes cargas sobre la estructura: peso propio, viento y nieve. Las filas de las estructuras se dispondrán de forma que se minimicen las sombras entre ellos, pero optimizando el aprovechamiento del terreno. Se asegura así el máximo aprovechamiento de la energía solar incidente para la latitud del emplazamiento y, además, se minimiza el impacto visual.

9.4.3 INVERSORES

El inversor es una parte fundamental en una instalación fotovoltaica, ya que permite la conversión de la energía en corriente continua generada por los paneles en corriente alterna.

Se instalarán inversores trifásicos modelo Smart String Inverter (SUN2000-300KTL-H1) de **HUAWEI** (u otro de similares características). La instalación estará formada por un total de 16 inversores de 300 kW.

Para reducir las pérdidas que supondría una línea de corriente continua demasiado larga y la elevada sección, situaremos los inversores lo mejor repartido posible respecto al campo de módulos.

El inversor dispone de un sistema de control que le permite un funcionamiento completamente automatizado. Durante los períodos nocturnos el inversor permanece parado vigilando los valores de tensión de la red que alimenta al edificio y del generador fotovoltaico. Al amanecer, la tensión del generador fotovoltaico aumenta y pone en funcionamiento el inversor que comienza a inyectar energía a la red.

El sincronismo con la red es un aspecto vital para el funcionamiento del inversor, el control principal lo realiza mediante un seguimiento muy sensible a cualquier cambio en la red. A partir de la situación de sincronismo, los parámetros de la red y el seguimiento del punto de máxima potencia, el control principal comunica al generador de formas de onda las acciones a realizar.

El sistema de modulación utilizado en el inversor destina un microprocesador exclusivamente para la gestión de esta función, proporcionando un control constante y rápido sobre los parámetros de tensión y frecuencia de la forma de onda senoidal de la salida. Este control permite el seguimiento constante de los parámetros de la red, realizando las correcciones necesarias cada 10 ms.

Los inversores, tienen las siguientes características:

SUN2000-330KTL-H1

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥ 99.0%
European Efficiency	≥ 98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosϕ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	THD_i < 1% (Rated)
Protection	
Smart String-level Disconnection (SSLD)	Yes
Smart Connector-level Detection (SCLD)	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤ 112 kg
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m
Relative Humidity	0 ~ 100% (Non-condensing)
DC Connector	HH4SMM4TMSPA / HH4SFM4TMSPA
AC Connector	Support OT / DT Terminal (Max. 400 mm²)
Protection Degree	IP 66
Anti-corrosion Protection	C5-Medium
Topology	Transformerless
Standards Compliance	
IEC 62109-1/-2, IEC 62920, IEC 60947-2, EN 50549-2, IEC 61683, etc.	

10 ESTUDIO DE PRODUCCIÓN

PVsyst V7.2.8
VC0, Simulation date:
15/05/25 10:30
with v7.2.8

Project: FV ARABA

Variant: Nueva variante de simulación

Project summary

Geographical Site
Dulantzi / Alegría
Spain

Situation
Latitude 42.84 °N
Longitude -2.50 °W
Altitude 567 m
Time zone UTC+1

Project settings
Albedo 0.20

Meteo data
Dulantzi / Alegría
Meteonorm 8.0 (2000-2017), Sat=30% - Sintético

System summary

Grid-Connected System

Ground system (tables) on a hill

PV Field Orientation
Fixed plane
Tilt/Azimuth 30 / 5 °

Near Shadings
Linear shadings

User's needs
Unlimited load (grid)

System information

PV Array
Nb. of modules 12180 units
Pnom total 9074 kWp

Inverters
Nb. of units 16 units
Pnom total 4800 kWac
Pnom ratio 1.890

Results summary

Produced Energy	10990 MWh/year	Specific production	1211 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	77.98 %

Table of contents

Project and results summary 2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses 3
Horizon definition 6
Near shading definition - Iso-shadings diagram 7
Main results 8
Loss diagram 9
Special graphs 10

PVsyst V7.2.8
VC0, Simulation date:
15/05/25 10:30
with v7.2.8

Project: FV ARABA

Variant: Nueva variante de simulación

General parameters

Grid-Connected System

Ground system (tables) on a hill

PV Field Orientation

Orientation		Sheds configuration		Models used	
Fixed plane		Nb. of sheds	237 units	Transposition	Perez
Tilt/Azimuth	30 / 5 °	**Sizes**		Diffuse	Perez, Meteonorm
		Sheds spacing	10.00 m	Circumsolar	separate
		Collector width	4.79 m		
		Ground Cov. Ratio (GCR)	47.9 %		
		Shading limit angle			
		Limit profile angle	22.3 °		
Horizon		**Near Shadings**		**User's needs**	
Average Height	3.6 °	Linear shadings		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	JKM745N-66HL5-BDV	Model	SUN2000-330KTL-H1
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	745 Wp	Unit Nom. Power	300 kWac
Number of PV modules	12180 units	Number of inverters	16 units
Nominal (STC)	9074 kWp	Total power	4800 kWac
Modules	435 Strings x 28 In series	Operating voltage	500-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>30°C)	330 kWac
Pmpp	8416 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.89
U mpp	1068 V		
I mpp	7878 A		
Total PV power		**Total inverter power**	
Nominal (STC)	9074 kWp	Total power	4800 kWac
Total	12180 modules	Nb. of inverters	16 units
Module area	37835 m²	Pnom ratio	1.89

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses	
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	2.2 mΩ
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s		
Serie Diode Loss		**LID - Light Induced Degradation**		**Module Quality Loss**	
Voltage drop	0.7 V	Loss Fraction	1.0 %	Loss Fraction	-0.8 %
Loss Fraction	0.1 % at STC				
Module mismatch losses		**Strings Mismatch loss**			
Loss Fraction	0.8 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %		

IAM loss factor
Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

PVsyst V7.2.8
VC0, Simulation date:
15/05/25 10:30
with v7.2.8

Project: FV ARABA

Variant: Nueva variante de simulación

Array losses

Spectral correction
FirstSolar model
Precipitable water estimated from relative humidity

Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781

PVsyst V7.2.8
VC0, Simulation date:
15/05/25 10:30
with v7.2.8

Project: FV ARABA

Variant: Nueva variante de simulación

System losses

Unavailability of the system
Time fraction 1.0 %
3.7 days,
3 periods

Auxiliaries loss
constant (fans) 4.00 kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point
Inverter voltage 800 Vac tri
Loss Fraction 1.02 % at STC
Inverter: SUN2000-330KTL-H1
Wire section (16 Inv.) Copper 16 x 3 x 240 mm²
Average wires length 150 m

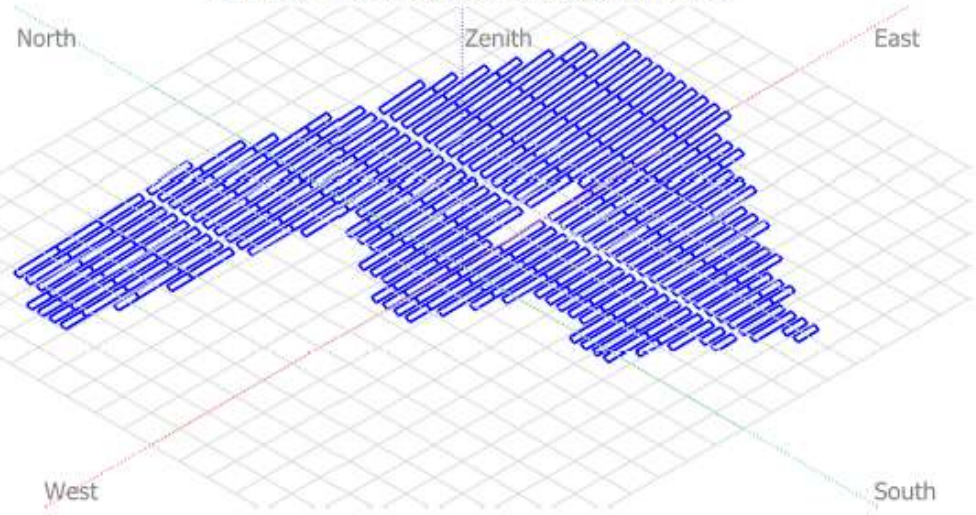
PVsyst V7.2.8
VC0, Simulation date:
15/05/25 10:30
with v7.2.8

Project: FV ARABA

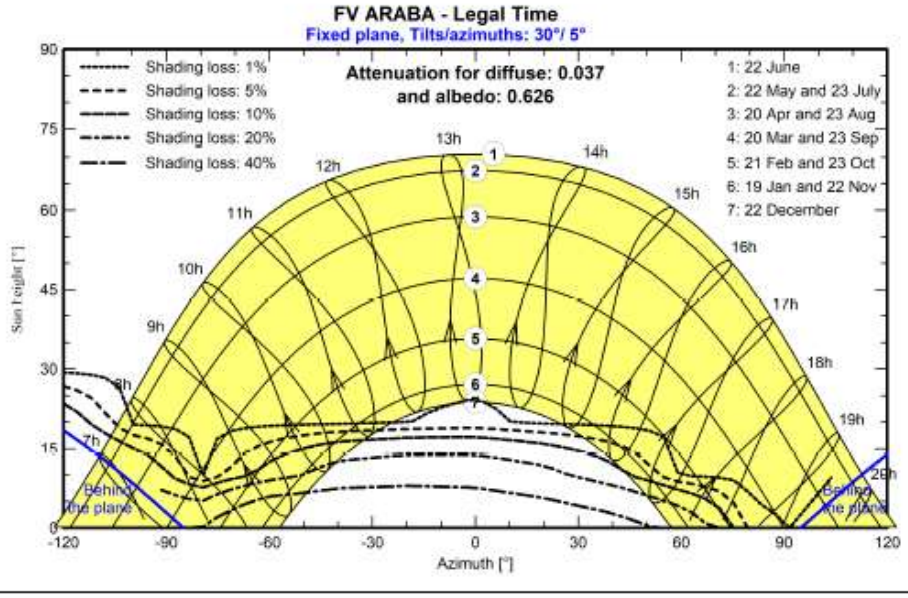
Variant: Nueva variante de simulación

Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram



Project: FV ARABA

Variant: Nueva variante de simulación

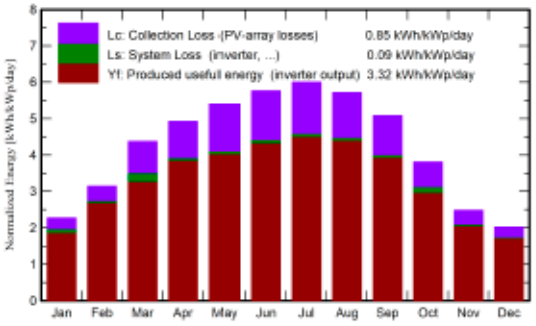
PVsyst V7.2.8
VC0, Simulation date:
15/05/25 10:30
with v7.2.8

Main results

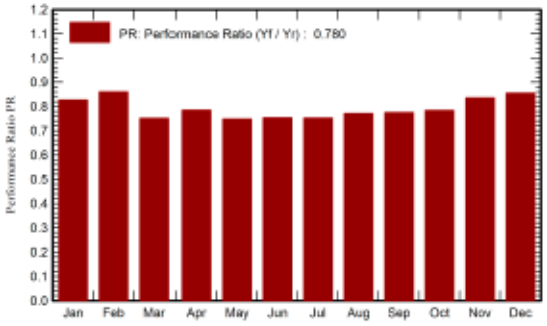
System Production

Produced Energy	10990 MWh/year	Specific production	1211 kWh/kWp/year
		Performance Ratio PR	77.98 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	44.3	23.55	4.69	70.3	64.6	558	528	0.827
February	62.4	33.17	5.03	88.2	82.9	701	689	0.861
March	109.2	51.16	8.04	135.7	127.6	990	925	0.751
April	136.0	70.40	10.15	147.8	138.2	1072	1053	0.785
May	166.6	67.16	13.57	167.4	156.7	1158	1137	0.749
June	180.8	75.67	17.49	173.0	161.4	1206	1183	0.754
July	190.8	82.19	19.72	186.2	173.9	1296	1272	0.753
August	167.9	76.99	19.76	177.3	165.9	1264	1241	0.771
September	127.1	55.26	16.62	152.6	143.4	1094	1074	0.775
October	86.1	39.32	13.28	118.0	110.8	883	840	0.784
November	48.2	24.28	7.99	74.3	69.0	575	564	0.836
December	39.6	24.04	5.26	62.6	56.7	494	485	0.855
Year	1359.1	623.20	11.84	1553.3	1451.2	11291	10990	0.780

Legends

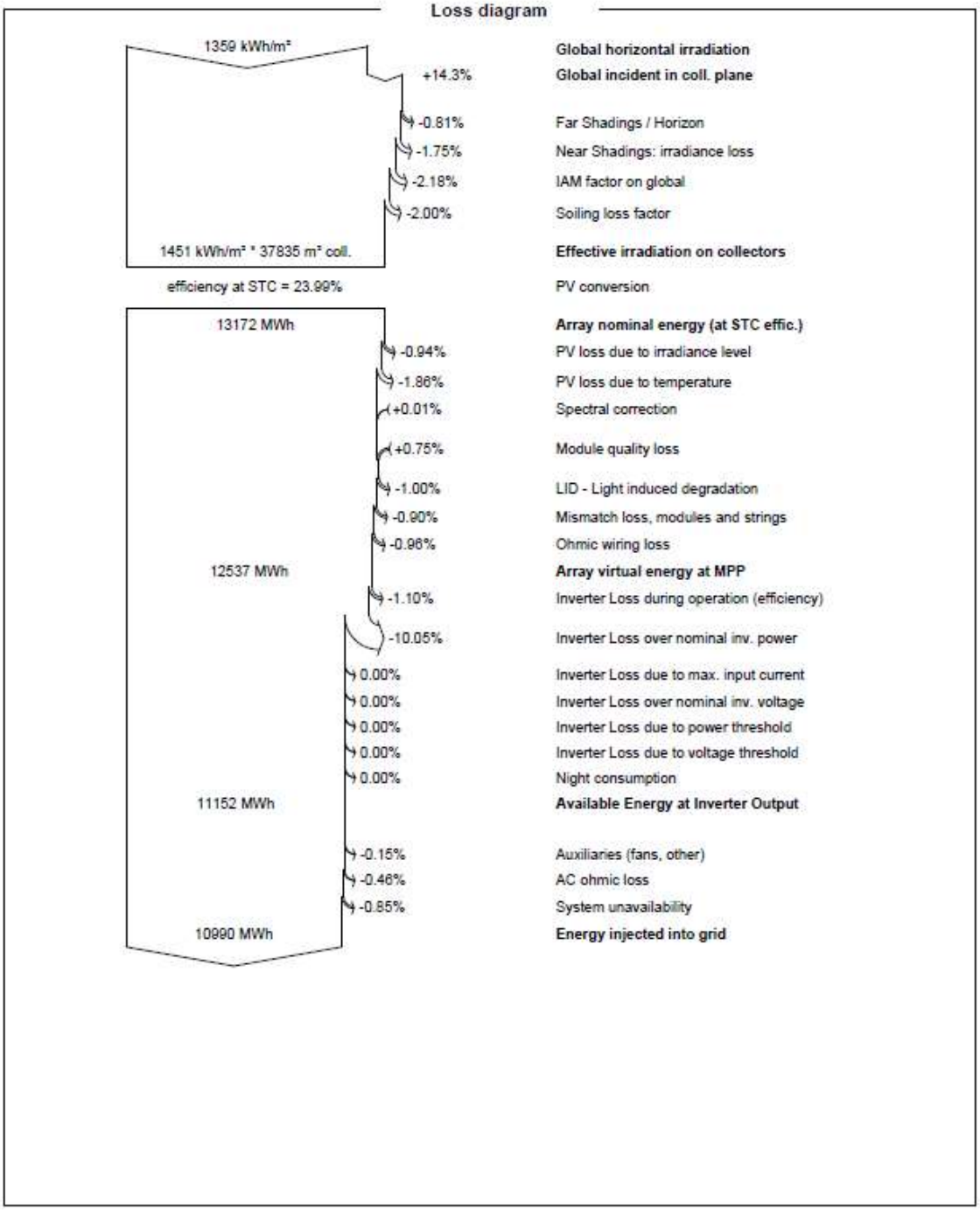
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

PVsyst V7.2.8
VC0, Simulation date:
15/05/25 10:30
with v7.2.8

Project: FV ARABA

Variant: Nueva variante de simulación

Loss diagram



11 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

11.1 CÁLCULOS DEL COEFICIENTE DE SEGURIDAD DE VUELCO DE LA ESTRUCTURA

Según las pruebas de hincado realizadas en el terreno, no se ha detectado rechazo en el hincado directo, por lo que el método recomendado de instalación de la estructura es el hincado directo de 1.500 a 2.000 mm, por lo que no es de aplicación el cálculo del coeficiente de seguridad de vuelco al no existir cimentación. Aun así, dicho cálculo del coeficiente quedará sujeto al estudio Pull Out Test y al estudio geotécnico del terreno.

11.2 CÁLCULOS DE LAS PÉRDIDAS A SOMBREADOS

Las pérdidas por sombras serán inferiores al 5%.

11.3 CALCULOS DE TENSIÓN E INTENSIDAD A LA ENTRADA DEL INVERSOR.

A continuación, se exponen los datos del módulo fotovoltaico y del inversor, necesarios para el cálculo justificativo.

MÓDULOS

CARACTERISTICAS TÉCNICAS DEL MÓDULO DE JINKO SOLAR, MODELO Tiger Neo 66HL5-BDV de 745 Wp			
TIpo de Célula	Monocristalina	**Temperatura de operación**	-40ºC, + 85 ºC
Nº Células	132 (66X2)	**Coeficientes de temperaturas**	
Tensión Máxima	1.500 V CC	**αP_m**	- 0,29 %/ºC
Potencia Pico	745 Wp	**αI_{sc}**	0,045 %/ºC
Dimensiones	2.384 x 1.303 x 33 mm	**αV_{oc}**	- 0,25 %/ºC
CARACTERÍSTICAS ELECTRO ÓPTICAS (condiciones STC:25º C, 1000 W/m^2,AM 1,5)			
V_{oc}	49,84 V	**I_{sc}**	19,02 A
V_{mp}	41,47 V	**I_{mpp}**	17,97 A

INVERSOR

INVERSOR MODELO SUN2000-330KTL-H1 DE HUAWEI, 300 kW	
DATOS DE ENTRADA	
Tensión Máxima de entrada	1.500 V CC
Corriente Máxima de entrada de MPPT	65 A
Gama de Tensión MPP	500 ~ 1.500 V CC
Tensión Nominal de entrada	1.080 V
DATOS DE SALIDA	
Potencia nominal/máxima	300/330 kW
Corriente Máxima de Salida MPPT	238,2 A
Rendimiento Euro	≥98,8 %
Tensión de red/ frecuencia	3x400 VAC/50 Hz
Coeficiente de distorsión no lineal	<1% (THD)
Factor de potencia	0,8 LG ... 0,8 LD
Número de entradas MPP	6 (4/5/5/4/5/5)

Tensión en el punto de máxima potencia de la rama o generador fotovoltaico a 1.000 W/m^2 y a una temperatura del módulo de 70º C, será mayor que la tensión mínima de entrada del inversor:

Vmpp (25 ºC) = 41,47 V por módulo en serie

Coef. Temperatura: -0,25 %/ºC

Vmpp (70 ºC) = **36,80 V** por módulo en serie

Para una serie de **28 módulos** tendríamos una tensión **Vmp (70Cº) = 1.030,53 V** superior a la tensión mínima de entrada del inversor de **500 V**.

La tensión en circuito abierto de la rama o generador fotovoltaico a 1.000 W/m^2 y a una temperatura del módulo de 5ºC, debe ser menor que la tensión máxima admisible por el inversor al que va conectado.

V_{OC} (25 ºC) = 49,84 V por módulo en serie.

Coef. Temperatura: -0,24 %/ºC

V_{OC} (-5 ºC) = **52,33 V** por módulo en serie.

Para una serie de **28 módulos** tendríamos una tensión **V_{oc} (5ºC) = 1.465,24 V**, inferior a la tensión máxima de entrada al inversor de **1.500V**.

La intensidad de cortocircuito de la rama o generador fotovoltaico a 1.000 W/m^2 y a una temperatura del módulo de 70ºC, debe ser menor de la intensidad máxima admisible por el inversor al que va conectado.

I_{cc} (25ºC) = 19,02 A por rama en paralelo

Coef. Temperatura: 0,045 %/ºC

I_{cc} (70ºC) = **19,41 A** por rama en paralelo

Para nuestro caso, en el inversor SUN2000-330KTL-H1 tenemos un número máximo de entradas de 6, con un máximo de **3 ramas** en paralelo o strings, lo que equivale **58,23 A**, inferior a los **65 A** de **entrada** al inversor por MPPT.

11.4 JUSTIFICACIÓN DE LOS COMPONENTES.

El inversor consta de un interruptor de corte omnipolar a la entrada del mismo de seccionamiento general de la parte de CC.

12 INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN

12.1 CIRCUITO BAJA TENSIÓN CORRIENTE CONTINUA (CC)

Los paneles se conexionarán en serie, formándose series o strings. Cada una de estas líneas se conectarán directamente a los inversores, donde se ubicará la protección de las líneas.

Al ser una instalación situada al aire libre todas las canalizaciones y aparamenta tendrán protección y se instalarán cumpliendo las especificaciones marcadas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en su ITC-BT-30, apartado 2: "Instalaciones en locales mojados".

En el anejo de baja tensión se describen más detalladamente.

12.2 CIRCUITO BAJA TENSIÓN CORRIENTE ALTERNA (AC)

La salida de cada inversor se dirigirá hacia un cuadro de baja tensión que incluirá protección contra sobrecargas y cortocircuitos. Existirá un cuadro por cada inversor, integrado en el mismo. La salida de cada cuadro se conectará a un transformador de 3.000 kVA que transformará la tensión de salida del inversor de 0,8 kV a 30 kV.

La conexión eléctrica entre el cuadro de alterna y el lado de baja del transformador estará formada por conductor tipo blindo-barra de Cu, de sección adecuada a la corriente a transportar.

En el Anejo de baja tensión se describe más detalladamente las soluciones adoptadas.

12.3 CIRCUITO BAJA TENSIÓN. SERVICIOS AUXILIARES

Se prevé la instalación de un cuadro de servicios auxiliares, el cual se alimentará de la red de baja tensión de la zona, y que alimentará los siguientes servicios:

- Cuadro eléctrico Sala Control
- Alumbrado y equipos de seguridad, CCTV, etc.
- Alimentación SAI

Dichos servicios son descritos con más detalle en el anejo correspondiente.

Por otro lado, en cada centro de transformación se instalarán transformadores de 5 a 50 kVA (opciones de Huawei) dependiendo de la demanda en cada caso, los cuales transformarán la tensión de salida de los inversores a 400 V para dar servicio a los siguientes consumos:

- Centro de transformación + inversores
- Alumbrado y emergencia
- Ventilación
- Usos varios.

Todos los circuitos se realizarán en conductor de cobre, aislamiento RV-k 0,6/1 kV. Las líneas serán tendidas bajo tubo enterrado, combinadas con bandeja de rejilla o tubo de acero en las acometidas a los distintos elementos receptores. Todas las derivaciones y conexiones se realizarán dentro de cajas estancas que alojarán las diferentes derivaciones de las instalaciones. En su interior se efectuarán las conexiones mediante

regletas de bornes; las entradas y salidas de cables se realizarán con prensaestopas adecuados.

Todas las cajas de derivación estarán identificadas con código claro, imborrable y a la vista para facilitar su mantenimiento.

Todas las masas y canalizaciones metálicas estarán conectadas al circuito de protección.

En el anejo de baja tensión se analiza con más detalle.

13 INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN

La energía generada se venderá a través de la conexión de la instalación a la red eléctrica. La conexión a la red de distribución se presentará en proyecto aparte.

En este capítulo se pretende definir las características y medidas adoptadas para la instalación y puesta en servicio del Centro de Transformación MT/BT de 3.000 kVA, para la interconexión con la Red Eléctrica de la planta Fotovoltaica.

Se dispondrá de 2 centros de transformación de 3.000 kVA que se conectarán mediante 1 línea de media tensión de 30 kV hasta el centro de seccionamiento, que se instalará en terrenos de la planta.

13.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS CT

El Centro de Transformación estará integrado por un transformador de 3.000 kVA para transformar corriente alterna de la salida de los inversores de 800 V a 30 kV. El CT será de tipo exterior sobre lecho de arena y edificio de tipo prefabricado en hormigón, concebido para la distribución eléctrica de la energía generada en los parques fotovoltaicos. La ubicación de los centros queda reflejada en el documento "planos".

La interconexión eléctrica entre el centro de transformación y el centro de seccionamiento se realizará mediante una línea de MT a 30 kV.

Los tipos generales de equipos MT empleados son celdas modulares de aislamiento y corte en gas, extensibles "in situ" a derecha e izquierda, sin necesidad de reponer gas.

13.2 LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN

Se ha proyectado una línea de 30 kV que interconectará los centros de transformación con el centro de seccionamiento.

14 OBRA CIVIL

14.1 ACONDICIONAMIENTO DEL TERRENO

El levantamiento topográfico que se ha realizado en la parcela donde se ubicará la futura PSF, refleja que la pendiente natural del terreno es tolerable para la ejecución de las estructuras fijas proyectadas. Por este motivo las actuaciones que se prevén en la parcela objeto serán un desbroce y limpieza del terreno, así como un acondicionamiento posterior del mismo, adaptando la estructura a instalar a la pendiente natural del terreno.

En cuanto al sistema de drenaje se trata de una zona con una capacidad de drenaje superficial ordenada y conectada de manera natural con las principales vías de drenaje existentes.

14.2 CIMENTACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS FIJAS

Se utilizará el método de hincado, en base a las inspecciones realizadas sobre el terreno ocupado y al anejo geotécnico que se aporta en este proyecto.

Se adjunta plano con el tipo de cimentación.

14.3 ZANJAS PARA CABLEADO

En el caso de que sea necesaria la realización de zanjas, el lecho de zanja deberá ser liso y estar libre de aristas vivas, cantos, piedras, etc.

En él se colocará una capa de arena de río lavada, sobre la que se depositará el cable a instalar. En cruces de caminos se depositará encima otra capa de hormigón H-125, y sobre esta se instalará una protección mecánica a todo lo largo del trazado del cable, constituida por un tubo de plástico de 160 mm o 63 mm, de acuerdo a la normativa competente y buenas prácticas de la industria.

A continuación, se tenderá una capa de tierra procedente de la excavación de espesor, apisonada por medios manuales, cuidándose que esté exenta de piedras o cascotes. Sobre esta capa de tierra y a cierta distancia la parte superior del cable, se colocará una cinta de señalización, como advertencia de presencia de los cables eléctricos. Por último, se terminará por rellenar con tierra procedente de la excavación, utilizando compactación por medios mecánicos, de acuerdo a la normativa competente y buenas prácticas de la industria.

14.4 VALLADO PERIMETRAL

Se realizará un vallado perimetral del tipo cinegético.

Se dotará a dicha valla de una cancela de entrada con dimensiones adecuadas para el paso de personas y vehículos.

El retranqueo tanto a parcelas colindantes, carreteras o cualquier otra afección se realizará cumpliendo la normativa vigente según él caso.

El vallado perimetral se construirá con malla cinegética anclada directamente al suelo y cumpliendo las especificaciones.

14.5 VIALES DE ACCESO

El acceso se realizará a través de camino desde la carretera A-4119 PK 9 +100.

La red de viales a realizar son los caminos interiores de uso exclusivo para la instalación que dé conexión a los diferentes elementos de la planta.

Los viales se resolverán mediante elevada compactación mecánica del terreno, manteniéndose por la empresa encargada del mantenimiento del Parque.

14.6 CIMENTACIONES INVERSORES Y CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.

Los inversores y el centro de transformación se ubicarán sobre plataformas de hormigón tanto si los equipos son de exteriores IP65, bajo edificio metálico o prefabricado de hormigón.

Los detalles de dicho centro se reflejan en los planos correspondientes, y en caso de ser de interior, estarán dotados de huecos con rejillas y ventilación forzada para mantener las condiciones ambientales óptimas de trabajo de los inversores.

El centro se colocará sobre una losa de hormigón y con un acerado perimetral que evite la entrada de humedad.

14.7 EDIFICIOS PARA ALMACÉN Y CENTRO DE CONTROL

Dentro de la parcela se ubicarán además un edificio para Centro de Control y un Almacén.

Desde el edificio de Centro de Control se establecerá el punto de control operativo y de seguridad de la planta.

El almacén se destinará al acopio de materiales y herramientas necesarias para el mantenimiento.

Se ha previsto proveerla de:

- Compartimentación interior: zona de oficinas.
- Alumbrado interior.

- Alumbrado de Emergencia.
- Ventilación y/o aire acondicionado.
- Tomas de corriente para los distintos dispositivos interiores de control y auxiliares.

14.8 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

A los efectos previstos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en los artículos 124, 125 y 144 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorizaciones de instalaciones de energía eléctrica; de acuerdo con lo establecido en la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental y en cumplimiento con el Real Decreto Legislativo 1/2016, de 16 de diciembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación, debe someterse a información pública conjunta la petición de autorización administrativa, evaluación de impacto ambiental y autorización ambiental unificada de la instalación fotovoltaica y de la línea de evacuación de 30 kV de la misma, así como la declaración, en concreto, de utilidad pública de la planta fotovoltaica y de la línea de evacuación de 30 kV.

15 DOMINIO PÚBLICO HIDRÁULICO

Se ha estudiado la posibilidad de inundación de la zona de proyecto realizando estudio hidrológico. A la vista de los resultados obtenidos, se ha adaptado la zona de implantación para no interferir con el dominio público hidráulico.

16 MONITORIZACIÓN Y CONTROL DE PLANTA

El sistema de monitorización y control de la planta será un sistema SCADA/SQL.

El objetivo del sistema SCADA/SQL es la implantación de un sistema que monitorice los equipos instalados en la planta fotovoltaica (contadores de exportación MT, relés de protección, inversores, analizadores DC, contadores BT, equipos de control de temperatura en transformadores, cajas de conexión de strings, estaciones meteorológicas, UPS, PPC (Power plant control), RTU, …). El SCADA almacena y registra los datos suministrados por dichos equipos, permitiendo centralizar en un sistema informático con servidor web incorporado la gestión de esta información.

Las principales razones para instalar un sistema SCADA/SQL en una planta fotovoltaica son:

- Detección de defectos en la instalación.

- Medida de la producción energética, eficiencia y disponibilidad.

- Almacenamiento de estas variables en una base de datos para generar informes específicos.

- Generación de eventos y alarmas.

17 VIDEO VIGILANCIA Y SEGURIDAD

El objeto de este apartado es el de establecer las especificaciones técnicas para la definición del suministro, instalación y mantenimiento del "SISTEMA DE SEGURIDAD PERIMETRAL Y RED DE DATOS DE SEGURIDAD de la planta fotovoltaica.

Este documento tiene como objeto, por una parte, la justificación y descripción del sistema de seguridad de la planta fotovoltaica, realizándose una descripción analítica de dicho sistema, así como de los subsistemas que lo componen, pasando posteriormente a enumerar los equipos de que estará conformado cada uno de ellos. Por otra parte, se describen las características técnicas de los equipos y dispositivos del Sistema de Seguridad y el modo en que habrán de ser instalados.

18 GESTIÓN DE RESIDUOS

El Estudio de Gestión de Residuos de Construcción se redacta en base al presente Proyecto de instalación solar fotovoltaica, de acuerdo con el RD 105/2008 por el que se regula la producción y gestión de los residuos de la construcción.

El Estudio realiza una estimación de los residuos que se prevé que se producirán en los trabajos directamente relacionados con la obra y habrá de servir de base para la redacción del correspondiente Plan de Gestión de Residuos por parte del Constructor. En dicho Plan se desarrollarán y complementarán las previsiones contenidas en este documento en función de los proveedores concretos y su propio sistema de ejecución de la obra.

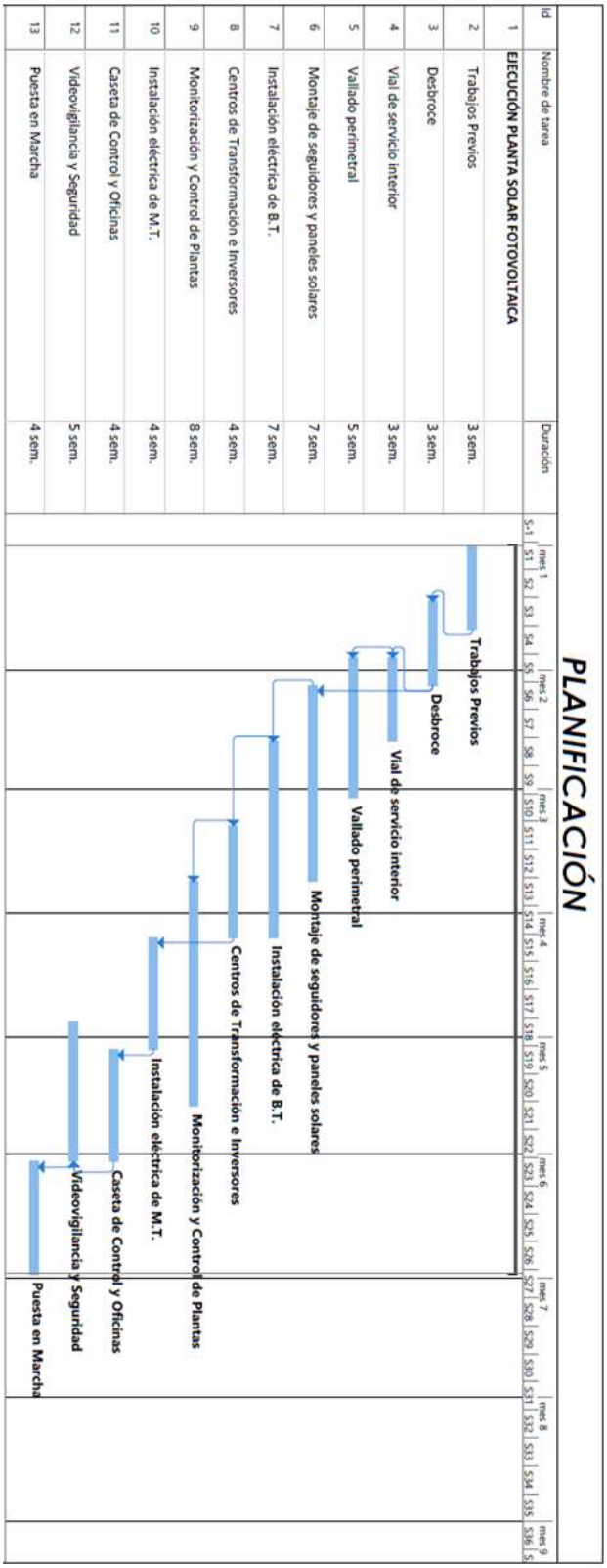
19 PLANNING DE EJECUCIÓN

El plazo de construcción y puesta en marcha de la Central Solar Fotovoltaica será de aproximadamente 6 meses.

Para la estimación de la duración prevista se ha tenido en cuenta las partidas más importantes y que nos van a condicionar la duración total de las obras.

Se ha considerado la ejecución de varios tajos siguiendo un orden compatible y lógico de realización.

En la tabla adjunta se presenta diagrama del planning de ejecución.


PLANIFICACIÓN
Id
Nombre de tarea
Duración
1 EJECUCIÓN PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA
2 Trabajos Previos 3 sem.
3 Desbroce 3 sem.
4 Vial de servicio interior 3 sem.
5 Vallado perimetral 5 sem.
6 Montaje de seguidores y paneles solares 7 sem.
7 Instalación eléctrica de B.T. 7 sem.
8 Centros de Transformación e Inversores 4 sem.
9 Monitorización y Control de Plantas 8 sem.
10 Instalación eléctrica de M.T. 4 sem.
11 Caseta de Control y Oficinas 4 sem.
12 Videovigilancia y Seguridad 5 sem.
13 Puesta en Marcha 4 sem.
mes 1
mes 2
mes 3
mes 4
mes 5
mes 6
mes 7
mes 8
mes 9
Trabajos Previos
Desbroce
Vial de servicio interior
Vallado perimetral
Montaje de seguidores y paneles solares
Instalación eléctrica de B.T.
Centros de Transformación e Inversores
Monitorización y Control de Plantas
Instalación eléctrica de M.T.
Caseta de Control y Oficinas
Videovigilancia y Seguridad
Puesta en Marcha

20 PLAN DE DESMANTELAMIENTO DE LAS INSTALACIONES Y RESTITUCIÓN DE LAS CONDICIONES INICIALES

La última fase del proyecto, una vez finalizada la vida útil de la planta solar, es la de abandono.

En esta etapa se realizan los trabajos de desmantelamiento, tratamiento de residuos y adaptación del terreno al medio.

21 CONCLUSIONES

Una vez descrito y justificado lo que consideramos que será la Instalación eléctrica, con relación a los elementos que en el intervienen y de conformidad con las disposiciones que regulan dicha materia, damos por finalizada esta **SEPARATA**.

SOLUTIO GESTIÓN INTEGRAL DE PROYECTOS, S.L., la eleva a la consideración de los Organismos Competentes para su aprobación, quedando a la disposición de los mismos para cuantas aclaraciones estimen oportunas.

En Álava, a mayo de 2025

Por SOLUTIO GESTIÓN INTEGRAL DE PROYECTOS S.L.

El Ingeniero Técnico Industrial



Fdo.: Juan José Gázquez Gonzálvez

Col. 845

El Ingeniero de Caminos, C y P.



Fdo.: Guillermo Berbel Castillo

Col. 15.152

DOCUMENTO II: ESTUDIO HIDROLÓGICO

ÍNDICE

1 INTRODUCCIÓN Y ALCANCE 3

2 ANÁLISIS DEL EMPLAZAMIENTO 5

3 ANÁLISIS PLUVIOMÉTRICO 8

3.1 CURVAS IDF. HIETOGRAMAS DE COMPROBACIÓN 11

4 ESTUDIO HIDROLÓGICO 15

4.1 CARACTERIZACIÓN DE LAS CUENCAS 15

4.2 DETERMINACIÓN DE CAUDALES 20

5 ESTUDIO HIDRÁULICO 24

5.1 RESULTADOS MODELO HIDRÁULICO 26

5.2 ANÁLISIS ZONA DE FLUJO PREFERENTE 29

6 CONTRASTE DE RESULTADOS 33

7 CONCLUSIONES 35

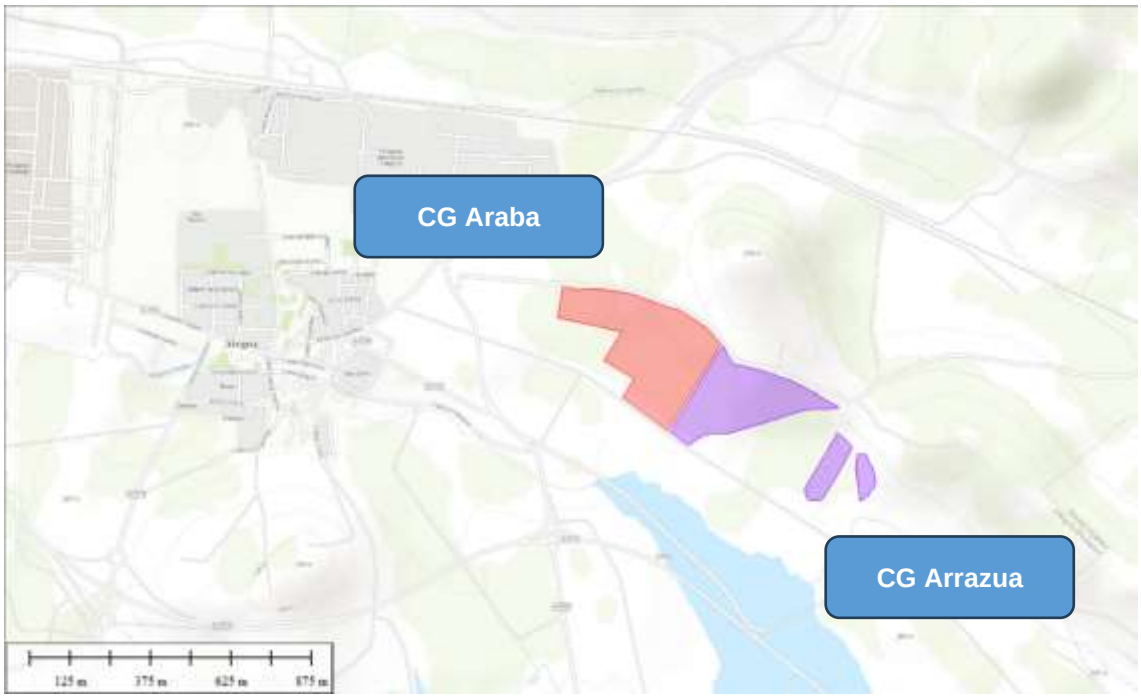
1 INTRODUCCIÓN Y ALCANCE

El proyecto de construcción de las plantas fotovoltaicas en los emplazamientos denominados CG Araba y CG Arrazua en el término municipal de Alegría-Dulantzi (Álava) se encuentran actualmente en fase de ingeniería para su definición.

Con relación al riesgo hidrológico, el proyecto de estas instalaciones debe tener en cuenta, además de otras cuestiones, dos aspectos principales. El primero de ellos es el riesgo de inundación en relación con los cauces naturales existentes, o la interrelación con dichos cauces y cumplimiento de la normativa vigente. En este sentido, aun estando fuera de la zona inundable, se debe contar con la autorización expresa para construcción en Zona de Policía y cruces de los cauces u ocupación del Dominio Público Hidráulico (DPH) por parte de la autoridad competente.

El segundo aspecto es el análisis del drenaje de la superficie que ocupará la planta fotovoltaica, analizando el riesgo de inundaciones puntuales causada por la precipitación y la topografía, y el planteamiento de actuaciones de mejora y/o resolución de problemas del drenaje natural.

En la siguiente imagen se muestra la ubicación de estas dos plantas.



Ubicaciones CG Araba y CG Arrazua.

Este estudio se redacta con la finalidad de caracterizar el riesgo de inundación en los terrenos que ocupará la futura planta incluyendo la identificación y definición de posibles cauces. Para

esta definición se tiene en cuenta toda la información disponible como son las distintas cartografías oficiales, información GIS del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (en adelante MITECO), información GIS de la propia Confederación Hidrográfica y fotografías tanto actuales como históricas.

En el tratamiento de los posibles cauces se tendrá en cuenta aquellos que tengan carácter público y los que pudieran considerarse como privados analizando su integración en la implantación propuesta en caso de ser necesario, ya que, esta infraestructura para la que no se prevén movimientos significativos de tierras que modifiquen la configuración del terreno, es permeable permitiendo el proceso de escorrentía superficial en las mismas condiciones que se realiza en la actualidad, evitando disponer elementos incompatibles con la inundación en los puntos bajos y proponiendo los elementos necesarios para garantizar el correcto funcionamiento.

Uno de los aspectos que se precisa estudiar es la caracterización del régimen de lluvias de los emplazamientos y evaluar el riesgo frente a inundaciones debidas a fenómenos de elevadas precipitaciones, facilitando de esta manera la definición bien de elementos de protección, bien de las medidas a adoptar necesarias para su prevención durante la construcción y explotación de las plantas.

El alcance de los trabajos necesarios deberá considerar lo recogido en la normativa vigente (principalmente el *Real Decreto 9/2008, de 11 de enero, por el que se modifica el Reglamento del Dominio Público Hidráulico, aprobado por el Real Decreto 849/1986, de 11 abril y revisiones posteriores*) y la práctica habitual establecida para este tipo de tramitaciones por parte la autoridad competente en esta materia.

El objeto del presente informe será, por tanto, dar respuesta a las cuestiones planteadas según el siguiente alcance:

- Caracterización de la cuenca.
- Obtención de precipitaciones de cálculo.
- Determinación de caudales e hidrogramas de diseño o comprobación.
- Simulación hidráulica.
- Análisis de resultados. Conclusiones y Recomendaciones.

Se analizarán con detalle los períodos de retorno de 5-10 años asociado a la delimitación del DPH, y 100 y 500 años para caracterizar el riesgo de inundación en el emplazamiento.

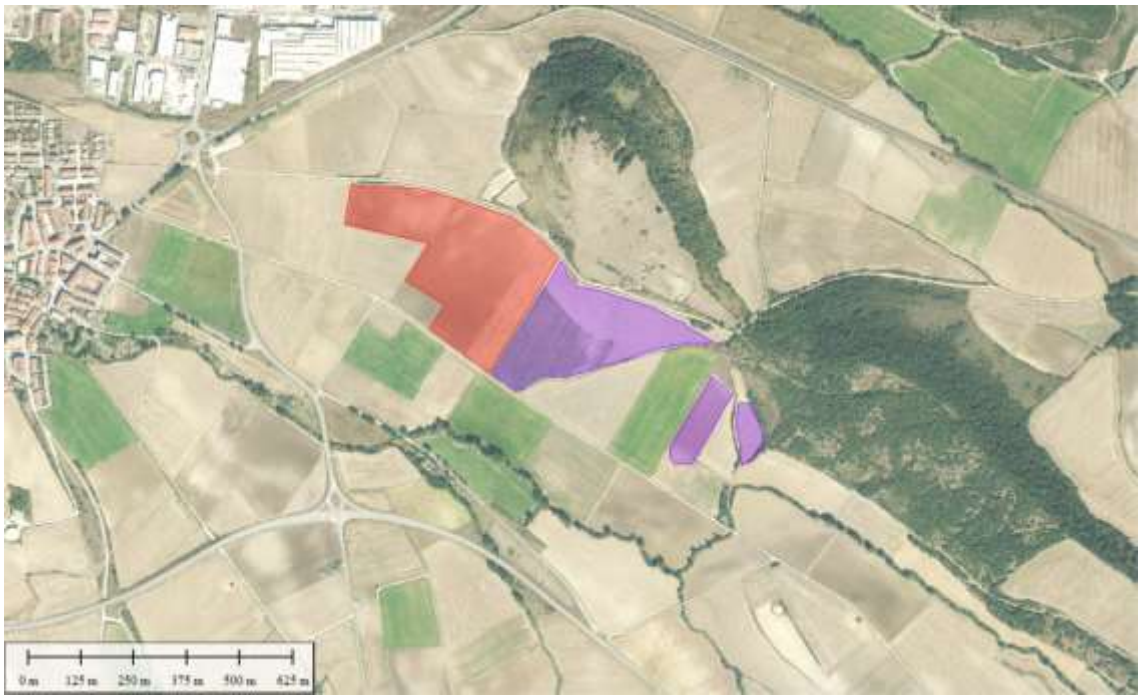
Los valores de precipitación máxima en 24 h para los períodos de retorno considerados se obtienen de la publicación *Máximas lluvias diarias en la España Peninsular* editada por el Ministerio de Fomento, y se contrastan con los datos disponibles de estaciones próximas.

La determinación de los caudales de diseño se realiza siguiendo la formulación propuesta en la actual *Norma 5.2.-I.C. Drenaje Superficial de la Instrucción de Carreteras* de 5 de junio de 2018, con un campo de aplicación a cuencas de hasta 3.000 Km^2 y tiempos de concentración comprendidos entre 0,25 h y 24h.

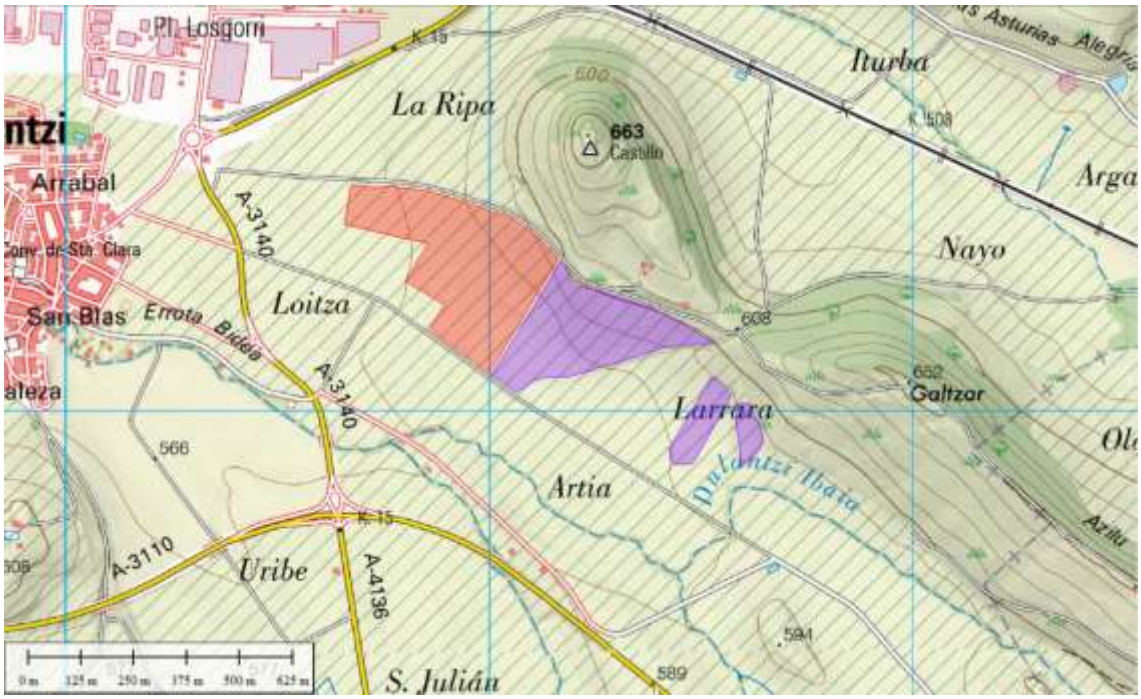
2 ANÁLISIS DEL EMPLAZAMIENTO

Con el objetivo de caracterizar y delimitar correctamente las cuencas de aportación para el desarrollo del posterior estudio hidrológico, se procede al análisis de la información topográfica oficial disponible con la finalidad de facilitar la identificación de las posibles aportaciones de procedencia externa a los terrenos donde se ubicará la futura planta fotovoltaica CG Araba y CG Arrazua.

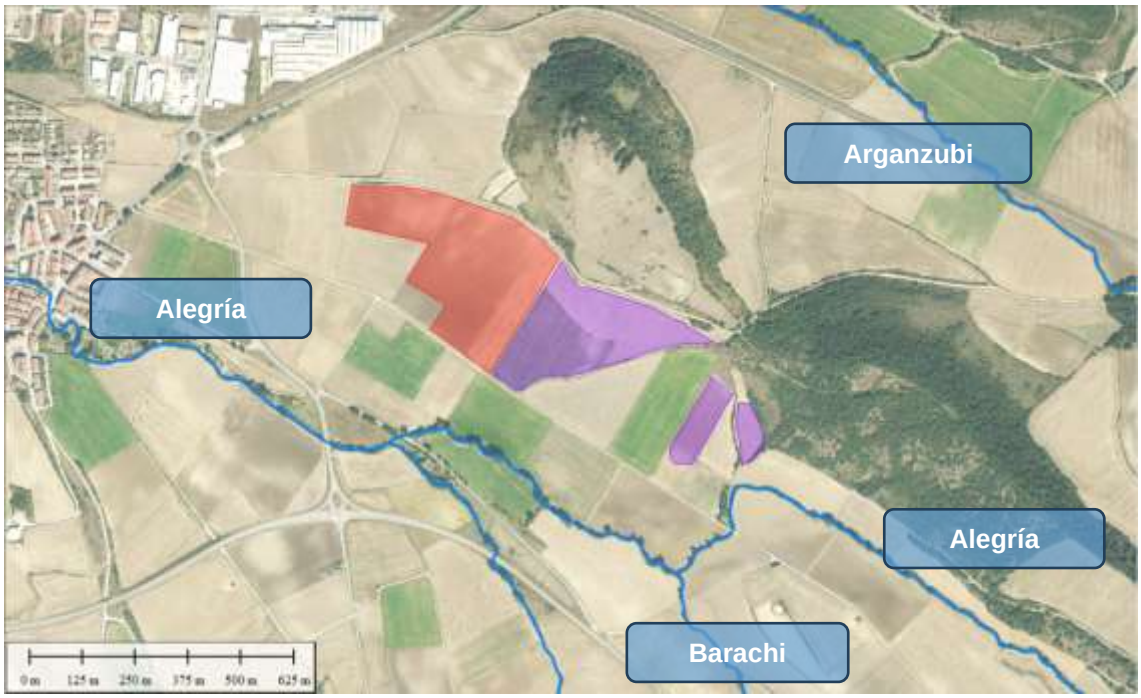
A continuación se muestra la ubicación sobre ortofoto, sobre plano topográfico a escala 1:25.000 del IGN y sobre ortofoto con información de cauces obtenida del GIS de la Confederación.



Emplazamiento CG Araba y CG Arrazua. Ortofoto.



Emplazamiento CG Araba y CG Arrazua. Topografía 1:25.000.



Emplazamiento Plantas CG Araba y CG Arrazua. Ortofoto y definición de cauces GIS de la CHE.

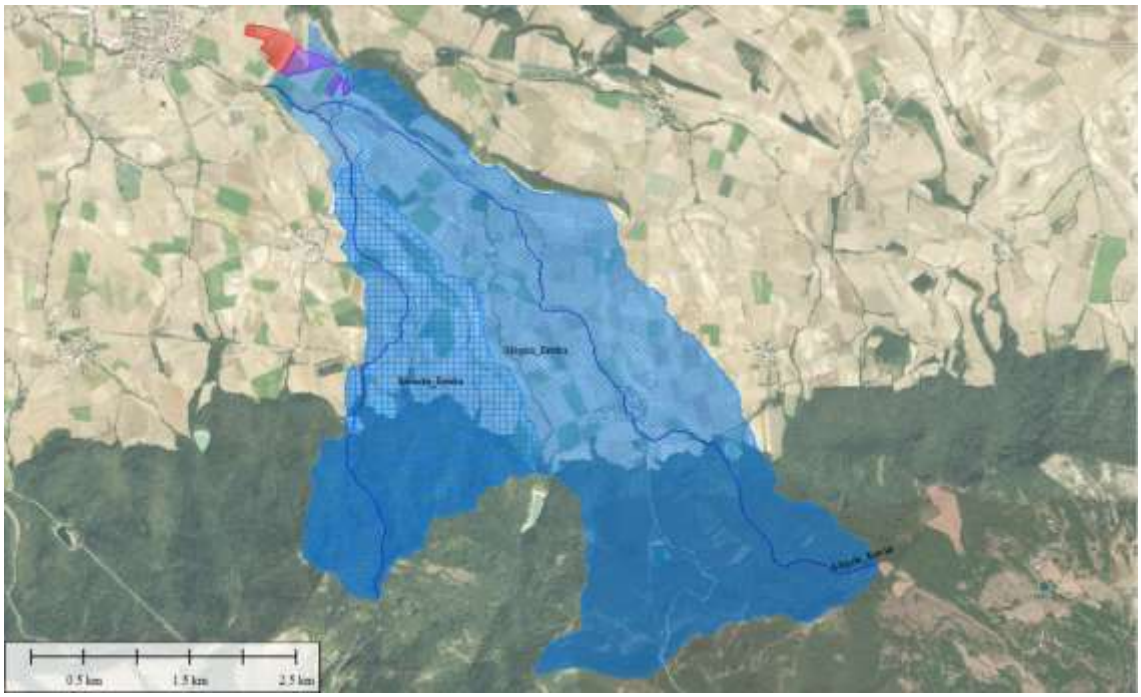
En las imágenes se observan la principal vía de drenaje de estos terrenos conformada por el arroyo Alegría Erreka y su afluente Barachi Erreka en la zona de las plantas y el arroyo Arganzubi Erreka ubicado al norte de estas.

Analizando la información disponible en el Sistema Nacional de Cartografía de Zonas Inundables (SNCZI) del MITECO se comprueba que no existe información sobre el riesgo de inundabilidad de estos cauces por lo que se procede a desarrollar un estudio específico.

Dada la extensión de las distintas cuencas de aportación se ha procedido al análisis de la información topográfica existente, principalmente en los planos a escala 1:50.000, 1:25.000 y datos del PNOA (Plan Nacional de Ortofotografía Aérea).

La definición se ha realizado a partir de herramientas específicas que facilitan los programas GIS partiendo del modelo digital del terreno (MDT) con malla de 5,0 m x 5,0 m. Hay que destacar que la escala o precisión de la información empleada se considera suficiente para la caracterización de las cuencas vertientes, si bien puede mostrar algún error o incoherencia si se requiriese una escala menor o un mayor detalle para el trabajo en cuestión.

Partiendo del modelo digital del terreno para la delimitación de las cuencas se procede a su definición mediante herramientas GIS. La siguiente imagen muestra la delimitación resultante de las cuencas identificadas.



Delimitación de cuencas vertientes.

Los datos físicos de estas cuencas, necesarios para el desarrollo del estudio, se resumen en la siguiente tabla:

Cuenca	Superficie (Km^2)	Longitud cauce (Km)	Cota máxima (m)	Cota mínima (m)	Pendiente media (m/m)
Barachi_Erreka	4.57	4.93	1,028.0	585.0	0.090
Alegria Erreka 1	10.10	7.91	1,086.0	579.0	0.064
Alegria Erreka Completa	15.16	8.62	1,086.0	570.0	0.060

La delimitación se realiza considerando el objetivo de obtención de caudales y modelización hidráulica.

3 ANÁLISIS PLUVIOMÉTRICO

Los valores de precipitación máxima en 24 h para los períodos de retorno considerados son, obtenidos de la publicación *Máximas lluvias diarias en la España Peninsular* editada por el Ministerio de Fomento.

En dicha publicación se resume el proceso de análisis de datos pluviométricos de distintas estaciones distribuidas por el territorio peninsular seguido para la obtención de un mapa de curvas, a partir del cual es posible determinar la máxima precipitación diaria en cualquier punto de la península. Este mapa facilita dos valores, el valor medio de la precipitación P y un segundo valor regional del coeficiente de variación Cv complementado con los correspondientes cuantiles K_T.

De este modo el proceso se resume en ubicar en el mapa el punto objeto de estudio obteniendo los valores de P y Cv. Con el valor de Cv se determinan los valores correspondientes a los distintos cuantiles KT facilitados en dicha publicación según el período de retorno considerado, obteniendo finalmente la precipitación buscada según:

$$P_T=P*K_T$$

A continuación se muestra el mapa correspondiente a la zona objeto de estudio, y la tabla con los cuantiles necesarios para la obtención de las precipitaciones de cálculo.



Mapa de la publicación Máximas Precipitaciones diarias en la España Peninsular para la zona analizada.

	PERIODO DE RETORNO EN AÑOS (T)							
C_v	2	5	10	25	50	100	200	500
0.30	0.935	1.194	1.377	1.625	1.823	2.022	2.251	2.541
0.31	0.932	1.198	1.385	1.640	1.854	2.068	2.296	2.602
0.32	0.929	1.202	1.400	1.671	1.884	2.098	2.342	2.663
0.33	0.927	1.209	1.415	1.686	1.915	2.144	2.388	2.724
0.34	0.924	1.213	1.423	1.717	1.930	2.174	2.434	2.785
0.35	0.921	1.217	1.438	1.732	1.961	2.220	2.480	2.831
0.36	0.919	1.225	1.446	1.747	1.991	2.251	2.525	2.892
0.37	0.917	1.232	1.461	1.778	2.022	2.281	2.571	2.953
0.38	0.914	1.240	1.469	1.793	2.052	2.327	2.617	3.014
0.39	0.912	1.243	1.484	1.808	2.083	2.357	2.663	3.067
0.40	0.909	1.247	1.492	1.839	2.113	2.403	2.708	3.128
0.41	0.906	1.255	1.507	1.854	2.144	2.434	2.754	3.189
0.42	0.904	1.259	1.514	1.884	2.174	2.480	2.800	3.250
0.43	0.901	1.263	1.534	1.900	2.205	2.510	2.846	3.311
0.44	0.898	1.270	1.541	1.915	2.220	2.556	2.892	3.372
0.45	0.896	1.274	1.549	1.945	2.251	2.586	2.937	3.433
0.46	0.894	1.278	1.564	1.961	2.281	2.632	2.983	3.494
0.47	0.892	1.286	1.579	1.991	2.312	2.663	3.044	3.555
0.48	0.890	1.289	1.595	2.007	2.342	2.708	3.098	3.616
0.49	0.887	1.293	1.603	2.022	2.373	2.739	3.128	3.677
0.50	0.885	1.297	1.610	2.052	2.403	2.785	3.189	3.738
0.51	0.883	1.301	1.625	2.068	2.434	2.815	3.220	3.799
0.52	0.881	1.308	1.640	2.098	2.464	2.861	3.281	3.860

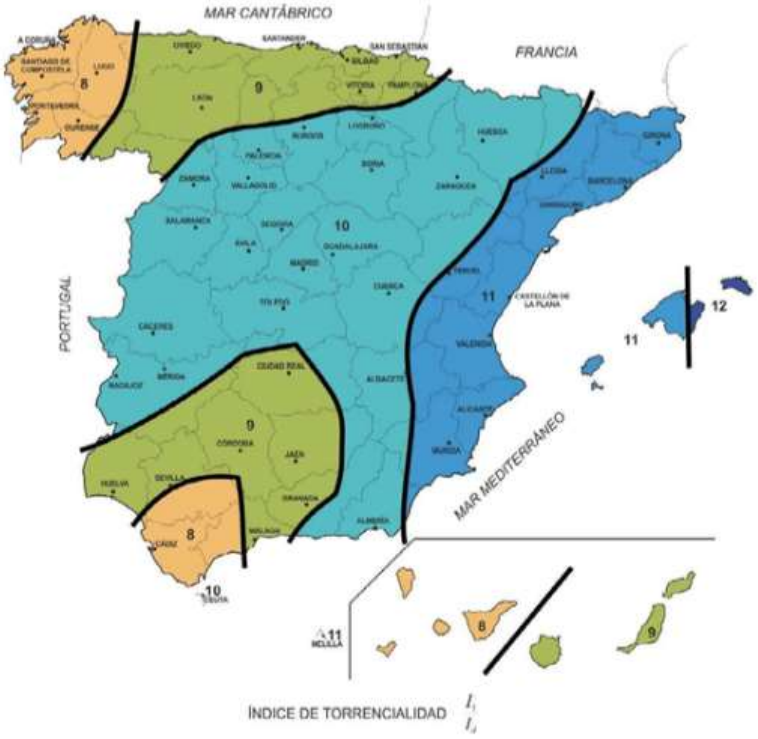
Tabla 7.1 - Cuantiles Y_t ,de la Ley SQRT-ET max, también denominados Factores de Amplificación K_T, en el "Mapa para el Cálculo de Máximas Precipitaciones Diarias en la España Peninsular" (1997).

Las precipitaciones máximas en 24 h obtenidas para el emplazamiento de la futura planta fotovoltaica son:

P	C_V			
55	0.37			
	5 años	10 años	100 años	500 años
K_T	1.232	1.461	2.281	2.953
Precipitación	67.76	80.36	125.46	162.42

3.1 CURVAS IDF. HIETOGRAMAS DE COMPROBACIÓN

A partir de la fórmula indicada a continuación se determina la intensidad en mm/h para las duraciones de tormenta estimadas, adoptando el valor I_1/I_d =9 indicado en la citada norma.

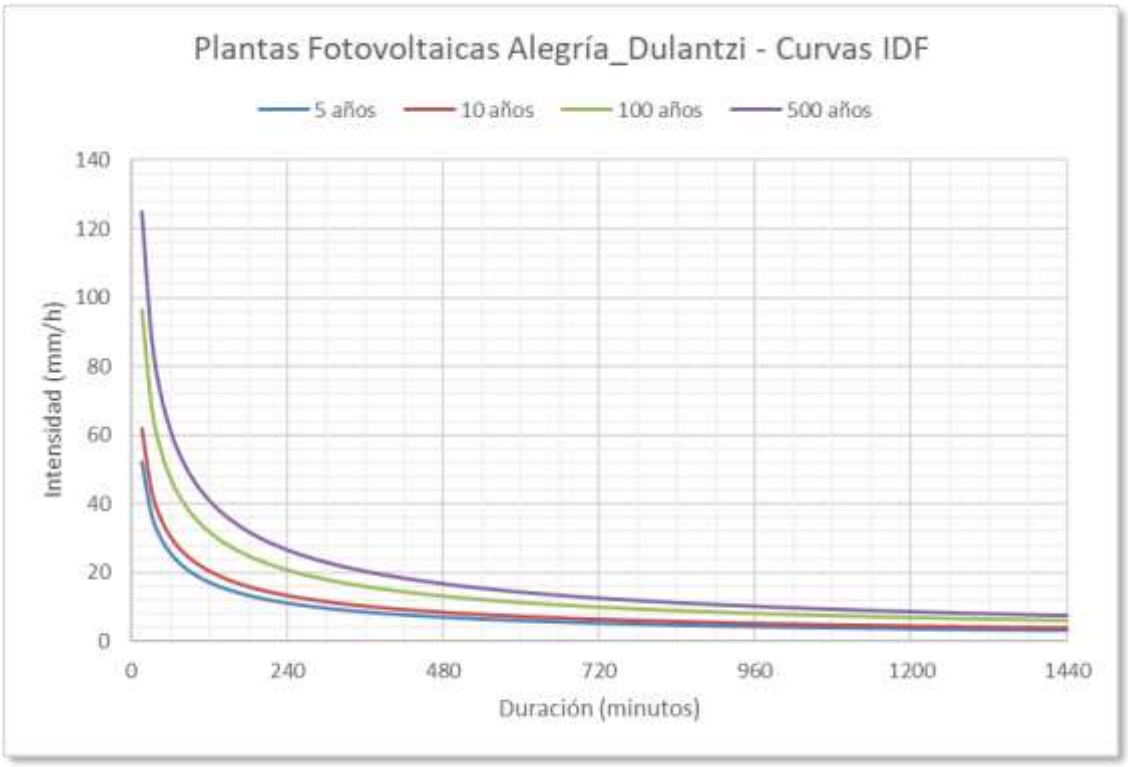


$$I(T,t) = I_d \cdot F_{\text{int}}$$

Donde Id es la intensidad media diaria para el período de retorno considerado y Fint un factor de intensidad determinado a partir de información de pluviógrafos existentes con registro continuo y una extensión suficiente de años, o bien a partir de la formulación indicada en la Norma que se muestra a continuación.

$$F_a = \left(\frac{I_1}{I_d}\right)^{3{,}5287 - 2{,}5287\, t^{0{,}1}}$$

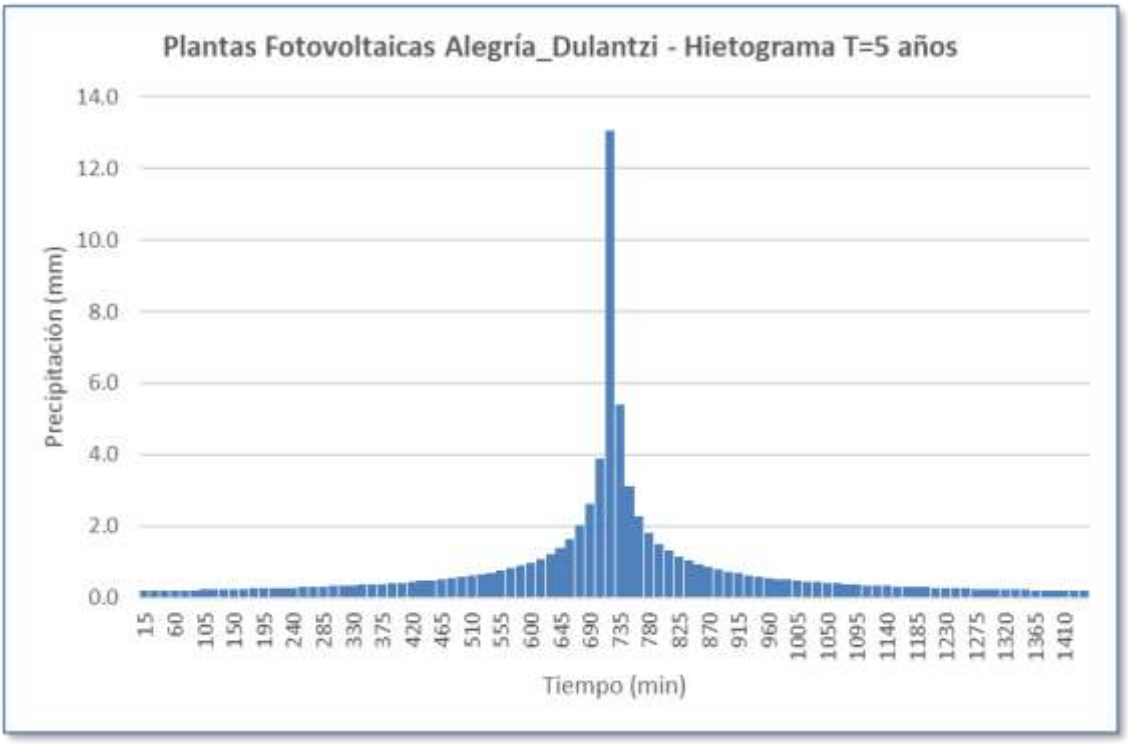
Esta formulación facilita la elaboración de las curvas IDF (Intensidad-Duración-Frecuencia) que caracterizan los eventos de precipitación para los distintos períodos de retorno en las cuencas objeto de estudio.

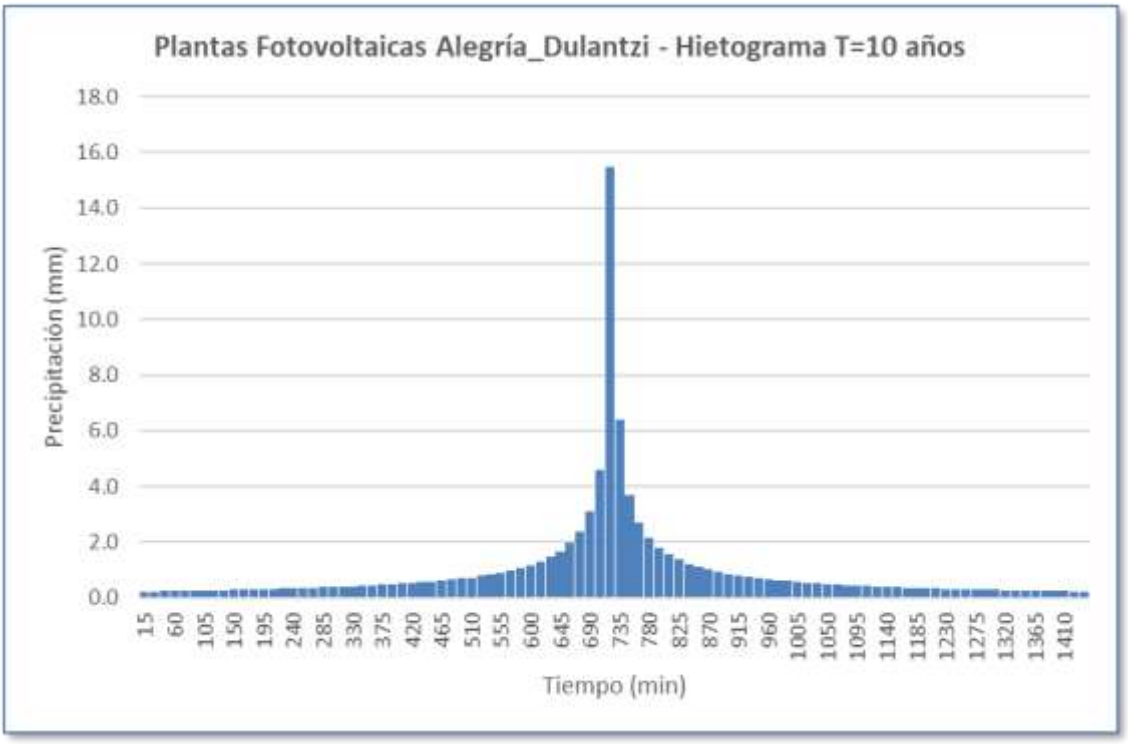


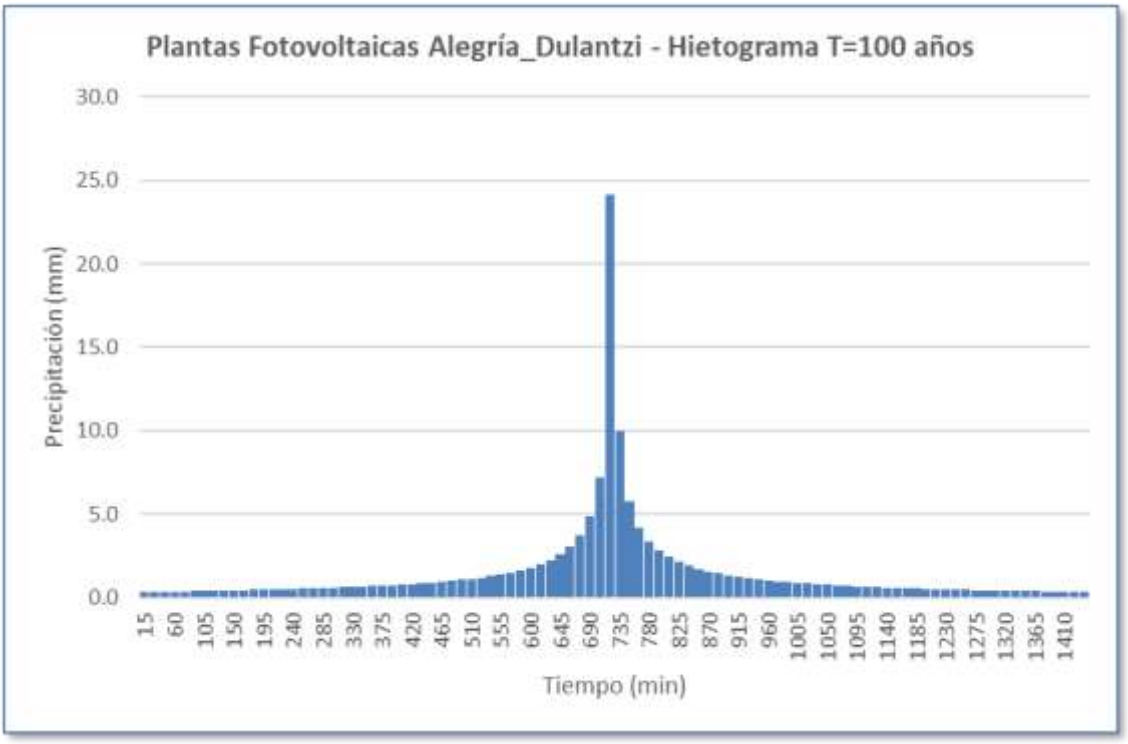
CG Araba y CG Arrazua. Curvas IDF.

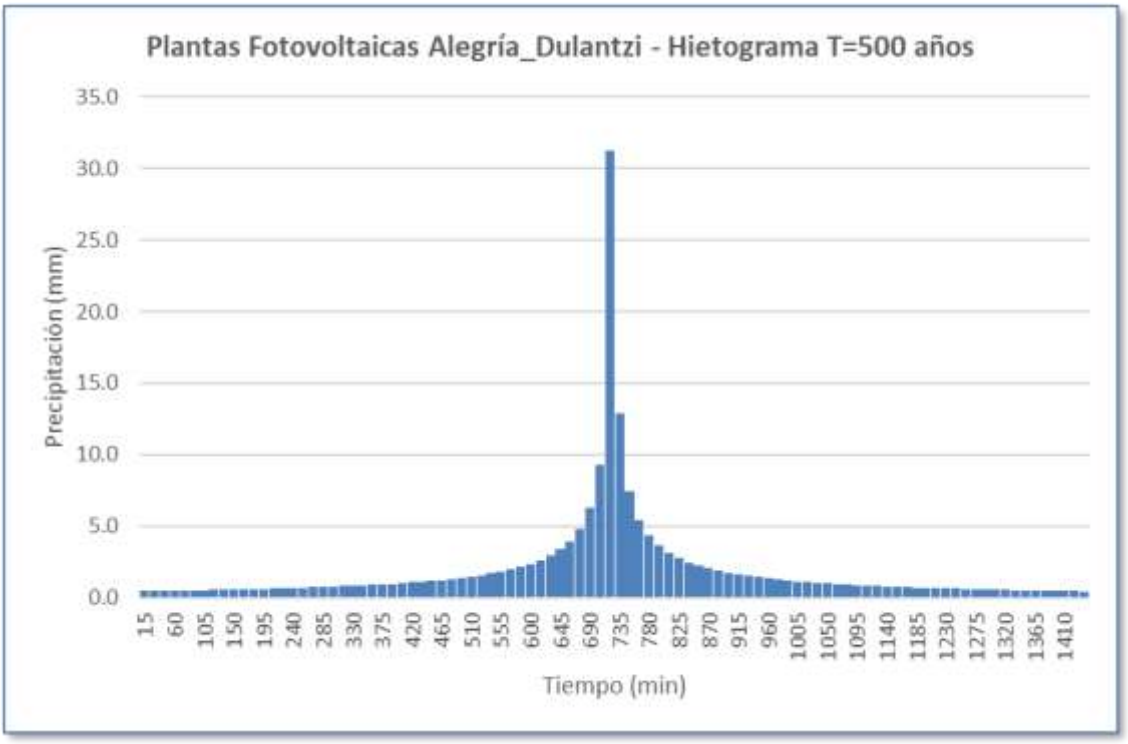
A partir de las curvas IDF se pueden desarrollar los hietogramas de diseño y/o comprobación para los distintos períodos de retorno.

Siguiendo la metodología de bloques alternos, con intervalos de tiempo de 15 minutos, y considerando el evento de precipitación de 24 horas de duración, se obtiene el hietograma correspondiente a 5, 10, 100 y 500 años de período de retorno para cada una de las cuencas estudiadas. A continuación se representan los hietogramas obtenidos:


Plantas Fotovoltaicas Alegría_Dulantzi - Hietograma T=5 años
Precipitación (mm)
14.0
12.0
10.0
8.0
6.0
4.0
2.0
0.0
15 60 105 150 195 240 285 330 375 420 465 510 555 600 645 690 735 780 825 870 915 960 1005 1050 1095 1140 1185 1230 1275 1320 1365 1410
Tiempo (min)


Plantas Fotovoltaicas Alegría_Dulantzi - Hietograma T=10 años
Precipitación (mm)
18.0
16.0
14.0
12.0
10.0
8.0
6.0
4.0
2.0
0.0
15 60 105 150 195 240 285 330 375 420 465 510 555 600 645 690 735 780 825 870 915 960 1005 1050 1095 1140 1185 1230 1275 1320 1365 1410
Tiempo (min)


Plantas Fotovoltaicas Alegría_Dulantzi - Hietograma T=100 años
Precipitación (mm)
30.0
25.0
20.0
15.0
10.0
5.0
0.0
15 60 105 150 195 240 285 330 375 420 465 510 555 600 645 690 735 780 825 870 915 960 1005 1050 1095 1140 1185 1230 1275 1320 1365 1410
Tiempo (min)


Plantas Fotovoltaicas Alegría_Dulantzi - Hietograma T=500 años
Precipitación (mm)
35.0
30.0
25.0
20.0
15.0
10.0
5.0
0.0
15 60 105 150 195 240 285 330 375 420 465 510 555 600 645 690 735 780 825 870 915 960 1005 1050 1095 1140 1185 1230 1275 1320 1365 1410
Tiempo (min)

4 ESTUDIO HIDROLÓGICO

El estudio hidrológico tiene por finalidad el establecimiento de los caudales máximos de avenida, correspondientes a los períodos de retorno de 5, 10, 100 y 500 años, en los tramos de las denominadas vías de desagüe objeto de este estudio, prestando especial atención a los escenarios correspondientes a 5-10 años de período de retorno para la estimación del DPH, y 100 y 500 años para el análisis del riesgo de inundación.

Para el cálculo se emplearán métodos hidrométricos, que son actualmente los más utilizados para la determinación de avenidas y que simulan el proceso precipitación-escorrentía mediante modelos determinísticos que requieren fundamentalmente dos grupos de datos de entrada: los datos pluviométricos y las características físicas e hidrológicas de la cuenca considerada.

La determinación de los caudales de diseño se realiza siguiendo la formulación propuesta en la actual *Norma 5.2.-I.C. Drenaje Superficial de la Instrucción de Carreteras* de 5 de junio de 2018, con un campo de aplicación a cuencas de hasta 3.000 Km^2 y tiempos de concentración comprendidos entre 0,25 h y 24h.

Así pues, este estudio considera los siguientes aspectos, algunos ya desarrollados total o parcialmente en apartados anteriores:

- Caracterización de la cuenca.
- Estudio pluviométrico.
- Cálculo de caudales de avenida mediante modelos transformación precipitación-escorrentía.

4.1 CARACTERIZACIÓN DE LAS CUENCAS

La caracterización de las distintas cuencas contempla tanto la definición geométrica (superficie, pendiente, etc.) como de los usos del suelo con la finalidad de obtener los principales parámetros que intervienen en la determinación de los caudales y volúmenes de avenida.

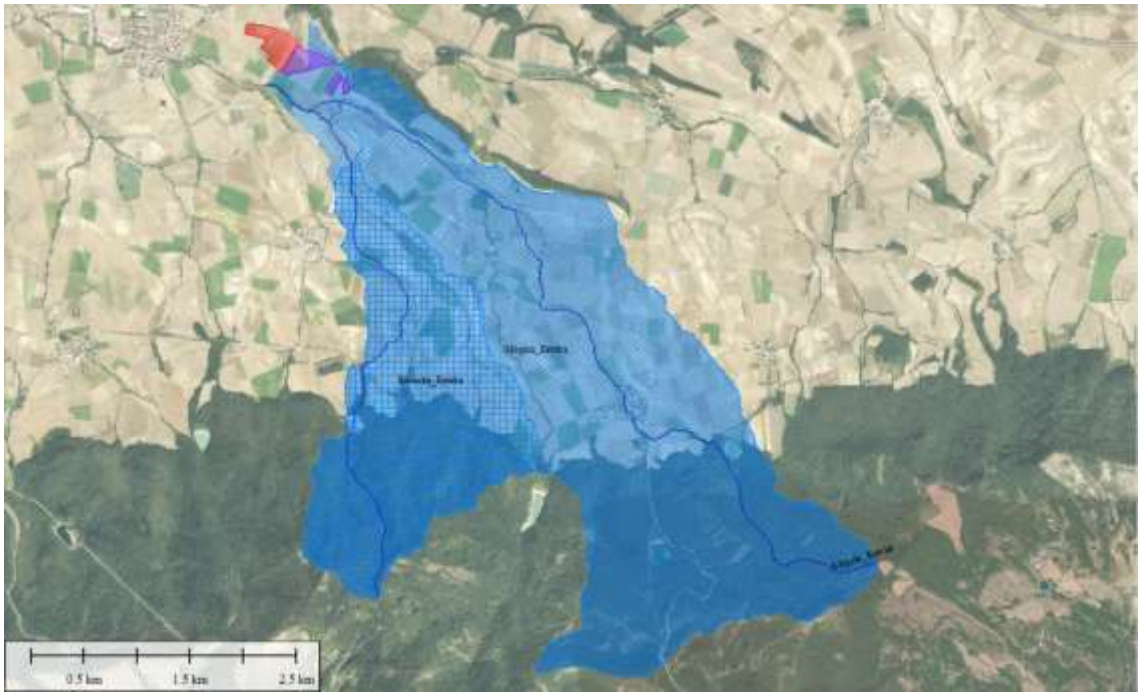
Como documentación de partida se analiza toda la información topográfica disponible tanto la elaborada para el proyecto como la procedente de otras fuentes como por ejemplo, el Plan Nacional de Ortofotografía Aérea (PNOA) obtenida mediante tecnología Lidar.

Para la zona objeto de estudio existe información bastante detallada que permite elaborar modelos digitales del terreno con precisión suficiente para la determinación de cuencas vertientes.

Además de la información topográfica se determina los usos actuales del suelo, procediendo a comprobar su clasificación en el marco del proyecto europeo Corine Land Cover. Esta información es importante ya que la determinación del umbral de escorrentía para el cálculo de

caudales según la nueva Norma de Drenaje está coordinada con los usos del suelo de este proyecto.

La siguiente imagen muestra la delimitación resultante de las cuencas identificadas.



Delimitación de cuencas vertientes.

Los datos físicos de estas cuencas, necesarios para el desarrollo del estudio, se resumen en la siguiente tabla:

Cuenca	Superficie (Km^2)	Longitud cauce (Km)	Cota máxima (m)	Cota mínima (m)	Pendiente media (m/m)
Barachi_Erreka	4.57	4.93	1,028.0	585.0	0.090
Alegria Erreka_1	10.10	7.91	1,086.0	579.0	0.064
Alegria Erreka Completa	15.16	8.62	1,086.0	570.0	0.060

La delimitación se realiza considerando el objetivo de obtención de caudales y modelización hidráulica.

El parámetro con especial importancia en la determinación de caudales y/o hidrogramas es el tiempo de concentración de las cuencas. Se propone la formulación recomendada en el manual de drenaje para este tipo de cuencas:

$$t_e = 0{,}3 \cdot \left(\frac{L}{J_e^{0{,}25}} \right)^{0{,}76}$$

Donde $\mathbf{t_e}$ es el tiempo de concentración en horas, **L** la longitud del cauce en kilómetros y $\mathbf{J_e}$ la pendiente media del cauce principal (m/m).

Como derivada de este tiempo, el método del SCS para la transformación de precipitación en escorrentía y determinación de hidrogramas, precisa el denominado tiempo de retardo o $\mathbf{t_{lag}}$, cuyo valor se estima en $0{,}6\mathbf{t_c}$. La siguiente tabla muestra los valores de estos tiempos.

Cuenca	Tc (h)	Tc (min)	Tlag (min)
Barachi_Erreka	1.59	95.68	57.41
Alegria Erreka_1	2.43	146.10	87.66
Alegria Erreka Completa	2.63	158.00	94.80

En último lugar se analiza el uso del suelo en situación actual con el objeto de determinar el umbral de escorrentía. Para su definición la norma propone una clasificación regional considerando la zona en grupo hidrológico C caracterizado por un drenaje imperfecto.

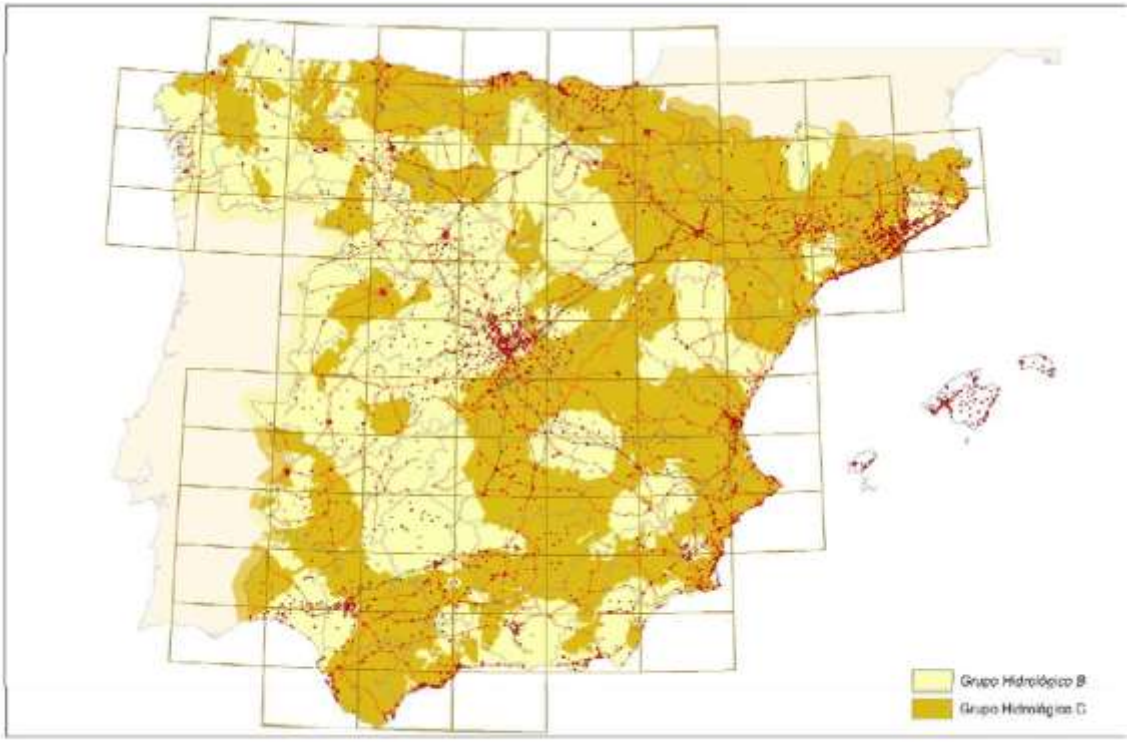


FIGURA 2.7.- MAPA DE GRUPOS HIDROLÓGICOS DE SUELO

Con relación a los usos del suelo actuales, el proyecto Corine Land Cover clasifica el uso del suelo de las cuencas objeto de estudio con la categoría 2.1.1 (Tierras de labor en secano), 2.1.2 (Terrenos regados permanentemente) y 3.1.1 (Frondosas, Perennefolias, Caducifolias, etc.).

Código	Uso de suelo	Práctica de cultivo	Pendiente (%)	Grupo de suelo			
				A	B	C	D
21100	Tierras de labor en secano (cereales)	R	≥ 3	29	17	10	8
21100	Tierras de labor en secano (cereales)	N	≥ 3	32	19	12	10
21100	Tierras de labor en secano (cereales)	R/N	< 3	34	21	14	12
21200	Terrenos regados permanentemente	R	≥ 3	37	20	12	9
21200	Terrenos regados permanentemente	N	≥ 3	42	23	14	11
21200	Terrenos regados permanentemente	R/N	< 3	47	25	16	13
31100	Frondosas			90	47	31	23
31110	Perennifolias			90	47	31	23
31120	Caducifolias y marcescentes			90	47	31	23
31130	Otras frondosas de plantación		≥ 3	79	34	19	14
31130	Otras frondosas de plantación		< 3	94	42	22	15
31140	Mezclas de frondosas			90	47	31	23
31150	Bosques de ribera			76	34	22	16
31160	Laurisilva macaronésica			90	47	31	23

Norma 5.2.IC valores del umbral de escorrentía P_0.

Conviene destacar además que este umbral de escorrentía representaría además el comportamiento de la superficie ocupada por la planta una vez construida (terrenos con poca vegetación y/o praderas naturales). La construcción de las planta fotovoltaicas no supone una modificación sustancial de los usos del suelo actuales salvo en aquellas zonas donde exista algún tipo de aprovechamiento incompatible con la nueva instalación. No obstante, el valor

correspondiente para el umbral de escorrentía para espacios constituidos por pastizales para suelos tipo C entre 14 y 17 mm en función de la pendiente.

Código	Uso de suelo	Práctica de cultivo	Pendiente (%)	Grupo de suelo			
				A	B	C	D
32100	Pastizales naturales		≥ 3	53	23	14	9
32100	Pastizales naturales		< 3	80	35	17	10

Estos valores están en el orden o son superiores a los asumidos en el estudio hidrológico para la determinación de caudales. Hay que considerar además que esta posible modificación en el uso sólo afecta al porcentaje de superficie de cuenca realmente afectada por la construcción de la planta, minimizando su efecto sobre los caudales calculados.

Considerando el reparto de superficies asociadas a cada uso del suelo el umbral de escorrentía inicial adoptado para cada una de las cuencas, quedando del lado de la seguridad, es:

Umbral de escorrentía inicial

Cuenca	P_0 (mm)
Barachi_Erreka	14.00
Alegria Erreka_1	14.00
Alegria Erreka Completa	14.00

La Norma 5.2.IC clasifica la Península en distintas regiones para las que se adoptan diferentes factores correctores del umbral de escorrentía según el período de retorno considerado. La parcela objeto de estudio se encuentra en la región 91, para la que el factor de corrección del umbral de escorrentía presenta un valor medio de 0,85, valor al que habría que aplicar el coeficiente para cada período de retorno, que en el caso de 10 años es 1. Los caudales mayores se obtienen según la formulación indicada en dicha Norma.



FIGURA 2.9.- REGIONES CONSIDERADAS PARA LA CARACTERIZACIÓN DEL COEFICIENTE CORRECTOR DEL UMBRAL DE ESCORRENTÍA

Región	Valor medio, β_m	Desviación respecto al valor medio para el intervalo de confianza del			Período de retorno T (años), F_T				
		50% Δ_{50}	67% Δ_{67}	90% Δ_{90}	2	5	25	100	500
91	0,85	0,15	0,25	0,40	0,72	0,88	1,19	1,52	1,95

4.2 DETERMINACIÓN DE CAUDALES

Para la determinación de los caudales de avenida o de diseño de la red de drenaje se propone emplear el método racional ampliamente empleado y sancionado por la experiencia para este tipo de infraestructuras. En este caso el modelo utilizado está basado en la formulación propuesta en la actual *Norma 5.2.-I.C. Drenaje Superficial de la Instrucción de Carreteras* de 5 de junio de 2018.

Este método considera el efecto de no uniformidad de las lluvias además de una adecuada estimación del coeficiente de escorrentía.

El caudal máximo Q, expresado en m^3/s se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$Q = \frac{CIA}{3.6} K$$

obteniéndose los resultados que se reflejan en los siguientes cuadros.

A partir del uso del suelo se determina el valor del coeficiente de escorrentía mediante la formulación incluida en la normativa española:

$$C = \frac{\left(\frac{P_d \cdot K_A}{P_0} - 1\right)\left(\frac{P_d \cdot K_A}{P_0} + 23\right)}{\left(\frac{P_d \cdot K_A}{P_0} + 11\right)^2}$$

Donde C es el coeficiente de escorrentía, P_d la precipitación diaria para el período de retorno considerado, P_0 el umbral de escorrentía corregido para los distintos períodos de retorno y K_A un coeficiente reductor por superficie obtenido según:

Si A < 1 km²	$K_A = 1$
Si $A \geq$ 1 km²	$K_A = 1 - \frac{\log_{10} A}{15}$

La determinación de la intensidad de cálculo se obtiene a partir de la siguiente expresión, siendo I_1/I_d 10:

$$F_a = \left(\frac{I_1}{I_d}\right)^{3,5287 - 2,5287\, t^{0,1}}$$

El tiempo de concentración se obtiene según:

$$t_c = 0{,}3 \cdot L_c^{\,0,76} \cdot J_c^{\,-0,19}$$

Donde t_c es el tiempo de concentración en horas, L_c la longitud del cauce principal en Km y J_c la pendiente media del cauce.

El coeficiente de uniformidad K, cuyo valor depende exclusivamente del tiempo de concentración Tc, responde a la siguiente expresión:

$$K = 1 + \frac{Tc^{1.25}}{Tc^{1.25} + 14}$$

En los siguientes cuadros se muestran los datos necesarios, así como el proceso seguido para la obtención de los caudales máximos.

Cuenca	Superficie (Km^2)	Longitud cauce (Km)	Cota máxima (m)	Cota mínima (m)	Pendiente media (m/m)	Tiempo de concentración (h)	Coeficiente uniformidad	Coeficiente reductor
Barachi_Erreka	4.57	4.93	1,028.0	585.0	0.090	1.59	1.113	0.956
Alegria Erreka_1	10.10	7.91	1,086.0	579.0	0.064	2.43	1.178	0.933
Alegria Erreka Completa	15.16	8.62	1,086.0	570.0	0.060	2.63	1.193	0.921

La precipitación máxima en 24 horas estimada para distintos períodos de retorno es:

Precipitación máxima 24 horas

	Período de Retorno			
Cuenca	5 años	10 años	100 años	500 años
Cuenca completa	67.76	80.36	125.46	162.42

Una vez aplicado el coeficiente reductor por área las precipitaciones de cálculo son:

Precipitación areal por subcuencas

	Período de Retorno			
Cuenca	5 años	10 años	100 años	500 años
Barachi_Erreka	64.78	76.82	119.94	155.27
Alegria Erreka_1	63.22	74.98	117.06	151.55
Alegria Erreka Completa	62.43	74.03	115.58	149.64

El umbral de escorrentía inicial y el corregido para el cálculo del caudal correspondiente a los distintos períodos de retorno es:

Umbral de escorrentía inicial

Cuenca	P_0 (mm)
Barachi_Erreka	14.00
Alegria Erreka_1	14.00
Alegria Erreka Completa	14.00

Umbral de escorrentía

Coef. Corrector Bm	0.85			
	5 años	10 años	100 años	500 años
Coef. Corrector Ft	0.88	1.00	1.52	1.95

Cuenca	5 años	10 años	100 años	500 años
Barachi_Erreka	10.47	11.90	18.09	23.21
Alegria Erreka_1	10.47	11.90	18.09	23.21
Alegria Erreka Completa	10.47	11.90	18.09	23.21

Los valores obtenidos para el coeficiente de escorrentía e intensidad media son:

Coeficiente de escorrentía C

	Período de Retorno			
Cuenca	5 años	10 años	100 años	500 años
Barachi_Erreka	0.51	0.53	0.54	0.54
Alegria Erreka_1	0.50	0.52	0.53	0.53
Alegria Erreka Completa	0.50	0.51	0.52	0.53

Intensidad media

	Período de Retorno			
Cuenca	5 años	10 años	100 años	500 años
Barachi_Erreka	18.63	22.09	34.49	44.65
Alegria Erreka_1	14.14	16.76	26.17	33.88
Alegria Erreka Completa	13.31	15.78	24.64	31.90

Los caudales finalmente obtenidos para los distintos cauces son:

Caudal máximo Racional (m^3/s) - Situación actual

		Período de Retorno		
Cuenca	5 años	10 años	100 años	500 años
Barachi_Erreka	13.49	16.47	26.17	34.08
Alegria Erreka_1	23.55	28.76	45.71	59.54
Alegria Erreka Completa	33.40	40.80	64.86	84.47

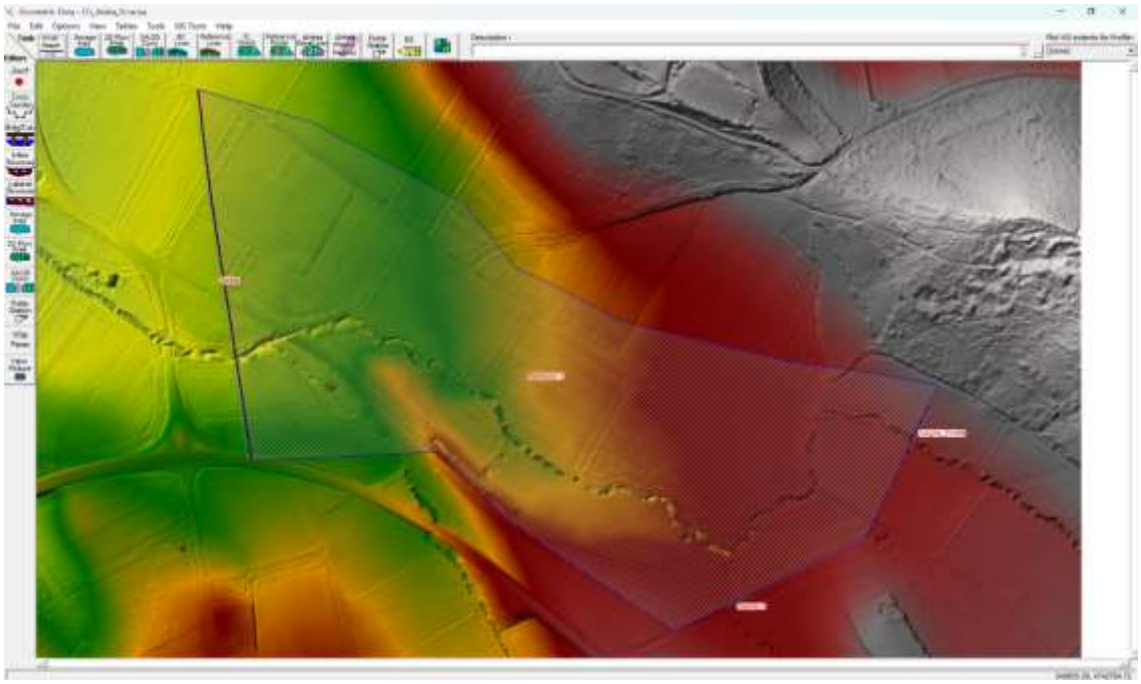
5 ESTUDIO HIDRÁULICO

El estudio hidráulico analiza el riesgo de inundación en situación actual partiendo de la topografía original y los hietogramas de cálculo resultantes del estudio hidrológico.

La simulación hidráulica se realiza con el software HEC-RAS v6.5 utilizando el módulo de análisis bidimensional, considerando esta elección acertada dadas las características del emplazamiento.

Los caudales obtenidos en el estudio hidrológico constituyen el principal dato de entrada junto con la geometría o topografía actual y las condiciones de contorno adoptadas. En el desarrollo del modelo se ha localizado la entrada con aporte de caudal propio.

Los caudales asignados en la entrada se corresponden con los caudales parciales obtenidos para los arroyos Alegría Erreka y Barachi Erreka, cuya suma como se puede comprobar, es superior al caudal resultante de considerar la cuenca completa tras la unión de ambos cauces.



Esquema del Modelo Hidráulico.

El modelo hidráulico contempla el mallado con igual tamaño en toda el área de inundación, y con más detalle la zona correspondiente al cauce. Se adopta un coeficiente de rugosidad o n de Manning general de 0,045, 0,06 en zonas de vegetación o arbustos poco densos y de 0,10 para aquellas zonas con presencia de arbolado o matorral espeso, y considera como condición de

contorno de entrada los caudales obtenidos en el estudio hidrológico, y la pendiente del régimen uniforme en la salida coincidente con la pendiente natural del terreno.



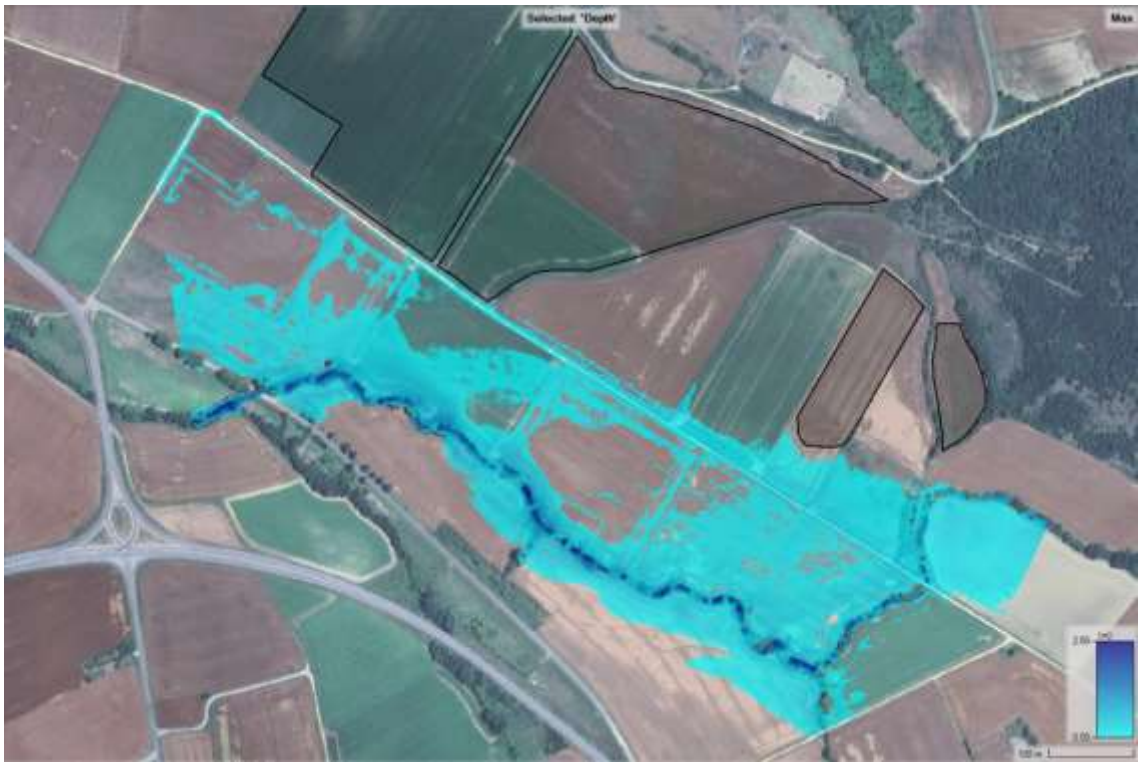
Mallado general del modelo y zonas de mayor detalle.

Además de realizar un análisis de sensibilidad durante la modelización hidráulica, las condiciones de contorno se distancian de la zona objeto de estudio con la finalidad de garantizar que no afectan a los resultados obtenidos.

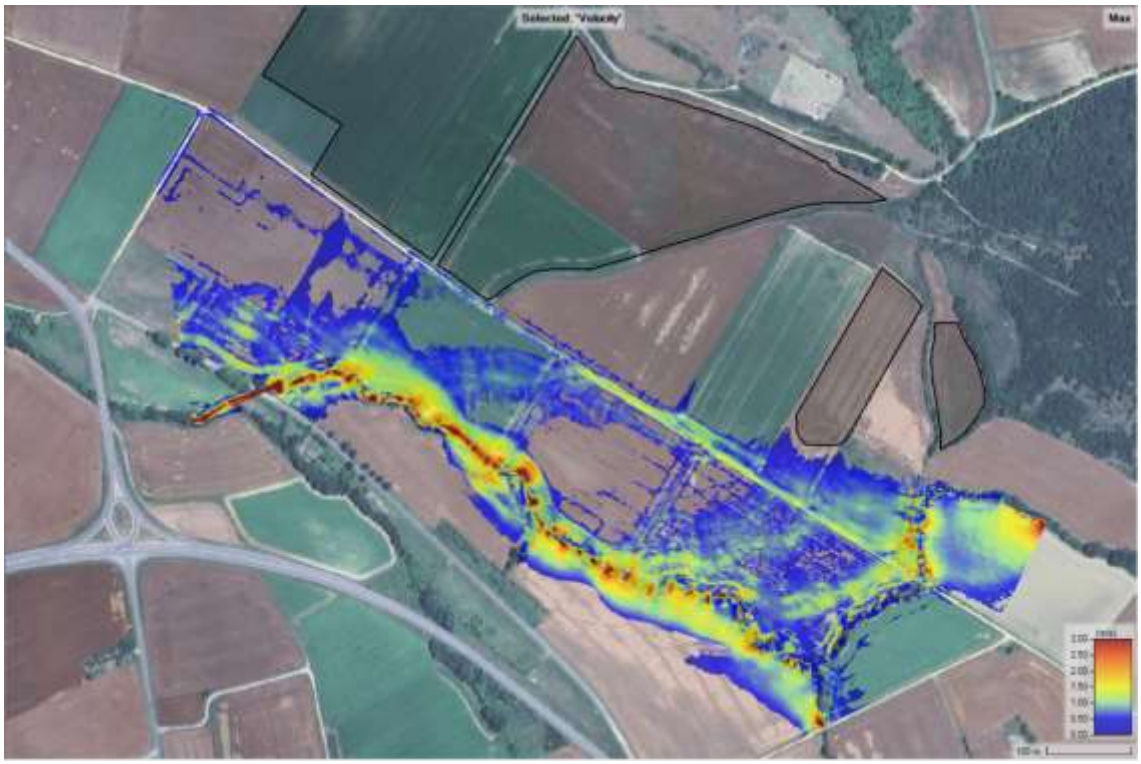
En el siguiente apartado se muestran los resultados obtenidos considerando la precipitación de la hora y media de mayor intensidad en los distintos escenarios contemplados corregida con el coeficiente de escorrentía. Para no distorsionar los resultados se ha seleccionado el método de representación más adecuado disponiendo además un filtro para calados inferiores a 5 cm.

5.1 RESULTADOS MODELO HIDRÁULICO

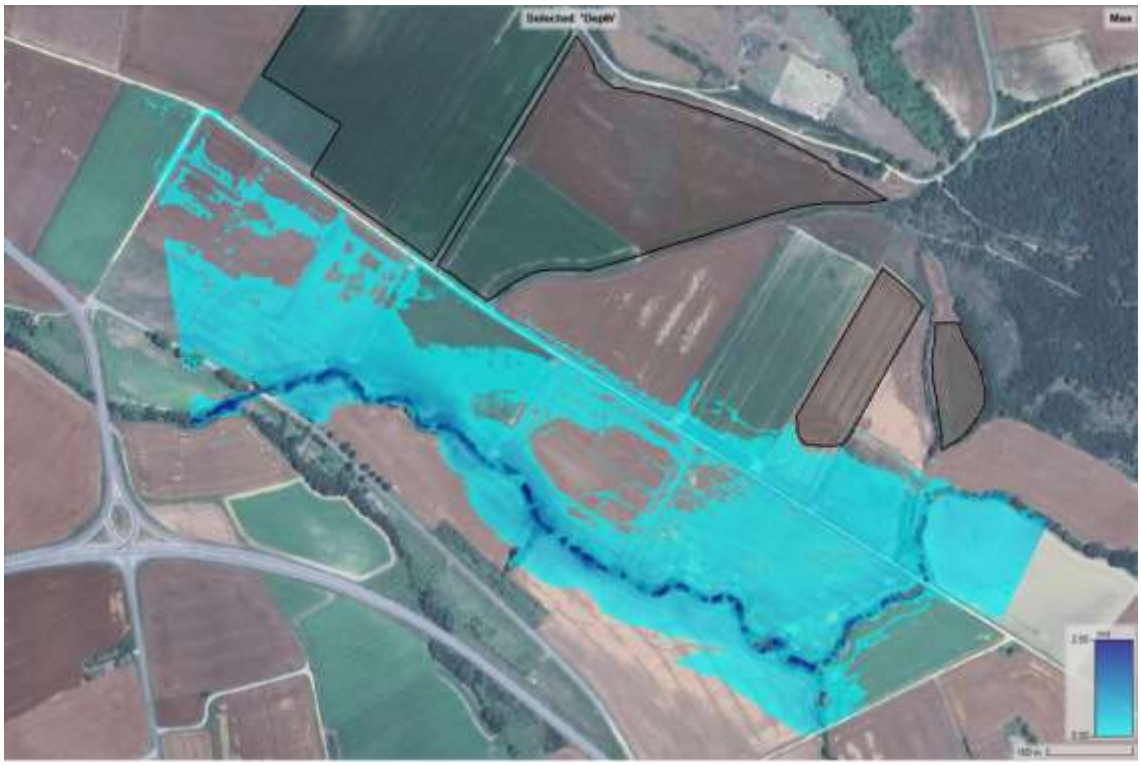
Las siguientes figuras resumen los resultados de la modelización hidráulica para los tramos de los arroyos y cauces objeto de estudio.



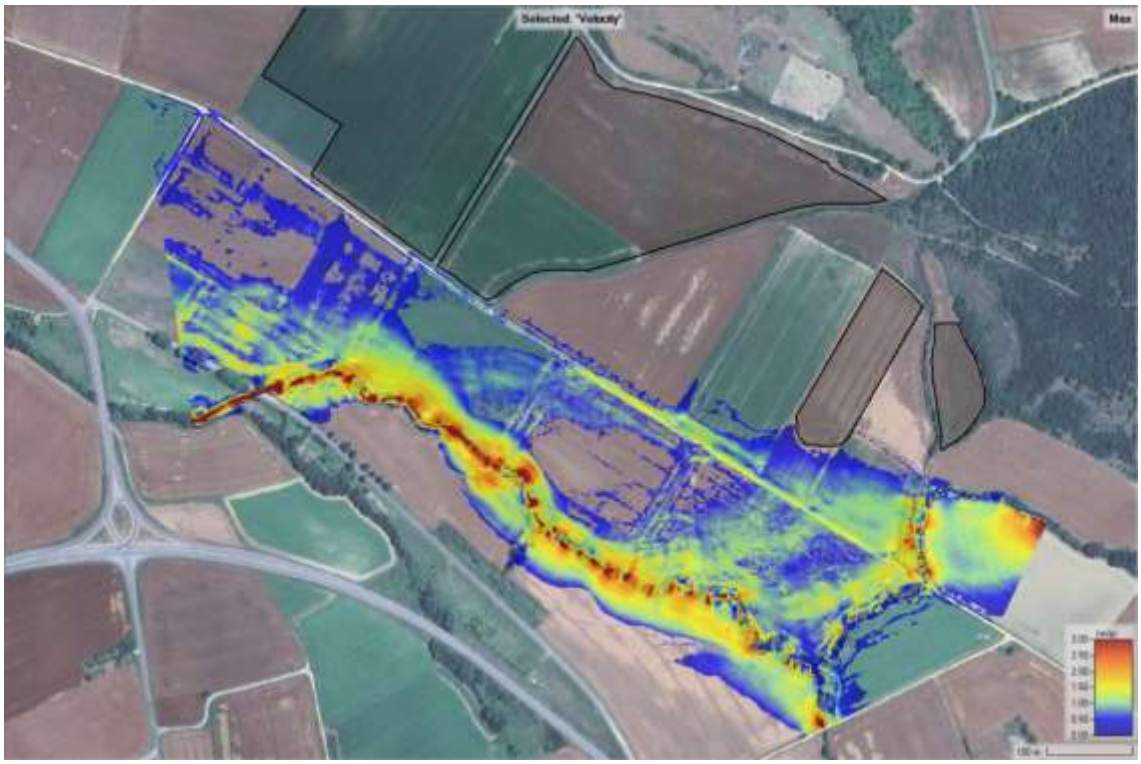
Línea de máxima inundación (T=10 años)



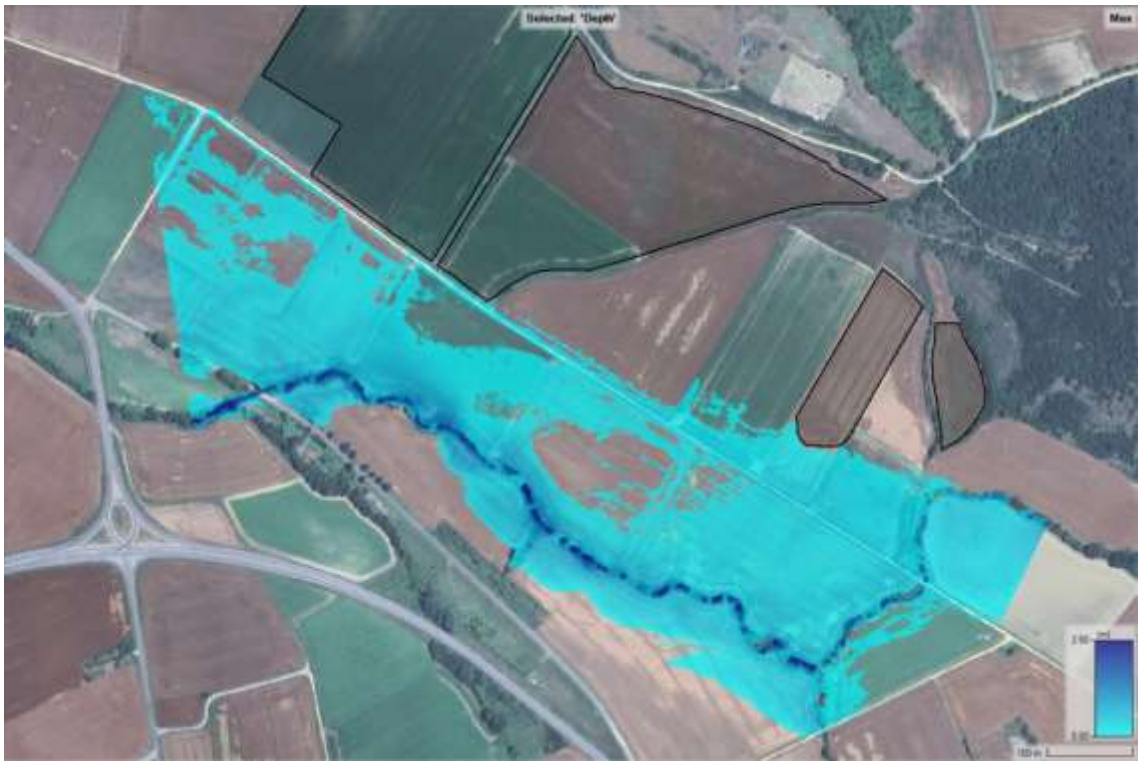
Velocidades máximas alcanzadas (T=10 años)



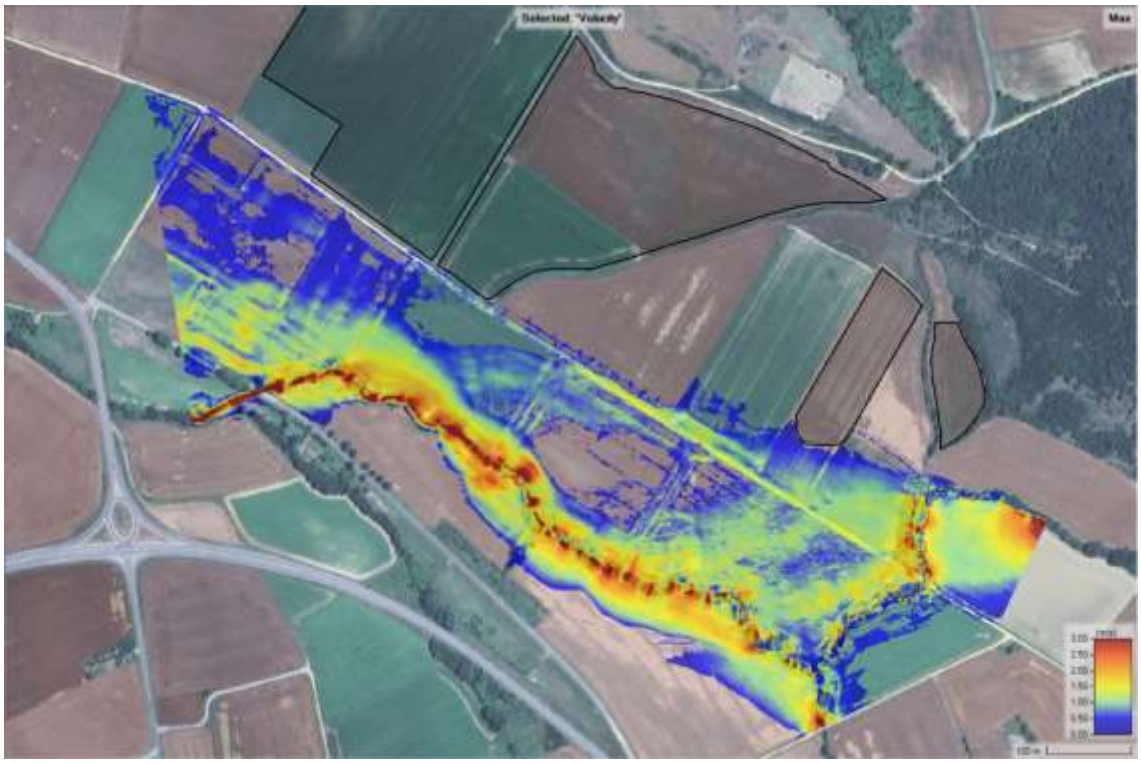
Línea de máxima inundación (T=100 años)



Velocidades máximas alcanzadas (T=100 años)



Línea de máxima inundación (T=500 años)



Velocidades máximas alcanzadas (T=500 años)

Tal y como se puede observar los cauces presentan una capacidad de desagüe correcta y acorde a las condiciones topográficas y de definición de estos. En los distintos cauces la modificación sufrida por el aprovechamiento agrícola hace que existan algunas zonas donde los caudales circulan de manera difusa.

Los caudales asociados a los distintos períodos de retorno circulan por los cauces formados sin grandes diferencias, con calados que pueden superar puntualmente 2,0 m de altura e incluso 2,5 m en determinados tramos de los cauces principales, y velocidades entre 1,0 m/s y algo más de 3 m/s considerando los caudales correspondientes a 500 años de período de retorno.

5.2 ANÁLISIS ZONA DE FLUJO PREFERENTE

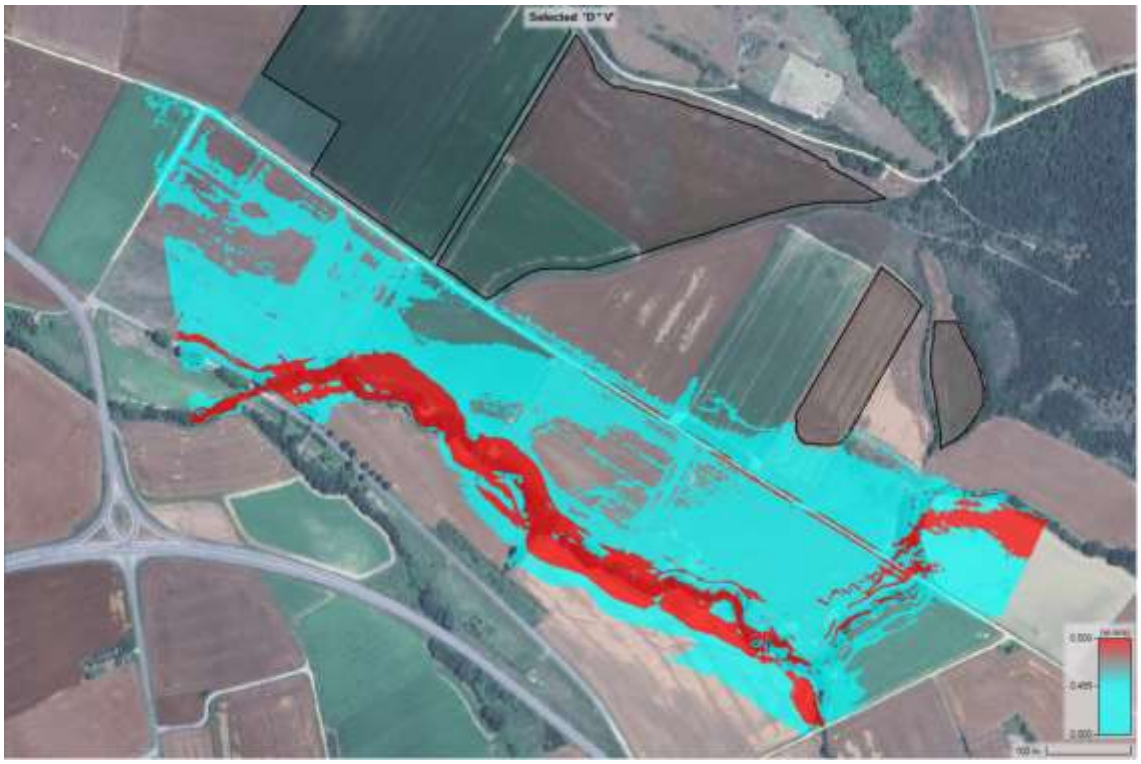
De acuerdo con el artículo 9.2 del Reglamento del Dominio Público Hidráulico, en las zonas de flujo preferente sólo podrán ser autorizadas por el organismo de cuenca aquellas actividades no vulnerables frente a las avenidas y que no supongan una reducción significativa de la capacidad de desagüe de dicha vía. La zona de flujo preferente es aquella zona constituida por la unión de la zona o zonas donde se concentra preferentemente el flujo durante las avenidas, o vía de intenso desagüe, y de la zona donde, para la avenida de 100 años de periodo de retorno, se

puedan producir graves daños sobre las personas y los bienes, quedando delimitado su límite exterior mediante la envolvente de ambas zonas. A los efectos de la aplicación de la definición anterior, se considerará que pueden producirse graves daños sobre las personas y los bienes cuando las condiciones hidráulicas durante la avenida satisfagan uno o más de los siguientes criterios:

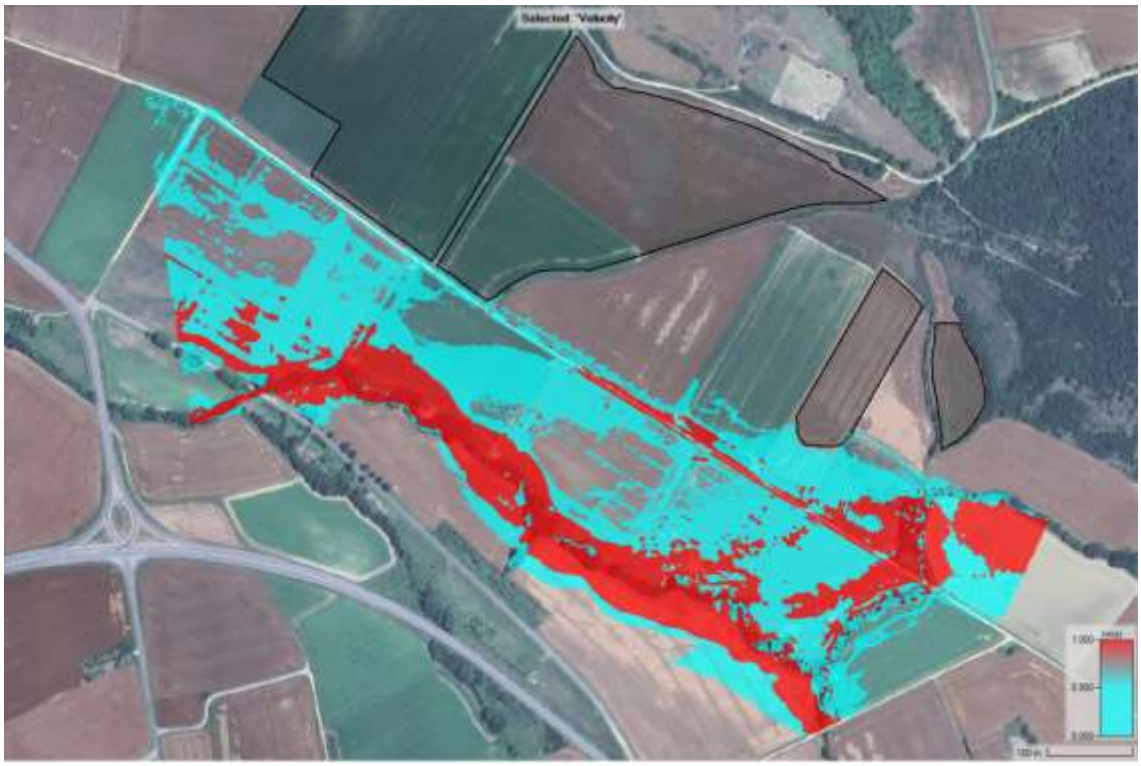
- Que el calado sea superior a 1 m.
- Que la velocidad sea superior a 1 m/s.
- Que el producto de ambas variables sea superior a 0,5 m²/s.

En la delimitación de la zona de flujo preferente se empleará toda la información de índole histórica y geomorfológica existente, a fin de garantizar la adecuada coherencia de los resultados con las evidencias físicas disponibles sobre el comportamiento hidráulico del cauce.

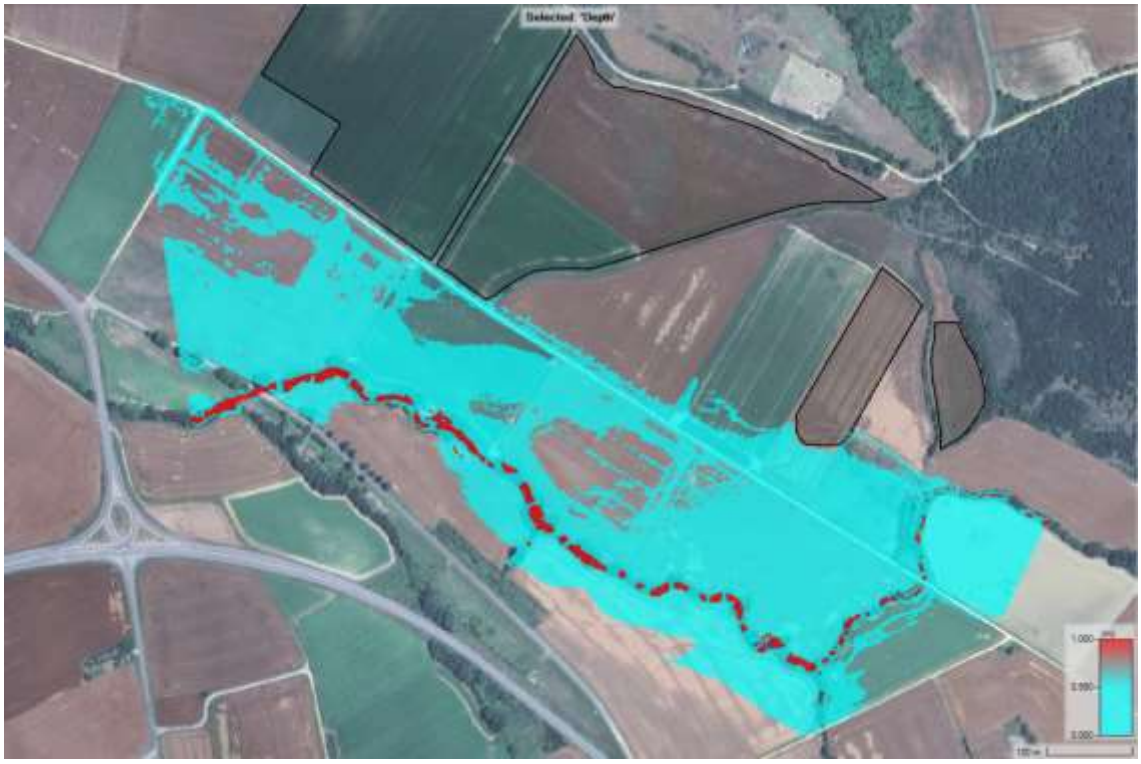
Las siguientes figuras representan el valor del producto calado por velocidad, velocidades y calados para los cauces analizados destacando los límites indicados anteriormente.



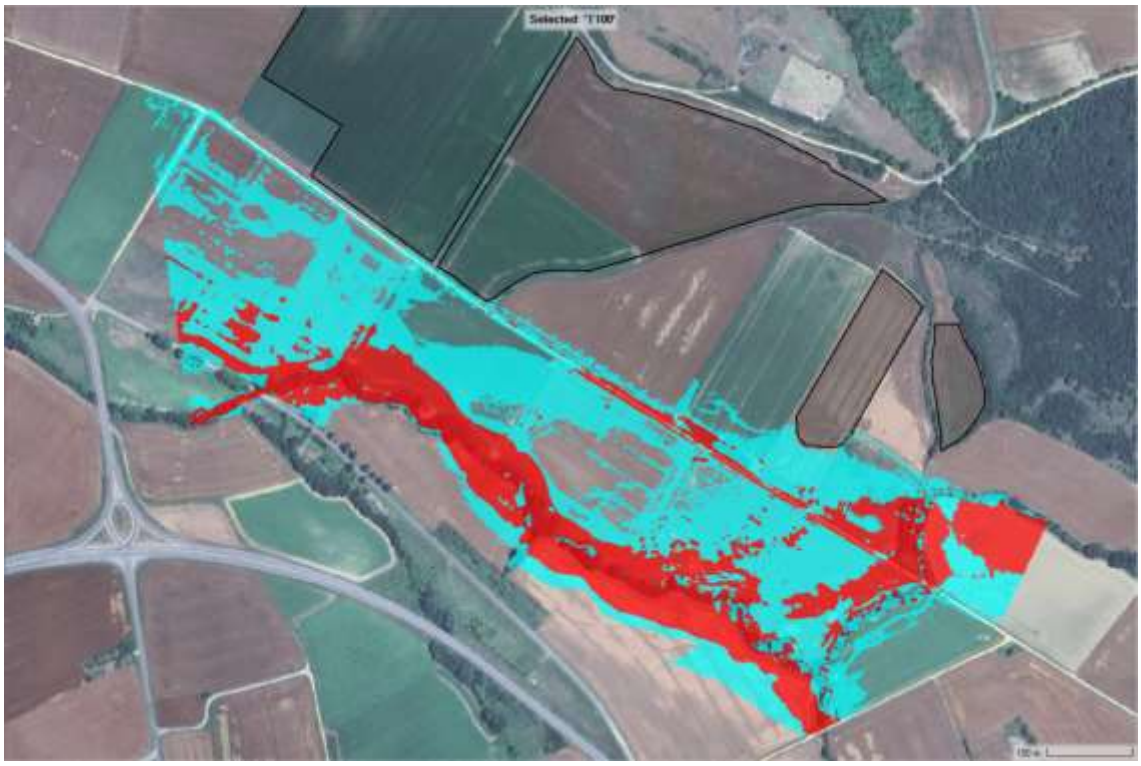
Resultados del producto calado por velocidad (V*D) para T=100 años.



Resultados de velocidad para T=100 años.



Resultados de calado para T=100 años.



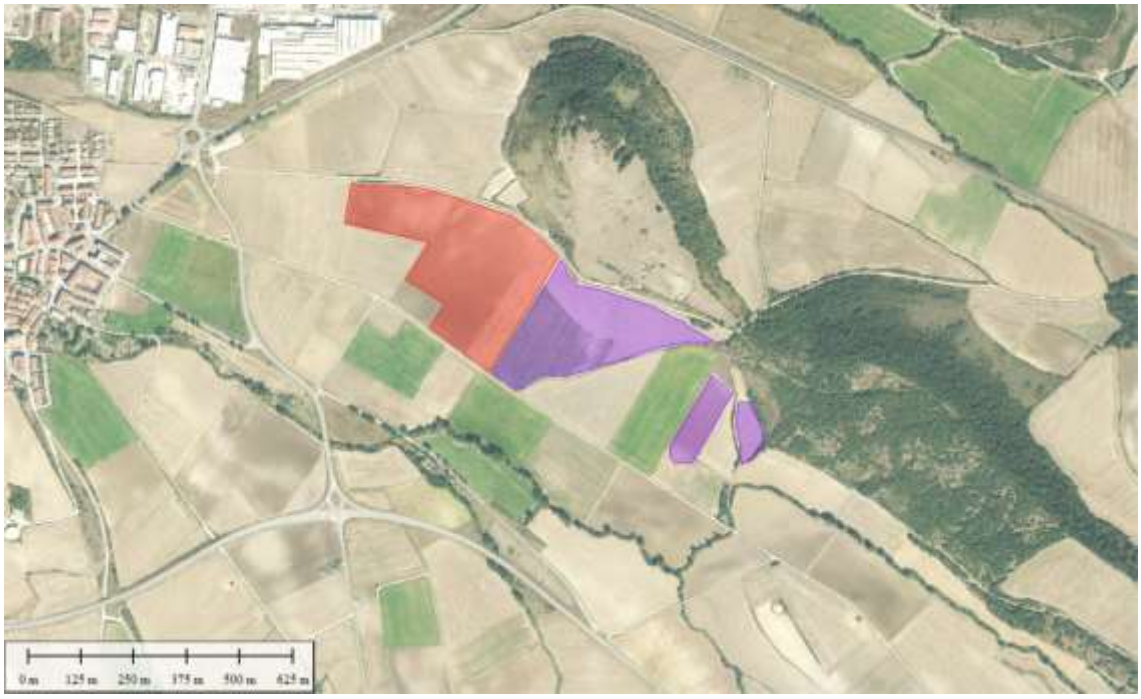
Zona de Flujo Preferente (color rojo)

En las imágenes anteriores se puede comprobar que debido a la configuración del terreno y a la presencia de un cauce preferencial, las únicas zonas con riesgo de graves daños (V*D>0.5m2/s) o que superan los límites indicados se encuentran restringidas a los propios cauces analizados.

6 CONTRASTE DE RESULTADOS.

La definición de posibles cauces o en su caso del Dominio Público Hidráulico debe tener en cuenta, además de los resultados de la simulación hidráulica, otros aspectos como son la topografía, geomorfología, datos históricos, etc. Este contraste se realiza además para la definición del riesgo de inundabilidad.

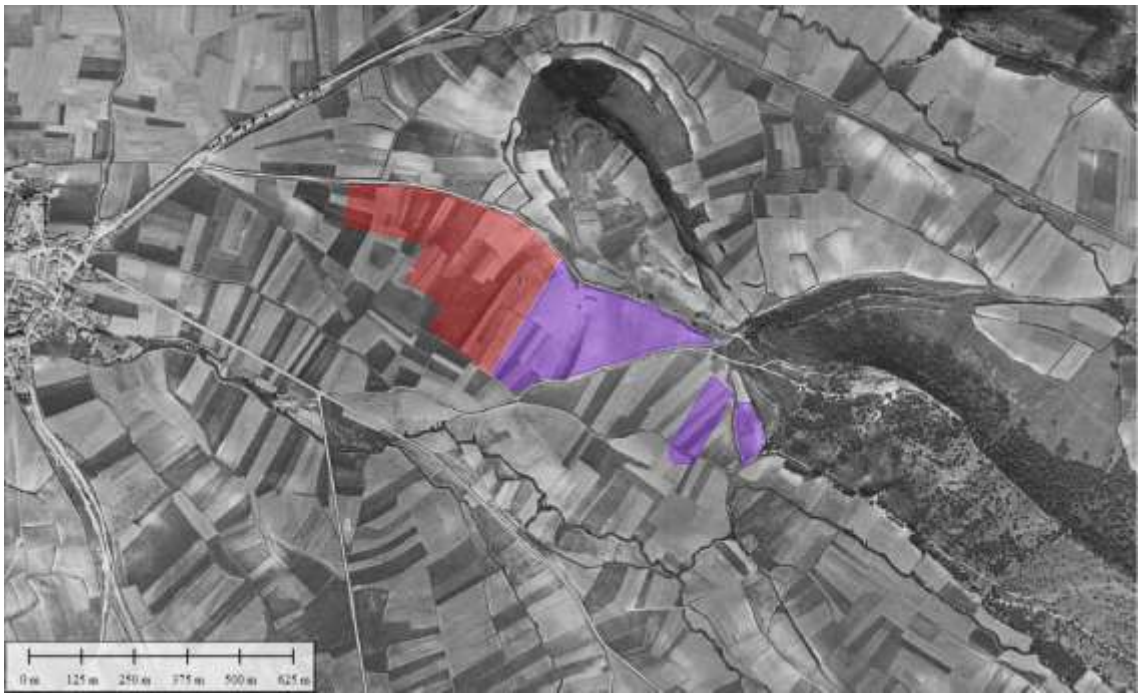
La siguiente imagen muestra la ubicación de los terrenos sobre la ortofoto más actual.



Emplazamiento plantas CG Araba y CG Arrazua sobre ortofoto PNOA.

Las vías de desagüe actuales se encuentran definidas en el entorno de los terrenos que ocupa este emplazamiento, donde topográfica y geomorfológicamente es posible delimitarlas. Este aspecto se puede comprobar tanto en la foto más actual como en todas las anteriores disponibles.

Las fotos aéreas más antiguas se corresponden con el denominado vuelo americano de los años 1956/57, mostrando a continuación la correspondiente a la zona objeto de estudio.



Emplazamiento plantas CG Araba y CG Arrazua. Vuelo Americano

Tal y como se puede comprobar estos terrenos no han sufrido alteraciones significativas en los últimos 60 años con relación al sistema de drenaje salvo las realizadas con motivo del aprovechamiento agrícola de parte de los terrenos.

Con relación a los posibles trámites administrativos, la definición de DPH obtenida para los distintos cauces al considerar la avenida de 10 años de período de retorno es coherente con el resto de información existente considerada en la normativa actual.

Independientemente de estos trámites, los terrenos presentan el riesgo de inundación definido en los apartados anteriores, riesgo que deberá tenerse en cuenta en la fase de diseño de la planta para evitar en los posible los daños asociados.

7 CONCLUSIONES

Este estudio desarrolla el estudio hidrológico e hidráulico básico para caracterización del riesgo de inundación de los terrenos donde se ubicarán las plantas fotovoltaicas en los emplazamientos denominados CG Araba y CG Arrazua en el término municipal de Alegría-Dulantzi (Álava)

El análisis se desarrolla según las metodologías y criterios habituales para este tipo de estudios.

Esta infraestructura, para la que no se prevén movimientos significativos de tierras que modifiquen la configuración del terreno, es permeable permitiendo el proceso de escorrentía superficial en las mismas condiciones que se realiza en la actualidad, evitando disponer elementos incompatibles con la inundación en los puntos bajos y proponiendo los elementos necesarios para garantizar el correcto funcionamiento.

Debido a la configuración del emplazamiento seleccionado, la topografía y la capacidad hidráulica de los cauces analizados, la circulación de los posibles caudales en situación de avenida tiene lugar por el cauce definido. El riesgo de inundabilidad por tanto es bajo, sin representar daños graves tanto a personas como a bienes materiales, salvo los incompatibles con la propia inundación.

Con relación a los posibles trámites administrativos, la definición de DPH obtenida al considerar la avenida de 10 años de período de retorno para los cauces estudiados, o la propia definición del canal de drenaje existente, es coherente con el resto de información existente considerada en la normativa actual.

La interpretación de resultados debe considerar las limitaciones del modelo empleado ya que no representa, por ejemplo, la capacidad de infiltración del terreno en las zonas de terrazas y/o zonas de cultivo. Los resultados obtenidos representarían la situación más desfavorable correspondiente a suelos saturados en el momento de máxima precipitación.

El trazado de caminos internos deberá considerar los elementos de drenaje necesarios y, en los cruces de caminos con los cauces principales, deben preverse las obras necesarias para su protección.

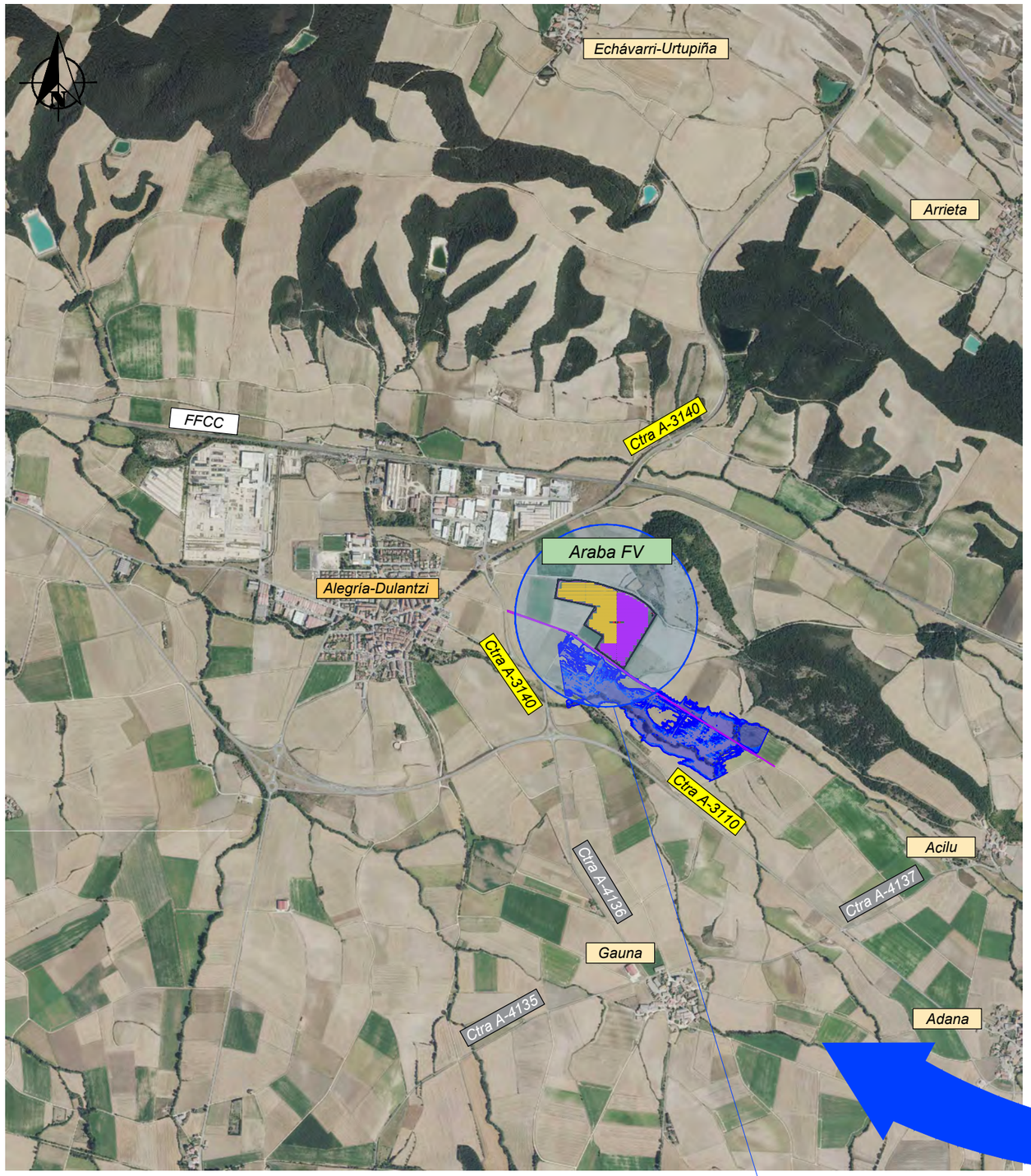
Los cruces de zanjas con cauces deberán protegerse mediante un relleno de pedraplén o grava de 20-30 cm de espesor en su parte superior, a lo largo de toda la longitud afectada, y con un ancho igual al doble de la zanja normal.



Coordenadas UTM ETRS89		
X	Y	Zona
540910,73	4743310,98	30 T

Solutio GESTIÓN INTEGRAL DE PROYECTOS S.L.	JUAN JOSÉ GÁZQUEZ GONZÁLVEZ Ingeniero Técnico Industrial Colegiado Nº : 845 GUILLERMO BERBEL CASTILLO Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos Colegiado Nº : 15152	Promotor: DOMINION **DOMINION RENEWABLE 5, S.L.U.**	Titulo: PROYECTO DE EJECUCIÓN DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A LA RED EN T.M. DE ALEGRÍA - DULANTZI (ÁLAVA) ARABA FV	Plano de: Estudio de Inundabilidad	Escala: 1/3.000 Fecha: Mayo 2025	Número: Hoja: **Anejo 9** 1 de 1 Referencia: P30.1_25

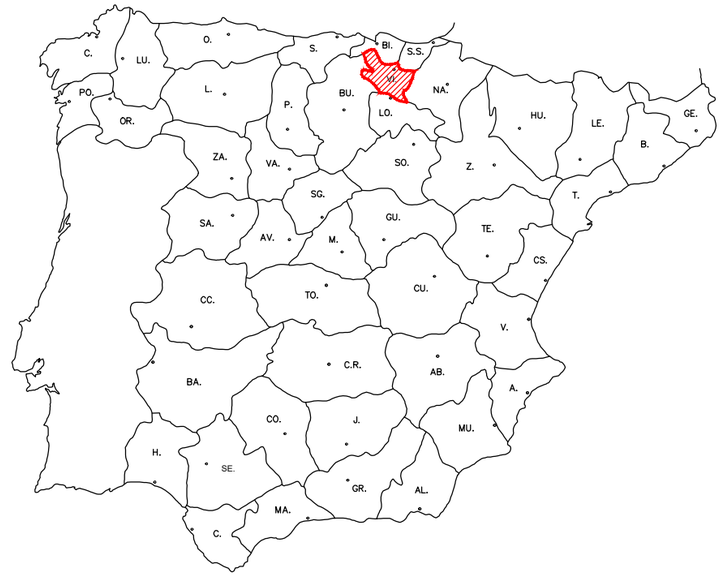
DOCUMENTO III
PLANOS



Localización
Escala: 1/40.000

Coordenadas UTM ETRS89		
X	*Y*	*Zona*
540910,73	4743310,98	30 T

Nacional
Escala: 1/5.000.000



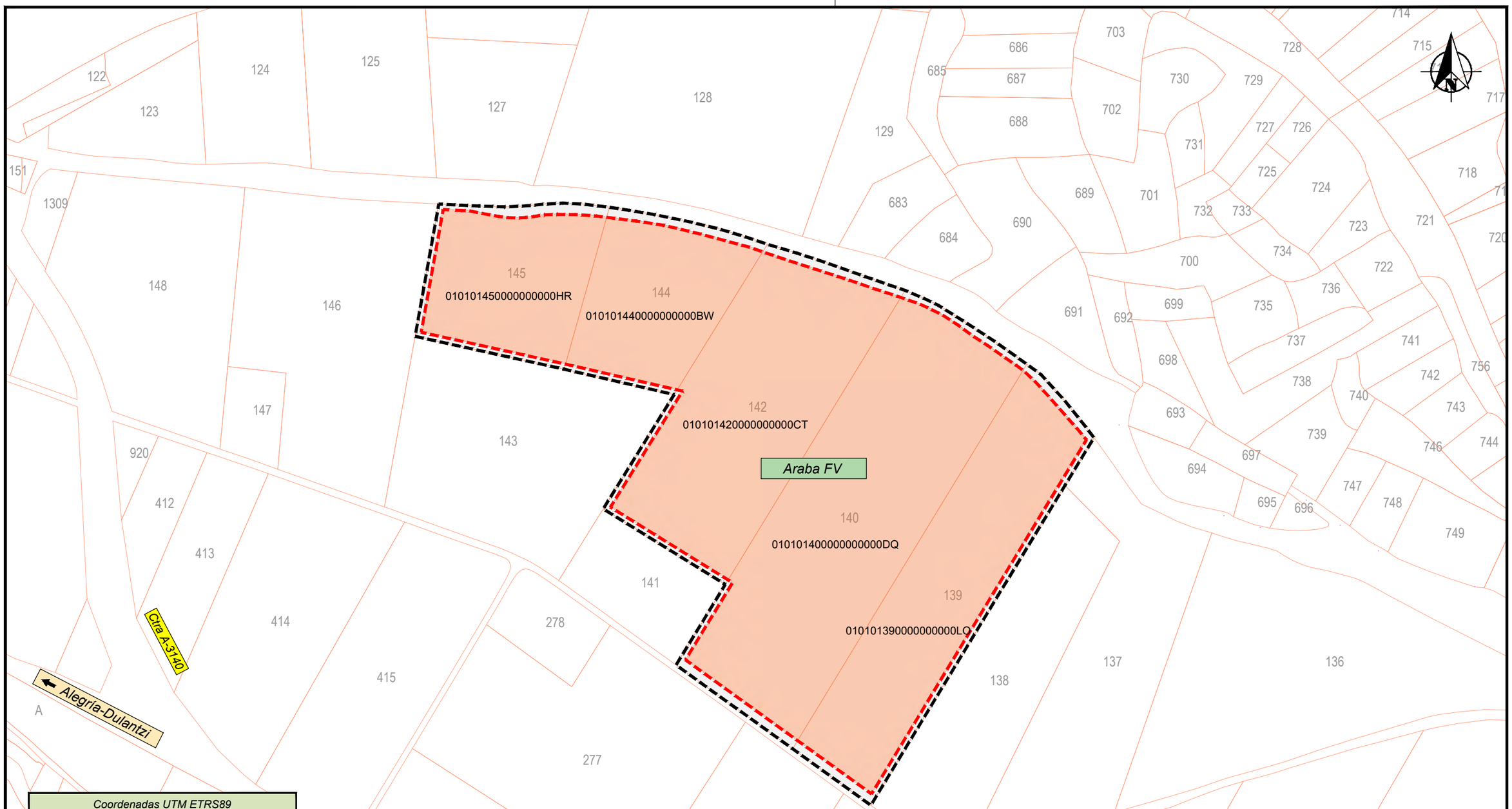
Provincia de Álava
Escala: 1/1.500.000



Localización

Solutio GESTIÓN INTEGRAL DE PROYECTOS S.L.	JUAN JOSÉ GÁZQUEZ GONZÁLVEZ Ingeniero Técnico Industrial Colegiado Nº : 845	GUILLERMO BERBEL CASTILLO Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos Colegiado Nº : 15152	Promotor: DOMINION **DOMINION RENEWABLE 5, S.L.U.**	Título: PROYECTO DE EJECUCIÓN DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A LA RED EN T.M. DE ALEGRÍA - DULANTZI (ÁLAVA) ARABA FV	Plano de: Situación y Emplazamiento

Escala:	Número:	Hoja:
Indicadas	**1**	1 de 1
Fecha:	Referencia:	
Mayo 2025	P30.1_25	



Coordenadas UTM ETRS89		
X	*Y*	*Zona*
540910,73	4743310,98	30 T

Datos Finca

Termino Mun.	*Polígono*	*Parcela*	*Ref. Catastral*	*Superficie Parcela Catastral*	*Superficie Ocupada*
Alegría - Dulantzi	1	139	01010139000000000LO	24.436,00 m²	22.160,66 m²
		140	01010140000000000DQ	36.775,00 m²	35.132,13 m²
		142	01010142000000000CT	26.978,00 m²	25.379,41 m²
		144	01010144000000000BW	13.541,00 m²	12.333,09 m²
		145	01010145000000000HR	13.947,00 m²	12.195,96 m²

Solutio GESTIÓN INTEGRAL DE PROYECTOS S.L.

JUAN JOSÉ GÁZQUEZ GONZÁLVEZ
Ingeniero Técnico Industrial
Colegiado Nº : 845

GUILLERMO BERBEL CASTILLO
Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos
Colegiado Nº : 15152

Promotor:
DOMINION
DOMINION RENEWABLE 5, S.L.U.

Titulo:
PROYECTO DE EJECUCIÓN DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A LA RED EN T.M. DE ALEGRÍA - DULANTZI (ÁLAVA)
ARABA FV

Plano de:
Parcelas Catastrales

Escala: 1/3.000
Número: 2 Hoja: 1 de 1
Fecha: Mayo 2025
Referencia: P30.1_25

Superficies

Superficie Total Vallado 107.201,25 m²

Leyenda

Superficies de Actuación

Araba FV

Sup.: 113.676,00 m²

Ctra A-3140

Alegria-Dulantzi

Coordenadas UTM ETRS89		
X	*Y*	*Zona*
540910,73	4743310,98	30 T

Solutio
GESTIÓN INTEGRAL DE PROYECTOS S.L.

JUAN JOSÉ GÁZQUEZ GONZÁLVEZ
Ingeniero Técnico Industrial
Colegiado Nº : 845

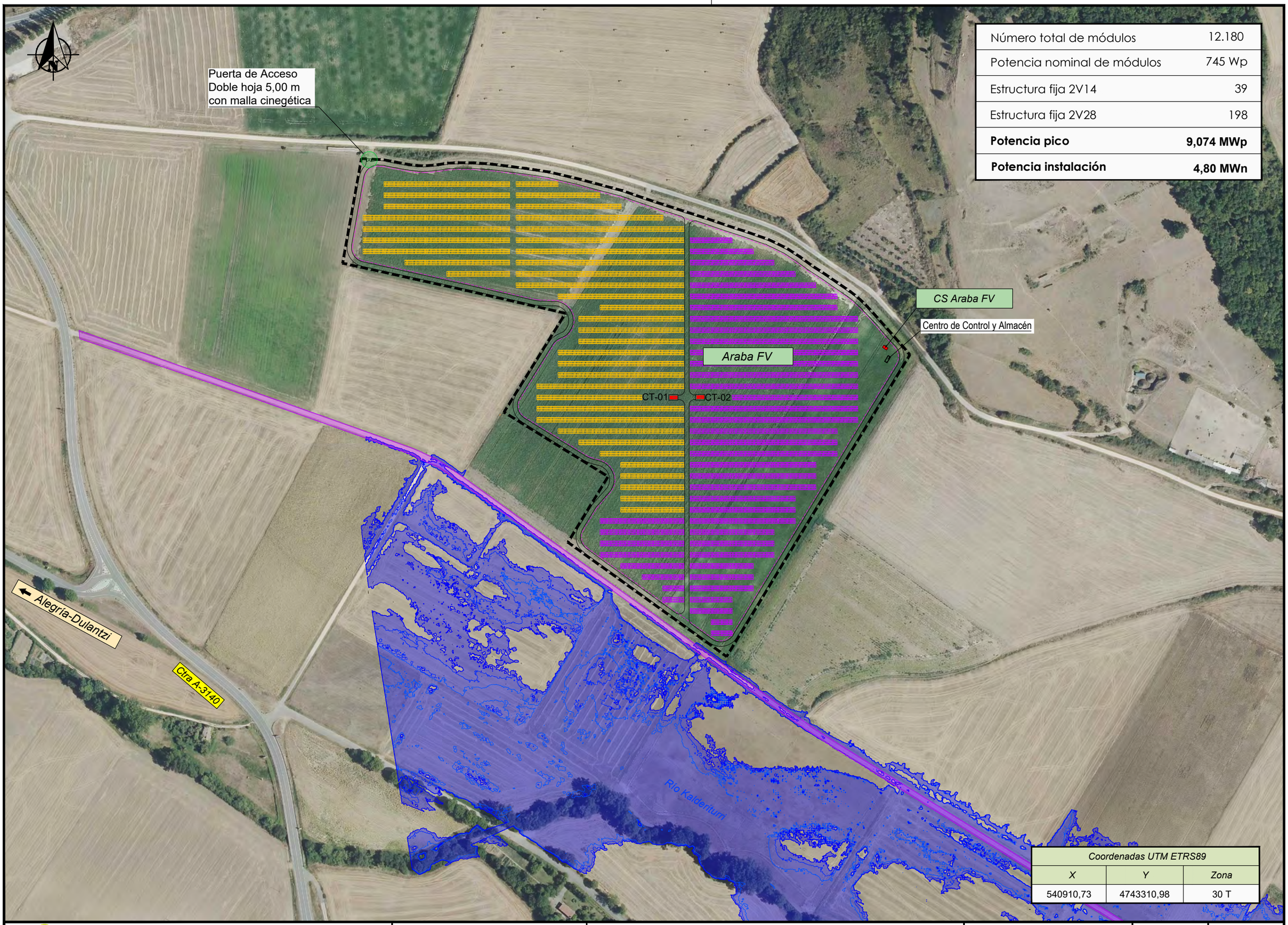
GUILLERMO BERBEL CASTILLO
Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos
Colegiado Nº : 15152

Promotor:
DOMINION
DOMINION RENEWABLE 5, S.L.U.

Titulo:
PROYECTO DE EJECUCIÓN DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
PARA CONEXIÓN A LA RED EN T.M. DE ALEGRÍA - DULANTZI (ÁLAVA)
ARABA FV

Plano de:
Topográfico Actual de Parcela

Escala:	Número:	Hoja:
1/3.000	3	1 de 1
Fecha:	Referencia:	
Mayo 2025	P30.1_25	



Número total de módulos	12.180
Potencia nominal de módulos	745 Wp
Estructura fija 2V14	39
Estructura fija 2V28	198
Potencia pico	**9,074 MWp**
Potencia instalación	**4,80 MWn**

Coordenadas UTM ETRS89		
X	*Y*	*Zona*
540910,73	4743310,98	30 T

Solutio GESTIÓN INTEGRAL DE PROYECTOS S.L.

JUAN JOSÉ GÁZQUEZ GONZÁLVEZ
Ingeniero Técnico Industrial
Colegiado Nº : 845

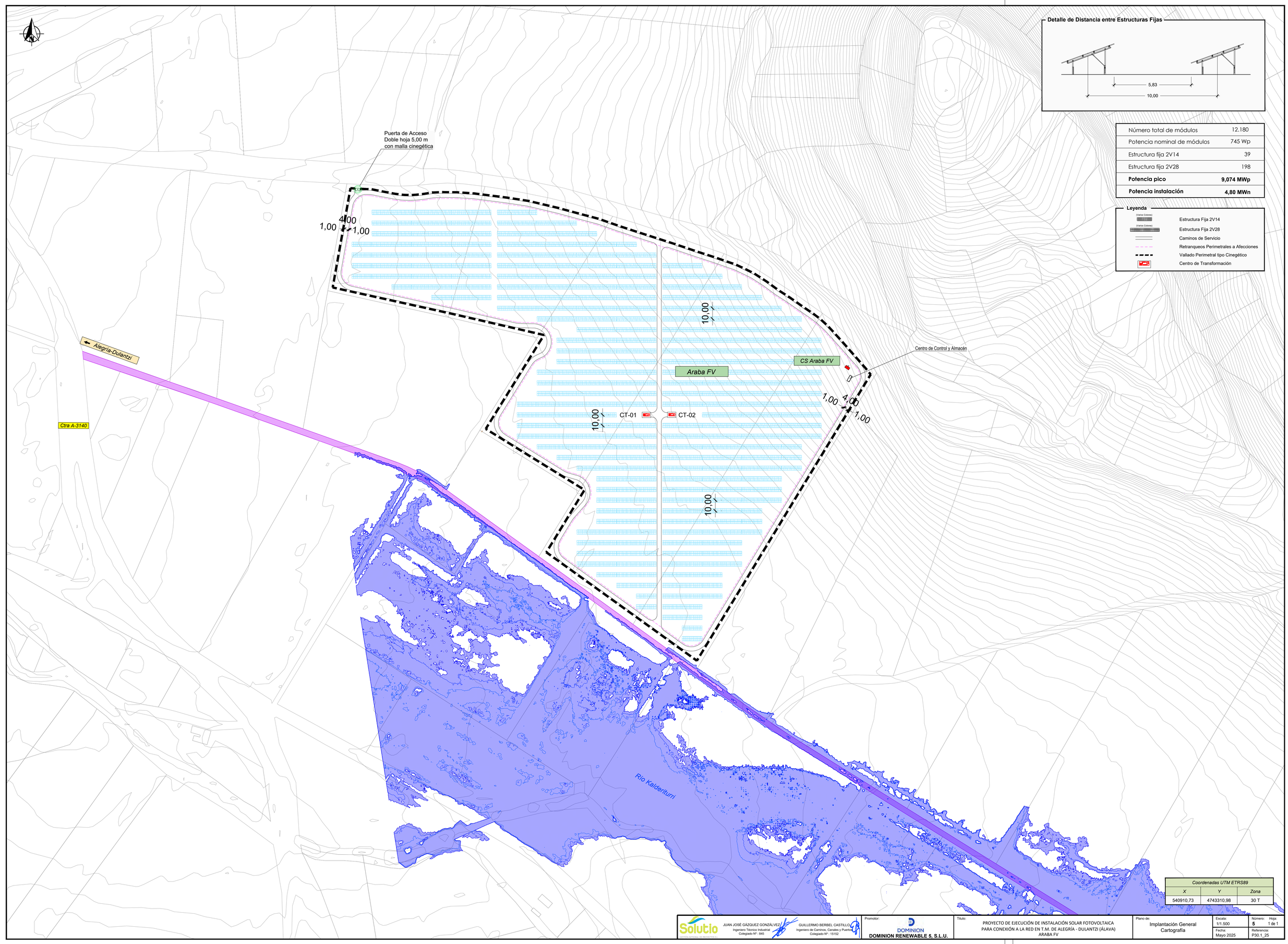
GUILLERMO BERBEL CASTILLO
Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos
Colegiado Nº : 15152

Promotor:
DOMINION
DOMINION RENEWABLE 5, S.L.U.

Título:
PROYECTO DE EJECUCIÓN DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
PARA CONEXIÓN A LA RED EN T.M. DE ALEGRÍA - DULANTZI (ÁLAVA)
ARABA FV

Plano de:
Implantación General Ortofoto

Escala: 1/3.000
Fecha: Mayo 2025
Número: 4 Hoja: 1 de 1
Referencia: P30.1_25



Número total de módulos	12.180
Potencia nominal de módulos	745 Wp
Estructura fija 2V14	39
Estructura fija 2V28	198
Potencia pico	**9,074 MWp**
Potencia instalación	**4,80 MWn**

Leyenda

- Estructura Fija 2V14 (Varios Colores)
- Estructura Fija 2V28 (Varios Colores)
- Caminos de Servicio
- Retranqueos Perimetrales a Afecciones
- Vallado Perimetral tipo Cinegético
- Centro de Transformación

Coordenadas UTM ETRS89		
X	*Y*	*Zona*
540910,73	4743310,98	30 T

Solutio — Gestión Integral de Proyectos, s.l.

JUAN JOSÉ GÁZQUEZ GONZÁLVEZ
Ingeniero Técnico Industrial
Colegiado Nº : 845

GUILLERMO BERBEL CASTILLO
Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos
Colegiado Nº : 15152

Promotor:
DOMINION
DOMINION RENEWABLE 5, S.L.U.

Título:
PROYECTO DE EJECUCIÓN DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
PARA CONEXIÓN A LA RED EN T.M. DE ALEGRÍA - DULANTZI (ÁLAVA)
ARABA FV

Plano de:
Implantación General
Cartografía

Escala: 1/1.500		Número: 5	Hoja: 1 de 1
Fecha: Mayo 2025		Referencia: P30.1_25	

Longitud Total
Acceso A
386,36 m

Acceso **A**

Ctra A-4119
PK 9+100

CS Araba FV

Araba FV

CT-01

CT-02

Centro de Control y Almacén

Ctra A-3140

Alegría-Dulantzi

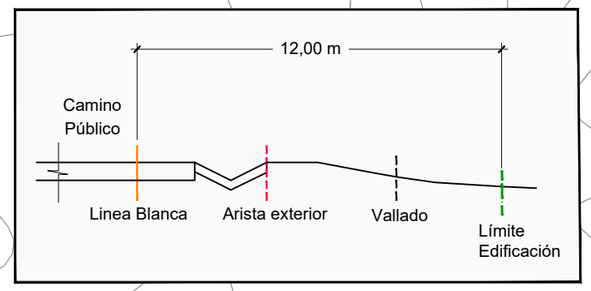
Solutio GESTIÓN INTEGRAL DE PROYECTOS	JUAN JOSÉ GÁZQUEZ GONZÁLVEZ Ingeniero Técnico Industrial Colegiado Nº : 845	GUILLERMO BERBEL CASTILLO Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos Colegiado Nº : 15152	Promotor: DOMINION **DOMINION RENEWABLE 5, S.L.U.**	Título: PROYECTO DE EJECUCIÓN DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A LA RED EN T.M. DE ALEGRÍA - DULANTZI (ÁLAVA) ARABA FV	Plano de: Acceso a FV Araba

Escala: 1/2.000	Número: 6	Hoja: 1 de 1
Fecha: Mayo 2025	Referencia: P30.1_25	

Puerta de Acceso
Doble hoja 5,00 m
con malla cinegética

Arista ext. Camino
Arista ext. Explanación
Limite Edificación

1,00
4,00
1,00



Araba FV

CS Araba FV

Centro de Control y Almacén

CT-01

CT-02

10,00

10,00

10,00

1,00
4,00
1,00

Limite Edificación
Arista ext. Explanación
Arista ext. Camino

Coordenadas UTM ETRS89		
X	Y	Zona
540910,73	4743310,98	30 T

Número total de módulos	12.180
Potencia nominal de módulos	745 Wp
Estructura fija 2V14	39
Estructura fija 2V28	198
Potencia pico	**9,074 MWp**
Potencia instalación	**4,80 MWn**

CT nº 1
CT nº 2

Solutio
GESTIÓN INTEGRAL DE PROYECTOS S.L.
JUAN JOSÉ GÁZQUEZ GONZÁLVEZ
Ingeniero Técnico Industrial
Colegiado Nº : 845
GUILLERMO BERBEL CASTILLO
Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos
Colegiado Nº : 15152

Promotor:
DOMINION
DOMINION RENEWABLE 5, S.L.U.

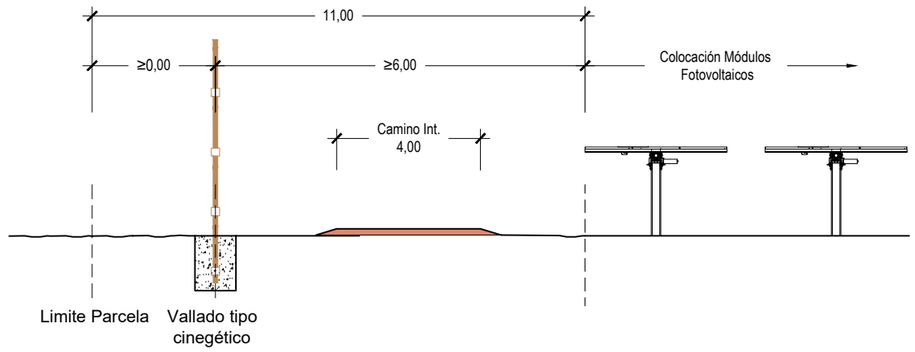
Título:
PROYECTO DE EJECUCIÓN DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
PARA CONEXIÓN A LA RED EN T.M. DE ALEGRÍA - DULANTZI (ÁLAVA)
ARABA FV

Plano de:
Planta General

Escala: 1/2.000
Número: 7 Hoja: 1 de 1
Fecha: Mayo 2025
Referencia: P30.1_25

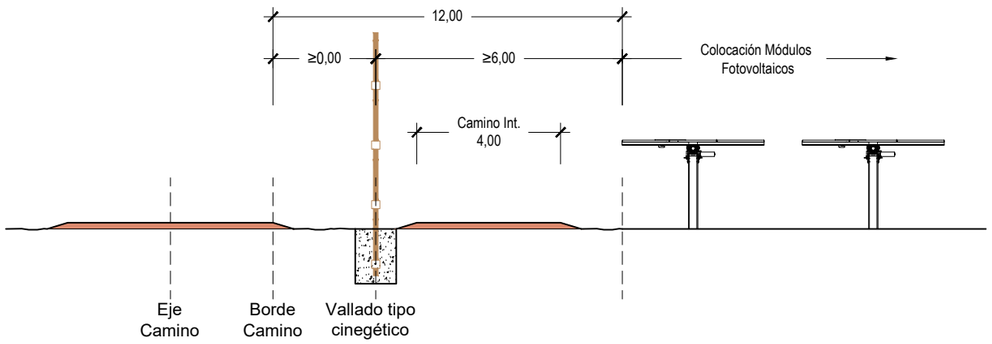
Detalle A-A'

Retranqueo Parcela Colindante - Parcela de Proyecto
Escala: 1/150



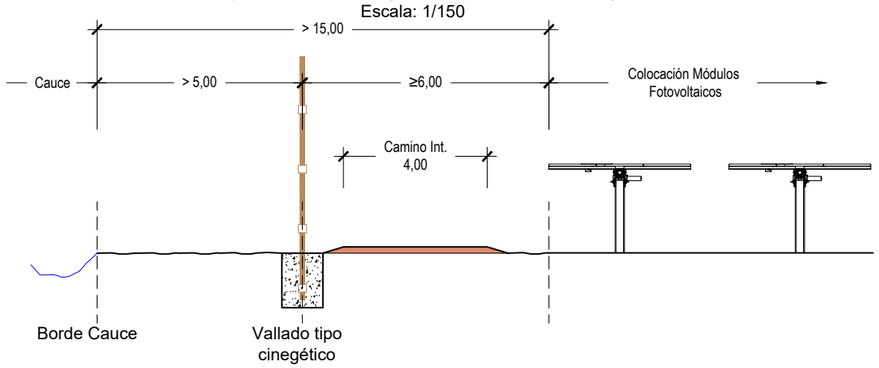
Detalle B-B'

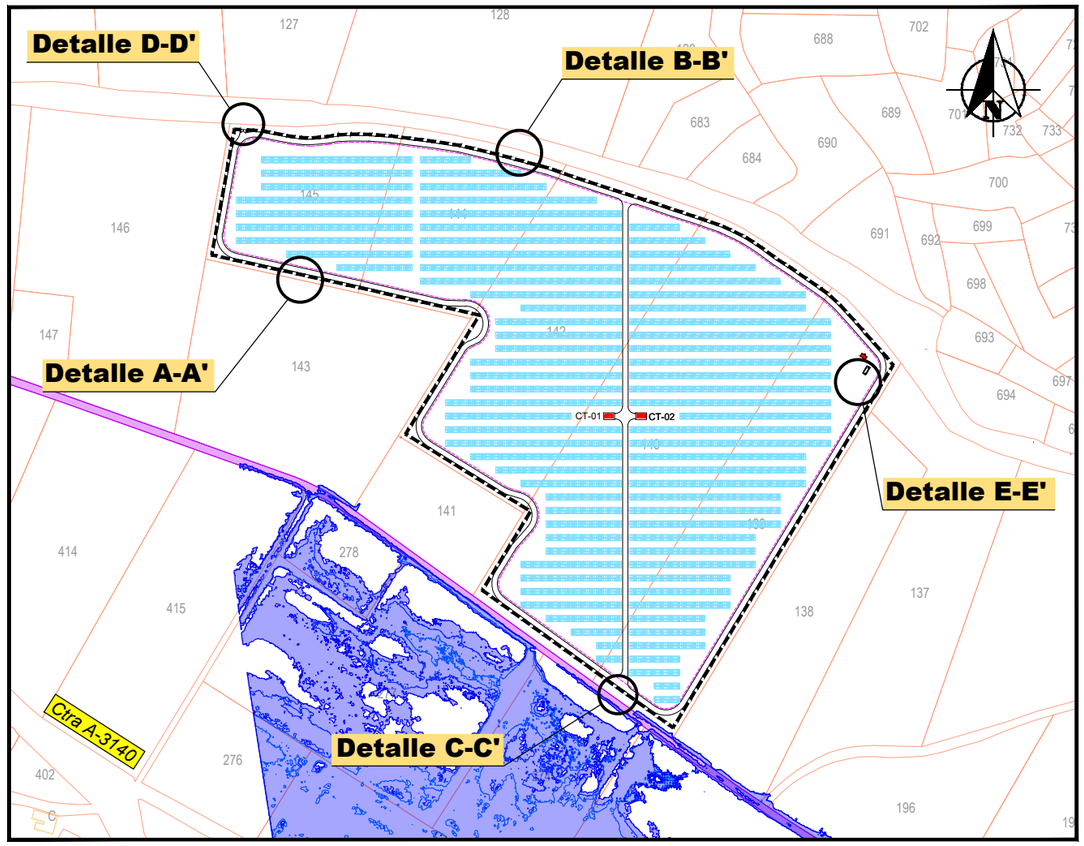
Retranqueo Camino Público - Parcela de Proyecto
Escala: 1/150



Detalle C-C'

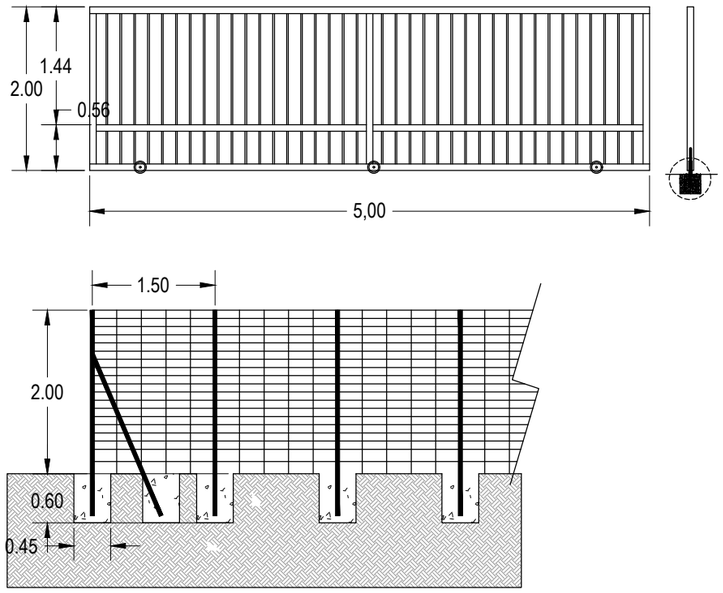
Retranqueo con Ramblas y Cauces - Parcela de Proyecto
Escala: 1/150





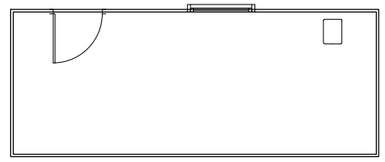
Detalle D-D'

Puerta Metálica Corredera Doble de 5,00 Metros
Escala: 1/75



Detalle E-E'

Zona Servicios Auxiliares y Oficina
1/100



Solutio GESTIÓN INTEGRAL DE PROYECTOS S.L.	JUAN JOSÉ GÁZQUEZ GONZÁLVEZ Ingeniero Técnico Industrial Colegiado Nº : 845 GUILLERMO BERBEL CASTILLO Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos Colegiado Nº : 15152	Promotor: DOMINION **DOMINION RENEWABLE 5, S.L.U.**	Titulo: PROYECTO DE EJECUCIÓN DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A LA RED EN T.M. DE ALEGRÍA - DULANTZI (ÁLAVA) ARABA FV	Plano de: Detalles de Urbanización	Escala: Indicadas Fecha: Mayo 2025 Número: **7.1** Hoja: 1 de 1 Referencia: P30.1_25

Vallado		
PTO	X	Y
1	540674.905	4743532.664
2	540695.038	4743531.609
3	540717.305	4743527.345
4	540743.675	4743527.345
5	540775.131	4743528.835
6	540791.214	4743527.724
7	540821.521	4743523.881
8	540842.162	4743520.73
9	540889.055	4743508.958
10	540907.495	4743504.088
11	540943.859	4743491.729
12	540979.132	4743480.39
13	541036.829	4743460.915
14	541065.548	4743445.132
15	541088.018	4743429.648
16	541115.889	4743410.028
17	541135.082	4743390.312
18	541163.261	4743357.892
19	541092.919	4743242.253
20	541000.095	4743089.314
21	540858.809	4743191.046
22	540894.56	4743249.562
23	540801.894	4743306.866
24	540856.594	4743394.911
25	540767.629	4743415.409
26	540658.201	4743439.535

Araba FV

Vallado

Río Kalderituri

Superficies

Superficie Total Vallado 107.201,25 m²

Solutio GESTIÓN INTEGRAL DE PROYECTOS S.L.	JUAN JOSÉ GÁZQUEZ GONZÁLVEZ Ingeniero Técnico Industrial Colegiado Nº : 845 GUILLERMO BERBEL CASTILLO Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos Colegiado Nº : 15152	Promotor: DOMINION DOMINION RENEWABLE 5, S.L.U.	Titulo: PROYECTO DE EJECUCIÓN DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A LA RED EN T.M. DE ALEGRÍA - DULANTZI (ÁLAVA) ARABA FV	Plano de: Coordenadas de Vallado	Escala: 1/2.500 Fecha: Mayo 2025	Número: 8 Hoja: 1 de 1 Referencia: P30.1_25