



Proyecto para solicitud de Autorización Administrativa Previa

Proyecto de línea y planta del Parque Solar Fotovoltaico “PSFV SADAR” 6,045 MWp-4,99 MWac

Junio 2023 - Ed00

Separata de afección a Red Eléctrica de España



Proyecto para solicitud de Autorización Administrativa Previa

Línea y Planta del Parque Solar Fotovoltaico "PSFV SADAR"

6,045 MWp-4,99 MWac

Ed.00

15/06/2023

Separata de afección a Red Eléctrica de España

Versión	Elaborado	Revisado	Aprobado	Fecha
00	M.G.B.	F.S	L.B.S	15/06/2023

Contenido

1	ANTECEDENTES	5
2	OBJETO	6
3	DESCRIPCIÓN DE LA AFECCIÓN	7
3.1	Polígonos y parcelas del catastro afectadas	8
3.2	Afecciones consideradas	10
3.2.1	Masas de agua.....	10
3.2.2	Líneas de tensión.....	10
3.2.3	Líneas de telecomunicaciones.....	10
3.2.4	Vías de ferrocarril	10
4	TITULAR	11
5	JUSTIFICACIÓN.....	12
6	LEGISLACIÓN DE APLICACIÓN	14
7	DESCRIPCIÓN DE LA LÍNEA	21
7.1	Descripción del trazado.....	21
7.2	Características generales.....	22
7.3	Descripción de los principales componentes de la línea	23
7.3.1	Conductores	23
7.3.2	Cable de tierra	23
7.3.3	Manguitos de empalme	24
7.3.4	Descripción de las cadenas de aislamiento.....	24
7.3.5	Dispositivos antivibratorios.....	26
7.3.6	Apoyos.....	26
7.3.7	Cimentaciones.....	27
7.3.8	Tomas de Tierra.....	28



7.3.9	Aislamiento en conductores y señalización. Cumplimiento del RD 1432/2008, de 29 de agosto de protección de la avifauna.	34
7.3.10	Balizas de señalización, salvapájaros y disuadores de nidificación.....	35
7.3.11	Numeración y aviso de peligro.....	35
8	CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN.....	36
9	PRESUPUESTO	37
10	PLANOS.....	38



1 ANTECEDENTES

A continuación, se resume el estado actual de tramitación de la Planta Fotovoltaica "PSFV SADAR" de 6,045 MWp de potencia pico, en los diferentes organismos competentes, en lo que respecta a la fase de autorización, licencias y concesiones necesarias para la construcción y puesta en funcionamiento de dicha planta:

- Con fecha 13 de marzo de 2023 se concede, para el proyecto PSFV SADAR de potencia instalada de 4,99 MW, permiso de acceso y conexión a la Red o Nudo de Distribución denominado SADAR T2 de 13 kV.

2 OBJETO

El presente documento se redacta con el objeto de dar cumplimiento a lo establecido en el RD 1955/2000 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, por el artículo 123 "Contenido de la solicitud de aprobación de proyecto", que establece la necesidad de separatas de afecciones a las administraciones públicas, organismos y, en su caso, empresas de servicio público o de servicios de interés general.

Este documento se elabora para describir las afecciones a Red Eléctrica de España (REE) generadas por la instalación de la Planta Solar Fotovoltaica PSFV Sadar de 6,045 MWp de potencia instalada y 4,99 MWn en el punto de conexión, así como de todas las infraestructuras necesarias para su conexión a la red. La Planta Solar Fotovoltaica PSFV Sadar, que se ubica en el término municipal de Galar, evacuará la energía a través de una línea aérea de 13,2 kV que conecta el "Centro de Transformación Abei 0,8/13,2 kV" de la PSFV Sadar con SET Sadar T2 13 kV, cuyo Identificador del Punto de Conexión es 0131099767, discurriendo por los términos municipales de Galar, Cizur y Pamplona.

3 DESCRIPCIÓN DE LA AFECCIÓN

El objeto del presente apartado es describir las afecciones a Red Eléctrica de España ocasionadas por la línea aérea de evacuación de la Planta Solar Fotovoltaica PSFV Sadar.

Dicha línea de 13,2 kV cruza en su recorrido con varias líneas de transporte pertenecientes a Red Eléctrica de España. En los cruces se siguen las prescripciones marcadas por la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 07 sobre Líneas Aéreas con Conductores Desnudos del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión.

El cruzamiento tiene lugar en las siguientes coordenadas (ETRS89 H30):

Tabla 1. Cruzamientos de la línea de evacuación con líneas eléctricas de transporte

CRUZAMIENTOS LÍNEA EVACUACIÓN		
Coordenadas ETRS89 UTM-30		
Cruzamiento	Coordenada X (m)	Coordenada Y (m)
Cruce 1	X = 607888,257	Y = 4736441,291
Cruce 2	X = 609028,777	Y = 4737382,910
Cruce 3	X = 609216,105	Y = 4737719,379
Cruce 4	X = 610105,169	Y = 4738699,697

Se muestra en la imagen el cruzamiento de la línea de evacuación con las mencionadas líneas de transporte.



Imagen 1. Localización del cruzamiento.

Separata de afección a Red Eléctrica de España

3.1 Polígonos y parcelas del catastro afectadas

Las parcelas afectadas por la línea, y un pasillo de 100 m a ambos lados de la misma, son:

Tabla 2. Parcelas afectadas por la línea de evacuación del PSFV Sadar

PROVINCIA	MUNICIPIO	POLÍGONO	PARCELA	REFERENCIA CATASTRAL
Navarra	Galar	11	224	310000000001203623FZ
Navarra	Galar	11	217	310000000001203616PJ
Navarra	Galar	10	201	310000000001202907GX
Navarra	Galar	10	200	310000000001202906FZ
Navarra	Galar	10	212	310000000001202916ZT
Navarra	Galar	10	202	310000000001202908HM
Navarra	Galar	10	203	310000000001202909JQ
Navarra	Galar	10	994	310000000001203582YD
Navarra	Cizur	1	341	310000000002269110ML
Navarra	Cizur	1	340	310000000002269109WZ
Navarra	Cizur	1	236	310000000002379933KJ
Navarra	Cizur	1	343	310000000001139390HP
Navarra	Cizur	1	349	310000000002269111QB
Navarra	Cizur	1	350	310000000001139396XH
Navarra	Cizur	1	351	310000000002269112WZ
Navarra	Cizur	1	359	310000000002269115TQ
Navarra	Cizur	1	361	310000000002269117UE
Navarra	Cizur	1	360	310000000002269116YW
Navarra	Cizur	1	362	310000000001139407OE
Navarra	Galar	2	338	310000000001201816BR
Navarra	Galar	2	334	310000000002226374SK
Navarra	Galar	2	178	310000000001201773PJ
Navarra	Galar	2	179	310000000001201774AK
Navarra	Galar	2	379	310000000001201834OH
Navarra	Galar	2	172	310000000002301185QY
Navarra	Galar	2	380	310000000001201835PJ
Navarra	Pamplona	4	2579	310000000001321249EX
Navarra	Pamplona	4	2711	310000000001321336LG
Navarra	Pamplona	4	2578	310000000001321248WZ
Navarra	Pamplona	4	2710	310000000001321335KF
Navarra	Pamplona	4	2574	310000000001321247QB
Navarra	Pamplona	4	2709	310000000001321334JD
Navarra	Pamplona	4	2573	310000000001321246ML
Navarra	Pamplona	4	2708	310000000001321333HS
Navarra	Pamplona	4	2707	310000000001321332GA
Navarra	Pamplona	4	2570	310000000001321245XK
Navarra	Pamplona	4	2569	310000000001321244ZJ
Navarra	Pamplona	4	2534	310000000001321216WZ
Navarra	Pamplona	4	2549	310000000001321225IR
Navarra	Pamplona	4	2535	310000000001321217EX
Navarra	Pamplona	4	2536	310000000001321218RM
Navarra	Pamplona	4	2537	310000000001321219TQ
Navarra	Pamplona	4	2538	310000000001321220EX



Separata de afección a Red Eléctrica de España

Navarra	Pamplona	4	2539	310000000001321221RM
Navarra	Pamplona	4	2783	310000000001321347RM
Navarra	Pamplona	4	2531	310000000002303265OF
Navarra	Pamplona	4	2784	310000000001651561KM
Navarra	Pamplona	4	2540	310000000001651524HZ
Navarra	Pamplona	4	2529	310000000002326320LL
Navarra	Pamplona	4	2870	310000000002327027GG
Navarra	Pamplona	4	2014	310000000001651431JX
Navarra	Pamplona	4	2746	310000000001566859KG
Navarra	Pamplona	4	2873	310000000002327740BB
Navarra	Pamplona	4	2782	310000000002327650QQ

3.2 Afecciones consideradas

3.2.1 Masas de agua

Se ha respetado una servidumbre a todos los cursos de agua presentes en las parcelas siguiendo la normativa del Real Decreto-Ley 4 2007, del 13 de abril, por el que se modifica el texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2001 de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley 29/1985 de Aguas. Además, se solicita la ocupación de zonas de policía a la Confederación Hidrográfica del Ebro.

3.2.2 Líneas de tensión

Se produce un cruzamiento con líneas de transporte de Red Eléctrica Española, un cruzamiento con líneas de distribución de Iberdrola y un cruzamiento con la línea del Parque Eólico "EL PERDÓN", propiedad de Acciona Energía. Para todos ellos se siguen las prescripciones marcadas por la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 07 sobre Líneas Aéreas con Conductores Desnudos del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión.

3.2.3 Líneas de telecomunicaciones

Se produce un cruzamiento con una línea de comunicaciones de Telefónica, para el cual se respetan las distancias marcadas por la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 07 sobre Líneas Aéreas con Conductores Desnudos del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión.

3.2.4 Vías de ferrocarril

El trazado de la línea cruza en una ocasión vías de ferrocarriles electrificados, aplicando las prescripciones descritas en la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 07 sobre Líneas Aéreas con Conductores Desnudos del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión.



4 TITULAR

El titular y a la vez promotor del proyecto de la Planta Solar Fotovoltaica Sadar es la sociedad BAHIA DE PLATA REAL STATE 2017, SL, perteneciente al grupo ABEI ENERGY. A continuación, se resumen los datos principales del promotor:

- Promotor: BAHIA DE PLATA REAL STATE 2017, SL
- CIF: B87920757
- Domicilio Social: Calle Monte Esquinza 24, 5º Izq (28010), Madrid

5 JUSTIFICACIÓN

Las plantas de generación renovable se caracterizan por funcionar con fuentes de energía que poseen la capacidad de regenerarse por sí mismas y, como tales, ser teóricamente inagotables si se utilizan de forma sostenible. Esta característica permite en mayor grado la coexistencia de la producción de electricidad con el respeto al medio ambiente.

Este tipo de proyectos presentan las siguientes ventajas respecto a otras instalaciones energéticas, entre las que se encuentran:

- Disminución de la dependencia exterior de fuentes fósiles para el abastecimiento energético, contribuyendo a la implantación de un sistema energético renovable y sostenible y a una diversificación de las fuentes primarias de energía.
- Utilización de recursos renovables a nivel global.
- No emisión de CO₂ y otros gases contaminantes a la atmósfera.
- Baja tasa de producción de residuos y vertidos contaminantes en su fase de operación.

Sería por tanto compatible con los intereses del Estado, que busca una planificación energética que contenga entre otros los siguientes aspectos (extracto artículo 79 de la Ley 2/2011 de Economía Sostenible): "Optimizar la participación de las energías renovables en la cesta de generación energética y, en particular en la eléctrica".

A lo largo de los últimos años, ha quedado evidenciado que el grado de autoabastecimiento en el debate energético es uno de los temas centrales del panorama estratégico de los diferentes países tanto a corto como a largo plazo.

Esta situación hace que los proyectos de energías renovables sean tomados muy en consideración a la hora de realizar la planificación energética en los diferentes países y regiones.

En cuanto a los diferentes convenios internacionales a los que está ligada España, buscan principalmente una reducción en la tasa de emisiones de gases de efecto invernadero, y la necesidad de desarrollar proyectos con fuentes autóctonas para garantizar el suministro energético y disminuir la dependencia exterior. Razones entre otras por las que se desarrolla la planta fotovoltaica objeto del presente estudio.

El uso de esta energía renovable permite evitar la generación de emisiones asociadas al uso de energías fósiles. En este sentido, el ahorro de combustible previsto significa evitar una emisión equivalente de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, dióxido de carbono y partículas.

Además, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, persigue una reducción de un 23% de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990. Este objetivo de reducción implica eliminar una de cada tres toneladas de gases de efecto invernadero que se emiten actualmente. Se trata de un esfuerzo coherente con un incremento de la ambición a nivel europeo para 2030, así como con el Acuerdo de París.

Según el estudio realizado, las medidas contempladas en el PNIEC permitirán alcanzar los siguientes resultados en 2030:

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

Estos resultados permitirán avanzar hacia el cumplimiento del objetivo a más largo plazo que ha guiado la elaboración de este Plan que es alcanzar la neutralidad de emisiones de GEI de España en 2050, en coherencia con las posiciones adoptadas por la Comisión Europea y la mayoría de los Estados miembros. Este objetivo supone la reducción de, al menos, un 90% de las emisiones brutas totales de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990 para 2050. Además, se persigue alcanzar para esa fecha un sistema eléctrico 100% renovable.

En definitiva, la construcción de esta Planta se justifica por la necesidad de conseguir los objetivos y logros propios de una política energética medioambiental sostenible. Estos objetivos se apoyan en los siguientes principios fundamentales:

- Reducir la dependencia energética.
- Aprovechar los recursos en energías renovables.
- Diversificar las fuentes de suministro incorporando los menos contaminantes.
- Reducir las tasas de emisión de gases de efecto invernadero.
- Facilitar el cumplimiento del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030.

6 LEGISLACIÓN DE APLICACIÓN

La legislación genérica que aplica a la planta fotovoltaica es la que viene reflejada a continuación, la no presencia de alguna legislación en esta lista no implica su exclusión en caso de aplicación, se deberá considerar la normativa en vigor considerando su última modificación según boletines oficiales.

Se declaran de obligado cumplimiento las siguientes normas y especificaciones técnicas:

1- Generales:

- UNE 20324:1993. Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).
- UNE 20324/11V1:2000. 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/AI 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 600711:2006 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 monofásicos a tierra simultáneos y separados y corrientes parciales de cortocircuito circulando a través de tierra.
- 2- 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 21144-2-1/21V1:2007. 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 2110031:2001. Límites de temperatura de cortocircuito en cables eléctricos de tensión asignada de 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) a 3 kV ($U_m = 3,6$ kV).
 - UNE 211003-2:2001. Límites de temperatura de cortocircuito en cables eléctricos de tensión asignada de 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) a 30 kV ($U_m = 36$ kV).

- UNE 211003-3:2001. Límites de temperatura de cortocircuito en cables eléctricos de tensión asignada superior a 30 kV ($U_m=36$ kV).
- UNE 211004:2003. Cables de potencia con aislamiento extruido y sus accesorios, de tensión asignada superior a 150 kV ($U_m=170$ kV) hasta 500 kV ($U_m=550$ kV). Requisitos y métodos de ensayo.
- UNE 211004/11V1:2007. Cables de potencia con aislamiento extruido y sus accesorios, de tensión asignada superior a 150 kV ($U_m=170$ kV) hasta 500 kV ($U_m=550$ 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 503971:2007. 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 607944:2006. 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-1-113 620-5-E-1:2007. 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-1-113 620-5-E-2:1996. 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-1-113 620-7-E-1:2007. 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-E-2:1996. 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 ($U_m = 42$ kV) hasta 150 kV ($U_m = 170$ 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 ($U_m = 42$ kV) hasta 150 kV ($U_m = 170$ 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 ($U_m = 42$ kV) hasta 150 kV ($U_m = 170$ 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 ($U_m = 42$ kV) hasta 150 kV ($U_m = 170$ 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 ($U_m = 42$ kV) hasta 150 kV ($U_m = 170$ 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 ($U_m = 42$ kV) hasta 150 kV ($U_m = 170$ kV). Parte 6: Cables con aislamiento de XLPE y cubierta de compuesto de poliolefina (tipos 1, 2 y 3).
- 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 ($U_m = 7,2$ kV) a 36 kV ($U_m = 42$ 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 ($U_m = 42$ 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.

Separata de afección a Red Eléctrica de España

- 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.
- 4- 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 Rüpung.
 - 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.
- 5- 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 602821:2007. 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.

Separata de afección a Red Eléctrica de España

- 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.

6- 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 21909/1M: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 superior a 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 1000 V. Definiciones generales, métodos de ensayo y criterios de aceptación.
- 7- 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.

7 DESCRIPCIÓN DE LA LÍNEA

7.1 Descripción del trazado

La línea eléctrica de 13 kV, denominada en adelante como "LAT 13,2kV PSFV SADAR" conectará el centro de transformación Abei 0,8/13,2 kV de la planta Fotovoltaica Sadar, que se sitúa en el término municipal de Galar, con la SET Sadar T2 13 kV (0131099767), con el objetivo de evacuar la energía generada por la planta. La línea discurre por los términos municipales de Cizur, Galar y Pamplona.

La línea eléctrica tendrá una longitud total de 4.713 m y su origen estará en las celdas del centro de transformación Abei 0,8/13 kV y su fin en el embarrado de la SET Sadar T2 13 kV (0131099767), discurrendo en su totalidad de forma aérea.

Las coordenadas de la línea de evacuación "LAT 13,2kV PSFV SADAR" son:

Tabla 3: Coordenadas línea de evacuación

Coordenadas ETRS89, UTM-30		
	Posición X (m)	Posición Y (m)
Inicio	607152,3607	4736169,9703
Final	610195,5804	4739140,9529

7.2 Características generales

Una vez descrito el trazado de la línea, se procede a presentar las características eléctricas y generales.

La línea eléctrica objeto del presente Proyecto Administrativo será aérea, con una longitud de 4.713 m aproximadamente, con un conductor por fase LA 175OSTRICH (152-AL1/25-ST1A) cuyo objetivo será llevar la energía desde las celdas del centro de transformación Abei 0,8/13,2 kV hasta la SET Sadar T2 13 kV (0131099767).

Tabla 4: Características generales de la línea

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LÍNEA	
Tipo de línea	Aérea
EMPLAZAMIENTO	
Origen	CT ABEI 13,2/0,8 kV
Final	SET Sadar T2 13,2kV
Longitud (m)	4.713
Provincia	Navarra
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Frecuencia (Hz)	50
Tensión nominal Un de utilización (kV)	13,2
Tensión nominal Un normalizada (kV)	20
Tensión más elevada de la red Us (kV)	24
Categoría de la línea	Tercera categoría
Icc de la red (kA)	25
Tiempo de accionamiento de la protección del cable	0,5
Número de conductores por fase	1
Tipo de montaje	SC TRIANGULO
INSTALACIÓN	
Conductor de fase (nº x tipo)	1 x LA 175OSTRICH
Cable de tierra (nº x tipo)	2 x OPGW Tipo 1 17kA – 15,3 mm
Tipos de apoyos	Metálicos de celosía
Cimentación	Patas fraccionadas
Material del aislamiento	Composite
Composición	CS 320 SB 1050/6125
Nivel de aislamiento (mm/kV)	25
CAPACIDAD MÁXIMA DE EVACUACIÓN DE LA LÍNEA	
Potencia máxima de transporte por circuito (MVA)	8,83
Intensidad máxima de transporte por subconductor de fase (A)	429

7.3 Descripción de los principales componentes de la línea

7.3.1 Conductores

El conductor que se empleará será de aluminio-acero, aluminio reforzado con acero, seleccionado entre los recogidos por la Norma UNE 50182. Teniendo en cuenta los condicionantes eléctricos que debe cumplir el conductor, el conductor seleccionado será:

Tabla 5: Características conductor tramo aéreo

Denominación	LA 175OSTRICH (152-AL1/25-ST1A)
Sección total (mm ²)	176,7
Diámetro total (mm)	17,28
Nº de hilos de aluminio	26
Nº de hilos de acero	7
Carga de rotura (kg)	5608
Resistencia eléctrica a 20°C (Ohm/km)	0,19
Peso (kg/m)	0,613
Coefficiente de dilatación (°C)	1,89·10 ⁻⁵
Módulo de elasticidad (kg/mm ²)	7700
Densidad de corriente (A/mm ²)	2,42

7.3.2 Cable de tierra

Para la protección de la línea contra las descargas se instalará un cable compuesto tierra-óptico del tipo OPGW, denominado OPGW-48. Este cable de tierra incorpora fibras ópticas en su interior, para así cumplir con la doble función de proteger la línea contra sobretensiones, y crear un canal de comunicaciones. Sus características principales son las siguientes.

Tabla 6: Características cable OPGW

Denominación	OPGW-48
Diámetro (mm)	17
Peso (kg/m)	0,624
Sección (mm ²)	180

Coeficiente de dilatación (°C)	1,5·10 ⁻⁵
Módulo de elasticidad (kg/mm ²)	12000
Carga de rotura (kg)	8000
EDS máximo (Zona B) (%)	20

Para que la protección contra las descargas atmosféricas sea eficaz se dispondrá la estructura de la cabeza de la torre de forma que el ángulo que forma la vertical que pasa por el punto de fijación del cable de tierra, con la línea determinada por este punto y el conductor, no exceda de los 35°.

7.3.3 Manguitos de empalme

Los empalmes de los conductores entre sí se efectuarán por el sistema de "Manguito Comprimido", estando constituidos por un tubo de aluminio de extrusión para compresión.

Serán de un material prácticamente inoxidable y homogéneo con el material del conductor que unen, con objeto de evitar la formación de par eléctrico apreciable.

Los empalmes deberán soportar sin rotura ni deslizamiento del cable el 95% de la carga de rotura del cable empalmado y una resistencia eléctrica igual a la del cable sin empalmar.

Su ejecución se realizará mediante una máquina apropiada, que dispondrá de los troqueles necesarios para que resulte, tras la compresión, una sección del empalme hexagonal con la medida entre caras dada por el fabricante lo que servirá para garantizar que la unión ha quedado correctamente realizada.

7.3.4 Descripción de las cadenas de aislamiento

7.3.4.1 Aislador

Según el RLAT los aisladores utilizados en las líneas podrán ser de porcelana, vidrio, goma siliconada, poliméricos u otro material de características adecuadas a su función.

El coeficiente de seguridad mecánica no será inferior a 3.

Si la carga de rotura electromecánica mínima garantizada se obtuviese mediante control estadístico en la recepción, el coeficiente de seguridad podrá reducirse a 2,5.

El aislamiento de esta línea estará constituido por aisladores de vidrio. La constitución dependerá de la función que desempeñe: suspensión, cruce o amarre y estarán de acuerdo con las normas en vigor.

Los elementos que las constituyen se pueden considerar divididos en cuatro grupos:

- 1º Aisladores de vidrio templado cuyas características y denominación están fijadas en las Normas UNE en vigor.
- 2º Herrajes. Norma de acoplamiento (en función del tipo de elemento aislador).
- 3º Grapas (en función del diámetro del conductor y el cometido que hayan de desempeñar).
- 4º Accesorios (varillas helicoidales preformadas para protección o retención terminal, etc.).

Se utilizarán aisladores que superen las tensiones reglamentarias de ensayo tanto a onda de choque tipo rayo como a frecuencia industrial, fijadas en el artículo 4.4 de la ITC 07 del R.L.A.T.

El aislador elegido, y sus características, es:

- | | |
|---|--------|
| • Denominación: | U160BL |
| • Material: | Vidrio |
| • Línea de fuga mínima nominal (mm): | 320 |
| • Carga de rotura (kN): | 160 |
| • Longitud (mm): | 2004 |
| • Peso (kg): | 4,8 |
| • Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia (kV): | 45 |
| • Tensión soportada al impulso de un rayo (kV): | 215 |

7.3.4.2 Cadena de suspensión

Las cadenas de suspensión serán sencillas, excepto en los cruces con carreteras y ferrocarriles, donde serán dobles.

La longitud de la cadena de suspensión sencilla resulta ser:

- Longitud total de la cadena (aisladores + herrajes) (m): 1,27

Las características de los herrajes utilizados para las cadenas de suspensión en el proyecto de esta línea son:

Separata de afección a Red Eléctrica de España

Tabla 7: Características de los herrajes de las cadenas de suspensión

Cantidad	Herraje	Tipo
1	Grapa de suspensión armada	GAS-6/26

La carga de rotura mínima de la cadena será 12.000 daN.

7.3.4.3 Cadena de amarre

Las cadenas de amarre serán sencillas.

La longitud de la cadena de amarre y la altura del puente son:

- Longitud total de la cadena (aislador + herrajes) (m): 0,64
- Altura del puente en apoyos de amarre (m): 0,64
- Ángulo de oscilación del puente (º): 20

7.3.5 Dispositivos antivibratorios

Se instalarán los dispositivos antivibratorios necesarios, tanto pasivos como activos, para evitar vibraciones perjudiciales.

7.3.5.1 Dispositivos antivibratorios pasivos o de refuerzo

Son los destinados a disminuir o evitar los efectos perjudiciales de las vibraciones del conductor, sobre sí mismo y el resto de los elementos (varillas para refuerzo de los puntos de sujeción, grampas especiales, etc.).

7.3.5.2 Dispositivos antivibratorios activos o amortiguadores

Son los que impiden que las vibraciones alcancen magnitudes peligrosas: amortiguadores tipo Stockbridge neumáticos, a pistón, a palanca oscilante, a pesa y resorte, etc.

7.3.6 Apoyos

Los conductores de la línea se fijarán mediante aisladores a las estructuras de apoyo. Estas estructuras que en todo lo que sigue denominaremos simplemente "Apoyos" podrán ser metálicas, de hormigón, madera u otros materiales apropiados, bien de material homogéneo o combinación de varios de los citados anteriormente.

Los apoyos para la línea de este proyecto de ejecución serán metálicos de celosía, formados por perfiles angulares normalizados con acero EN 10025 S 275 para las diagonales y EN 10025 S 355 para los montantes, siendo su anchura mínima 45 mm y su espesor mínimo de 4 mm.

Según su función se clasifican en:

- Apoyos de alineación: Su función es solamente soportar los conductores y cables de tierra; son empleados en las alineaciones rectas.
- Apoyos de anclaje: Su finalidad es proporcionar puntos firmes en la línea, que limiten e impidan la destrucción total de la misma cuando por cualquier causa se rompa un conductor o apoyo.
- Apoyos de ángulo: Empleados para sustentar los conductores y cables de tierra en los vértices o ángulos que forma la línea en su trazado. Además de las fuerzas propias de flexión, en esta clase de apoyos aparece la composición de las tensiones de cada dirección.
- Apoyos de fin de línea: Soportan las tensiones producidas por la línea; son su punto de anclaje de mayor resistencia.
- Apoyos especiales: Su función es diferente a las enumeradas anteriormente; pueden ser, por ejemplo, cruce sobre ferrocarril, vías fluviales, líneas de telecomunicación o una bifurcación...

Los apoyos se conectarán a tierra teniendo en cuenta lo que se especifica en el apartado 7 de la ITC-LAT 07. Dado que los apoyos son de material conductor, éstos deberán estar conectados a tierra mediante conexión específica para ellos. Esta conexión se efectuará por electrodos de difusión o anillo cerrado.

En el apartado de cálculos se podrá ver tanto la geometría como los esfuerzos admisibles por los apoyos.

La altura de dichos apoyos dependerá de la orografía del terreno ya que debe guardar una distancia mínima con el suelo, así como de las distancias mínimas con los distintos cruzamientos que se produzcan.

7.3.7 Cimentaciones

Para las cimentaciones de los apoyos metálicos se distinguirán entre los siguientes tipos de casos en función del terreno.

7.3.7.1 *Cimentación en hormigón en masa*

Este tipo de cimentación es el habitual en líneas aéreas y consiste en el hormigonado del anclaje mediante el vertido del hormigón en masa directamente en la excavación realizada al efecto.

La parte superior quedará rematada mediante una bancada cuyas dimensiones se reflejan en los planos correspondientes.

7.3.7.2 *Cimentación de anclaje en roca*

El procedimiento consiste en anclar el apoyo a la roca mediante pernos embebidos y sujetos a la misma por mortero de cemento, complementándose en su parte superior por medio de un macizo de hormigón en masa unido a la bancada correspondiente.

El mortero de cemento se realizará en una masera adecuada con una dosificación de dos partes de cemento por cada una de agua.

7.3.7.3 *Cimentaciones armadas (mixtas)*

Este tipo de cimentación se emplea en aquellas zonas en las cuales, a partir de una cierta profundidad (1-2 m), se encuentra roca consistente, de tal forma que se sustituye una parte de la excavación en roca por la armadura (pernos embebidos en la roca).

Las operaciones de excavación y hormigonado son similares a las descritas en el apartado "Cimentaciones de hormigón en masa", variando únicamente en que tanto la profundidad del hoyo como la longitud del anclaje son inferiores.

7.3.8 *Tomas de Tierra*

Se puede emplear como conductor de conexión a tierra cualquier material metálico que reúna las características exigidas a un conductor según el apartado 7.2 de la ITC 07 del R.L.A.T.

De esta manera, deberán tener una sección tal que puedan soportar sin un calentamiento peligroso la máxima corriente de descarga a tierra prevista, durante un tiempo doble al accionamiento de las protecciones. En ningún caso se emplearán conductores de conexión a tierra con sección inferior a los equivalentes en 25 mm² de cobre según el apartado 7.3.2.2 de la ITC 07 del R.L.A.T.

Las tomas de tierra deberán ser de un material, diseño, colocación en el terreno y número apropiados para la naturaleza y condiciones del propio terreno, de modo que puedan garantizar una resistencia de difusión mínima en cada caso y de larga permanencia.

Además de estas consideraciones, un sistema de puesta a tierra debe cumplir los esfuerzos mecánicos, corrosión, resistencia térmica, la seguridad para las personas y la protección a propiedades y equipos exigida en el apartado 7 de la ITC07 del R.L.A.T.

De acuerdo con el RLAT, las zonas en las que se sitúan los apoyos se clasifican de la siguiente forma:

- Apoyos frecuentados: son los situados en lugares de acceso público y donde la presencia de personas ajenas a la instalación eléctrica es frecuente: donde se espere que las personas se queden durante tiempo relativamente largo, algunas horas al día durante varias semanas, o por un tiempo, pero muchas veces al día, por ejemplo, cerca de áreas residenciales o campos de juego. Los lugares que solamente se ocupan ocasionalmente, como bosques, campo abierto, campos de labranza, etc., no están incluidos.
- Apoyos no frecuentados: son los situados en lugares que no son de acceso público o donde el acceso de personas es poco frecuente.

La toma de tierra de un apoyo es el conjunto de su puesta a tierra y de su mejora de puestas a tierra, $(TT) = (PT) + (MT)$.

El principio básico de la puesta a tierra, es conseguir que la resistencia de difusión de la puesta a tierra sea inferior o igual a 20Ω en los apoyos ubicados en zonas frecuentadas; en las zonas de pública concurrencia, además de cumplirse lo anterior, es obligatorio el empleo de electrodos de difusión en anillo cerrado enterrado alrededor del empotramiento del apoyo. El mismo tratamiento que para las zonas de pública concurrencia deberá tenerse para los apoyos que soporten interruptores, seccionadores u otros aparatos de maniobra.

En el caso de zonas no frecuentadas, consideraremos una resistencia de difusión de 60Ω .

La medición de la resistencia de difusión se realizará después del hormigonado de los hoyos de la cimentación, en caso de anillo y antenas, después de que las zanjas hayan sido tapadas y compactadas, dejando al descubierto únicamente los extremos de las varillas para posibles ampliaciones, en caso de no alcanzarse el valor prescrito.

Cuando con la realización de estas puestas a tierra (PT), se alcancen valores superiores de la resistencia de puesta a tierra indicadas anteriormente, se procederá a la mejora de la puesta a tierra (MT), hasta conseguir valores iguales o inferiores a 20Ω en zonas PC, F o AM, o valores iguales o inferiores a 60Ω , en zona NF.

Al efecto, la puesta a tierra se efectuará mediante un sistema mixto de picas y anillos perimetrales de cable de cobre desnudo, con diferentes diseños según la zona de ubicación del apoyo (frecuentada o no) y las características del terreno, tipo de suelo y resistividad.

Así, en todos los casos, los apoyos quedarán unidos a tierra por medio de electrodos constituidos por picas cilíndricas bimetálicas de acero-cobre, de 14,6 mm de diámetro y 1,50 metros de longitud, hincadas en el terreno circundante y conectadas a los montantes por medio de cable de Cu desnudo de 50 mm² de sección. En las zonas frecuentadas, de pública concurrencia y para apoyos con elementos de maniobra y/o protección, los montantes y las picas quedarán adicionalmente puestos a tierra mediante un anillo formado por cable de cobre desnudo de 50 mm² de sección enterrado a una profundidad mínima de 0,7 m.

Para la realización de las tomas de tierra hay que tener en cuenta que los apoyos son o bien de cimentación monobloque o de macizos independientes.

Para cumplimentar lo mencionado, se ha adoptado para líneas aéreas de alta tensión los criterios siguientes, dependiendo de que el apoyo se ubique en zona de pública concurrencia (PC), frecuentada (F), no frecuentada (NF) o de apoyos de maniobra (AM):

Tabla 8: Puesta a tierra según zona

TIPO CIMENTACIÓN APOYOS		
Zona	Macizos independiente	Monobloque
PC	2 Picas + 2 Anillos	2 Picas + Anillo
F	2 Picas + 2 Anillos	2 Picas + Anillo
NF	2 Picas + 1 Anillo	2 Picas
AM	2 Picas + Anillo	1 Picas + Anillo

7.3.8.1 Tomas de tierra para apoyos con cimentación de macizos independientes

Apoyos con cimentación en tierra

Zona no frecuentada (NF)16

Puesta a tierra, PT

La puesta a tierra se efectuará según el esquema que figura en planos:

- Se instalarán picas en el lateral de dos macizos diagonalmente opuestos, conectados a los anclajes mediante cable de cobre protegido por tubo de plástico.
- Los cables de cobre irán conectados a los anclajes mediante grapas de conexión sencilla.

Mejora de la puesta a tierra, MT.

Si la medida de resistencia de la TT resulta superior a 60Ω , se realizará la mejora según lo indicado en planos, posición 2 que consistirá en:

- La instalación de dos o más picas con sus correspondientes antenas.

Zonas de pública concurrencia (PC), frecuentadas (F) y apoyos de maniobra (AM).

Puesta a tierra, PT

La puesta a tierra se efectuará siguiendo el esquema que figura en planos, esto es:

- Se instalará en una zanja en forma de anillo alrededor de la cimentación el cable de cobre que se conectará a los anclajes. La salida y entrada al anillo se hace a través de un tubo de plástico embebido en el hormigón.
- Se hincarán dos picas directamente en el lateral de los macizos diagonalmente opuestos, una por macizo y se conectarán al anillo.
- La conexión del anillo a los anclajes será mediante grapas de conexión paralela.
- En los macizos no ocupados por la entrada-salida del cable de cobre del primer anillo, se dejarán colocados tubos de plástico embebidos en el hormigón, por si hubiera que realizar mejoras de la puesta a tierra

Mejora de la puesta a tierra, MT

Efectuada la medida de resistencia de la PT, si ésta resulta superior a 20Ω , se realizará la mejora de tierra según se indica en planos:

- Bien instalando cuatro picas sobre el primer anillo, posición 4,
- o bien instalando un segundo anillo de cable de cobre concéntrico al anterior, en una zanja ligeramente más profunda que la del primer anillo, conectándolo a los macizos opuestos a los del primer anillo, posición 6;

- o bien efectuando la combinación de ambas, realizando lo indicado en plano posiciones 4 y 6

Efectuada una segunda medida de la resistencia de la TT, si no ha alcanzado la resistencia prescrita, se efectuará una ampliación de la mejora, posición 8, que consistirá en:

- instalar seis picas conectándolas al segundo anillo mediante grapas de conexión a pica, hasta conseguir que la resistencia de difusión del conjunto de la TT sea inferior o igual a 20Ω .

Apoyos con cimentación mixta o en roca

Las puestas a tierra y sus mejoras, de los apoyos que dispongan de cimentación mixta o roca, siguen los mismos criterios que para las cimentaciones en tierra, como puede verse en los detalles de plano.

La única diferencia entre las TT de cimentaciones mixtas o en roca con las de tierra, es que en las primeras, las picas tanto de puesta a tierra como de mejora, van instaladas en taladros rellenos de polvo de grafito y tierra de la propia excavación, o de algún otro tipo de producto químico.

7.3.8.2 Toma de tierra para apoyos con cimentación monobloque

Apoyos con cimentación en tierra

Zona no frecuentada (N)

La puesta a tierra se efectuará según el esquema que figura en planos y consiste en:

- Se instalará una pica en el lateral del macizo de la cimentación, conectada al anclaje mediante cable de cobre protegido por tubo de plástico.
- Los cables de cobre irán conectados a los anclajes mediante grapas de conexión sencilla.

Mejora de la puesta a tierra, MT

Si la medida de resistencia de la TT resulta superior a 60Ω , se realizará la mejora según lo indicado en planos, posición 2 que consistirá en:

La instalación de dos o más picas con sus correspondientes antenas.

Zonas de pública concurrencia (PC), frecuentadas (F) y apoyos de maniobra (AM).

Puesta a tierra, PT

La puesta a tierra se efectuará siguiendo el esquema que figura en planos, esto es:

- Se instalará en una zanja en forma de anillo alrededor de la cimentación el cable de cobre que se conectará a los anclajes. La salida y entrada al anillo se hace a través de un tubo de plástico embebido en el hormigón.
- Se hincará una pica conectada al anillo de cobre.
- Los cables de cobre irán conectados a los anclajes mediante grapas de conexión paralela.
- En el anclaje opuesto al ocupado por el de entrada-salida del cable de cobre del primer anillo, se dejará colocado tubo de plástico embebido en el hormigón, por si hubiera que realizar mejoras de la puesta a tierra

Mejora de la puesta a tierra, MT

Efectuada la medida de resistencia de la PT, si ésta resulta superior a 20Ω , se realizará la mejora de tierra según se indica en planos:

- Bien instalando cuatro picas sobre el primer anillo, posición 3,
- o bien instalando un segundo anillo de cable de cobre concéntrico al anterior, en una zanja ligeramente más profunda que la del primer anillo, conectándolo a los macizos opuestos a los del primer anillo, posición 5;
- o bien efectuando la combinación de ambas, realizando lo indicado en plano posiciones 3 y 5

Efectuada una segunda medida de la resistencia de la TT, si no ha alcanzado la resistencia prescrita, se efectuará una ampliación de la mejora, posición 7, que consistirá en:

- Instalar seis picas conectándolas al segundo anillo mediante grapas de conexión a pica, hasta conseguir que la resistencia de difusión del conjunto de la TT sea inferior o igual a 20Ω .

Apoyos con cimentación mixta o en roca

Las puestas a tierra y sus mejoras, de los apoyos que dispongan de cimentación mixta o roca, siguen los mismos criterios que para las cimentaciones en tierra, como puede verse en los detalles de plano.

La única diferencia entre las TT de cimentaciones mixtas o en roca con las de tierra, es que en las primeras, las picas tanto de puesta a tierra como de mejora, van instaladas en taladros rellenos de polvo de grafito y tierra de la propia excavación, o de algún otro tipo de producto químico.

7.3.9 Aislamiento en conductores y señalización. Cumplimiento del RD 1432/2008, de 29 de agosto de protección de la avifauna.

A continuación, se exponen las medidas a tomar para la prevención de la electrocución y contra la colisión según el R.D. 1432/2008 de avifauna.

En la línea objeto de este proyecto son de aplicación las medidas de protección de la avifauna en el término municipal de Picón.

7.3.9.1 Medidas de prevención contra la electrocución.

Tales medidas serán de obligado cumplimiento en líneas de 2ª y 3ª categoría ($V \leq 66\text{kV}$), salvo que los apoyos metálicos lleven instalados disuasores de posada de eficacia reconocida por el órgano competente.

- Se evitará en la medida de lo posible el uso de apoyos de alineación con cadenas de amarre.
- En todo apoyo con cadenas de amarre, se aislarán los puentes de unión entre los elementos en tensión.
- Los apoyos con puentes, seccionadores, fusibles, transformadores, etc., se diseñarán de modo que se evite sobrepasar con elementos en tensión las crucetas o semicrucetas no auxiliares de los apoyos.
- En el caso de apoyos con cadena de suspensión en armados en tresbolillo o en doble circuito, la distancia entre la semicruceta inferior y el conductor superior no será inferior a 1,5m.
- En el caso de apoyos con cadena de suspensión en armados tipo bóveda, la distancia entre la cabeza del fuste y el conductor central no será inferior a 0,88m, salvo que se aisle el conductor central 1m a cada lado del punto de enganche (el aislamiento debe cubrir al punto de engrape).
- Longitud mínima de la cadena de suspensión: 600 mm.
- Longitud mínima de las cadenas de amarre: 1000 mm.

7.3.9.2 Medidas de prevención de la colisión

Los nuevos tendidos eléctricos se proveerán de salvapájaros o señalizadores visuales cuando así lo determine el órgano autonómico competente.

- Los salvapájaros o señalizadores visuales se han de colocar en los cables de tierra, siempre que su diámetro no sea inferior a 20 mm. Los salvapájaros o señalizadores se dispondrán cada 10 metros (si el cable de tierra es único), o alternadamente, cada 20 metros, si son dos cables de tierra paralelos.
- En caso de que la línea carezca de cable de tierra, si se hace uso de un único conductor por fase con diámetro inferior a 20mm, se colocarán las espirales directamente sobre dichos conductores.
- Se dispondrán de forma alterna en cada conductor, y con una distancia máxima de 20 metros entre señales contiguas en un mismo conductor.
- Tamaño mínimo salvapájaros: espirales con 30 cm de diámetro y 1m de longitud, o dos tiras en X de 5x35 cm.

7.3.10 Balizas de señalización, salvapájaros y disuadores de nidificación

Atendiendo a las zonas por las que discurre la línea, se aplicarán las medidas del RD 1432/2008 pertinentes a estas zonas y a las características de la línea eléctrica de alta tensión proyectada.

- No será necesario la utilización de salvapájaros o señalizadores visuales.

7.3.11 Numeración y aviso de peligro

En cada apoyo se marcará el número de orden que le corresponda, de acuerdo con el criterio de origen de la línea que se haya establecido.

Todos los apoyos llevarán una placa de señalización de riesgo eléctrico, situada a una altura visible y legible desde el suelo a una distancia mínima de 2 m.

La instalación se señalará con el lema corporativo, en los cruces, zonas de tránsito, etc.

8 CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN

Respecto a la línea aérea de evacuación, las obras que comprenden su ejecución se realizarán en un plazo de 5 meses, como se muestra en el cronograma.

Tabla 9. Cronograma de ejecución de la línea de evacuación.

	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5
Descripción de los Trabajos					
1. Línea eléctrica aérea 13,2 kV					
1.1 Apoyos					
1.2 Conductores					
1.3 Cable de tierra OPGW					
1.4 Aisladores					
1.5 Herrajes y Accesorios					
1.6 Material PAT Aéreo					
2. Construcción					
2.1 Excavación y Hormigonado					
2.2 Armado e izado de los apoyos					
2.3 Tendido y engrapado de conductores					
2.4 Tendido y engrapado de cable de tierra OPGW					
2.5 Puesta a tierra					
2.6 Instalaciones accesorios					
3. Pruebas, PEM y Energización					



9 PRESUPUESTO

Se muestra a continuación el presupuesto total de la instalación incluyendo el coste de ejecución material de la línea aérea de evacuación de 13,2kV, que conecta el centro de transformación de la planta con la subestación SET SADAR T2 13 KV.

Tabla 10. Presupuesto total de la instalación incluyendo la LMT 13,2kV del PSFV Sadar

PLANTA PSFV SADAR	2.031.073 €
LINEA DE EVACUACIÓN AÉREA 13,2 kV	377.040 €
TOTAL	2.408.113 €
TOTAL (21% IVA)	2.913.816 €

El presupuesto de ejecución de material de la instalación de generación asciende a **DOS MILLONES CUATROCIENTOS OCHO MIL CIENTO TRECE EUROS sin IVA.**



Proyecto para solicitud de Autorización Administrativa Previa

Línea y Planta del Parque Solar Fotovoltaico "PSFV SADAR"

6,045 MWp-4,99 MWac

Ed.00

15/06/2023

Separata de afección a Red Eléctrica de España

10 PLANOS

- Localización.
- Emplazamiento.
- Planta general.
- Cruces.



Proyecto para solicitud de Autorización Administrativa Previa

Línea y Planta del Parque Solar Fotovoltaico "PSFV SADAR"

6,045 MWp-4,99 MWac

Separata de afección a Red Eléctrica de España

Ed.00

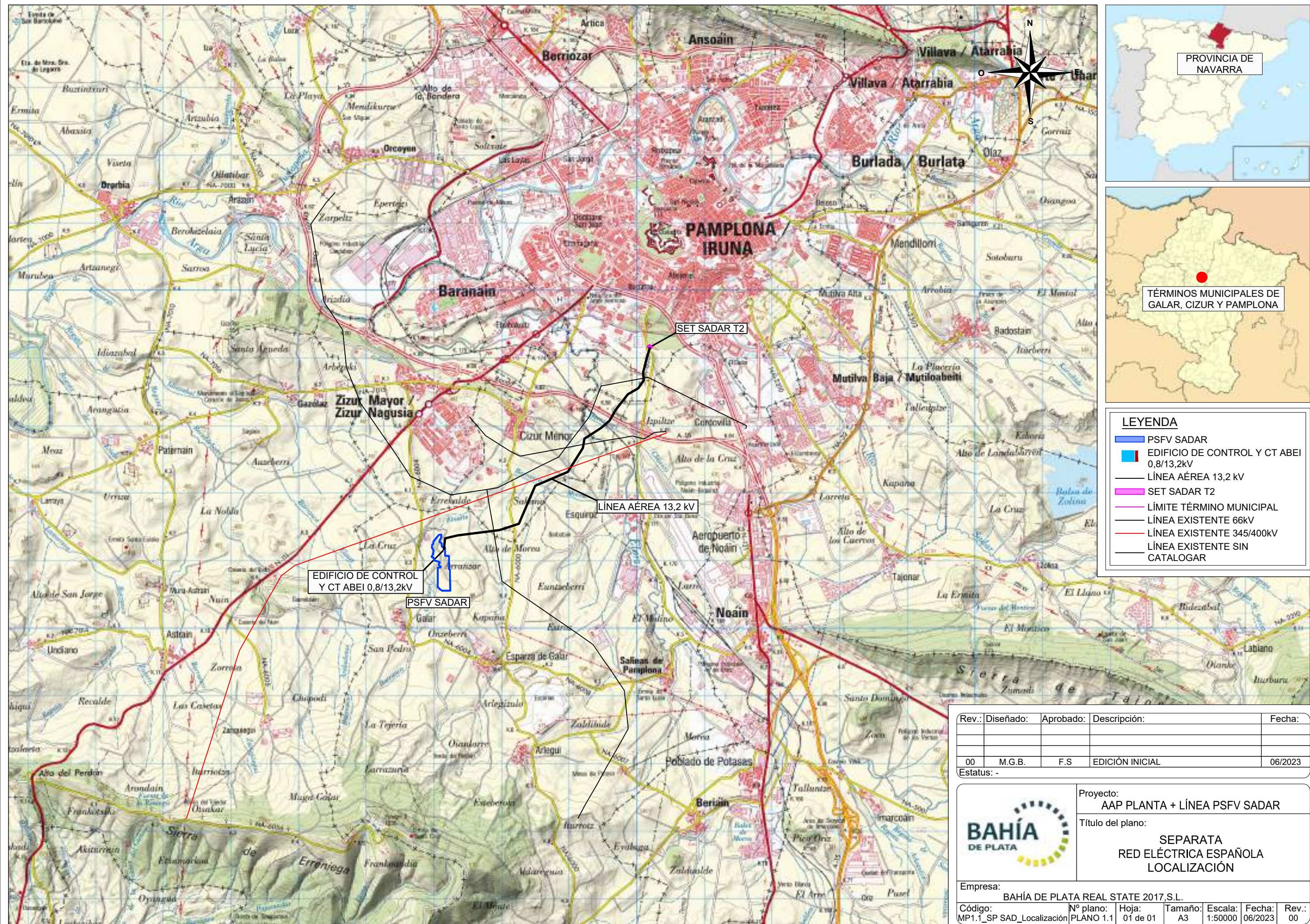
15/06/2023

Madrid, junio de 2023

Luis Barrado Soria

Ingeniero Industrial

N.º colegiado: 9577



LEYENDA

- PSFV SADAR
- EDIFICIO DE CONTROL Y CT ABEI 0,8/13,2kV
- LÍNEA AÉREA 13,2 kV
- SET SADAR T2
- LÍMITE TÉRMINO MUNICIPAL
- LÍNEA EXISTENTE 66kV
- LÍNEA EXISTENTE 345/400kV
- LÍNEA EXISTENTE SIN CATALOGAR

Rev.:	Diseñado:	Aprobado:	Descripción:	Fecha:
00	M.G.B.	F.S	EDICIÓN INICIAL	06/2023

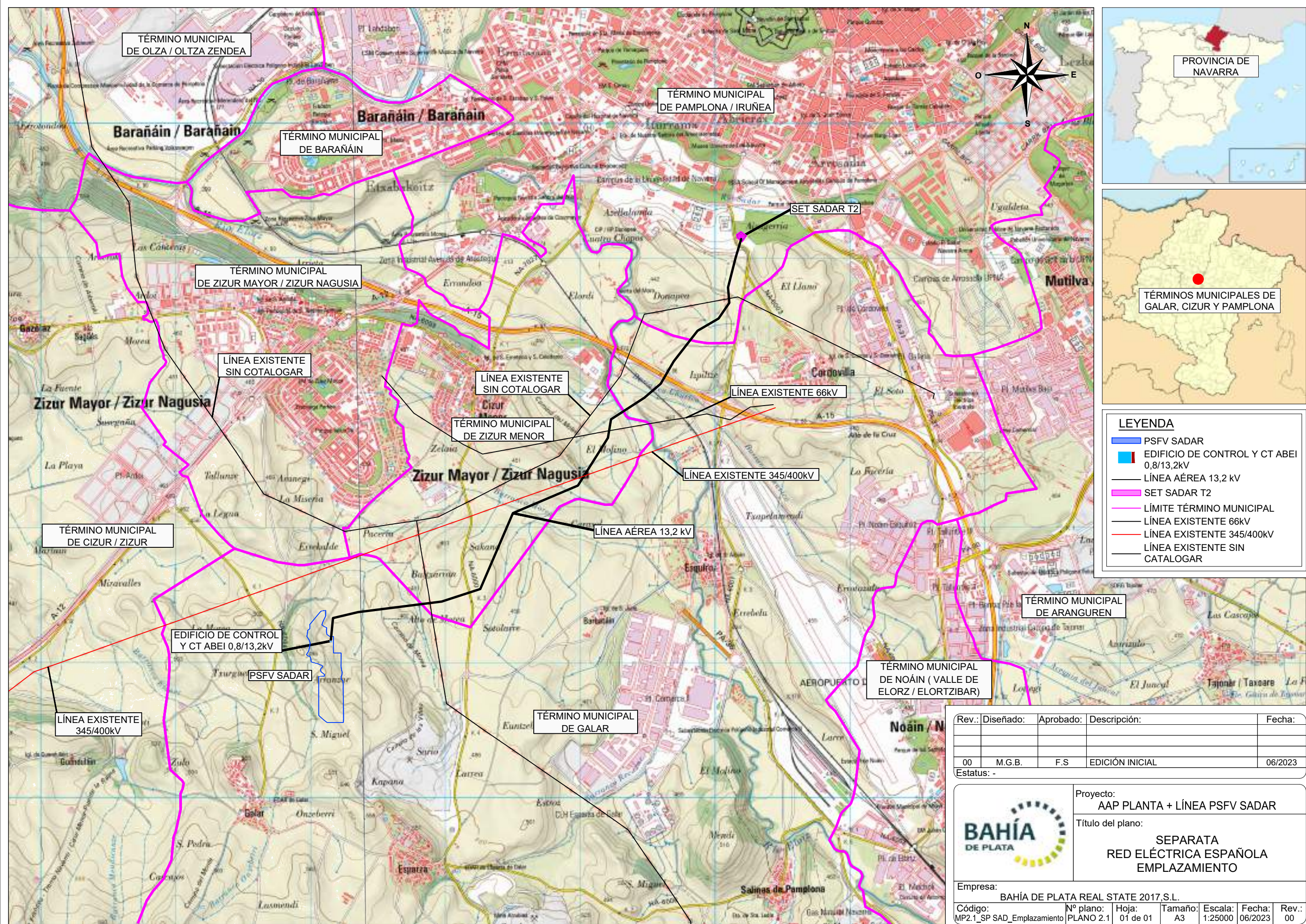
Estatus: -

Proyecto:
AAP PLANTA + LÍNEA PSFV SADAR

Título del plano:
SEPARATA RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA LOCALIZACIÓN

Empresa: BAHÍA DE PLATA REAL STATE 2017,S.L.

Código: MP1.1_SP SAD_Localización	Nº plano: PLANO 1.1	Hoja: 01 de 01	Tamaño: A3	Escala: 1:50000	Fecha: 06/2023	Rev.: 00
-----------------------------------	---------------------	----------------	------------	-----------------	----------------	----------



LEYENDA

- PSFV SADAR
- EDIFICIO DE CONTROL Y CT ABEI 0,8/13,2kV
- LÍNEA AÉREA 13,2 kV
- SET SADAR T2
- LÍMITE TÉRMINO MUNICIPAL
- LÍNEA EXISTENTE 66kV
- LÍNEA EXISTENTE 345/400kV
- LÍNEA EXISTENTE SIN CATALOGAR

Rev.:	Diseñado:	Aprobado:	Descripción:	Fecha:
00	M.G.B.	F.S	EDICIÓN INICIAL	06/2023

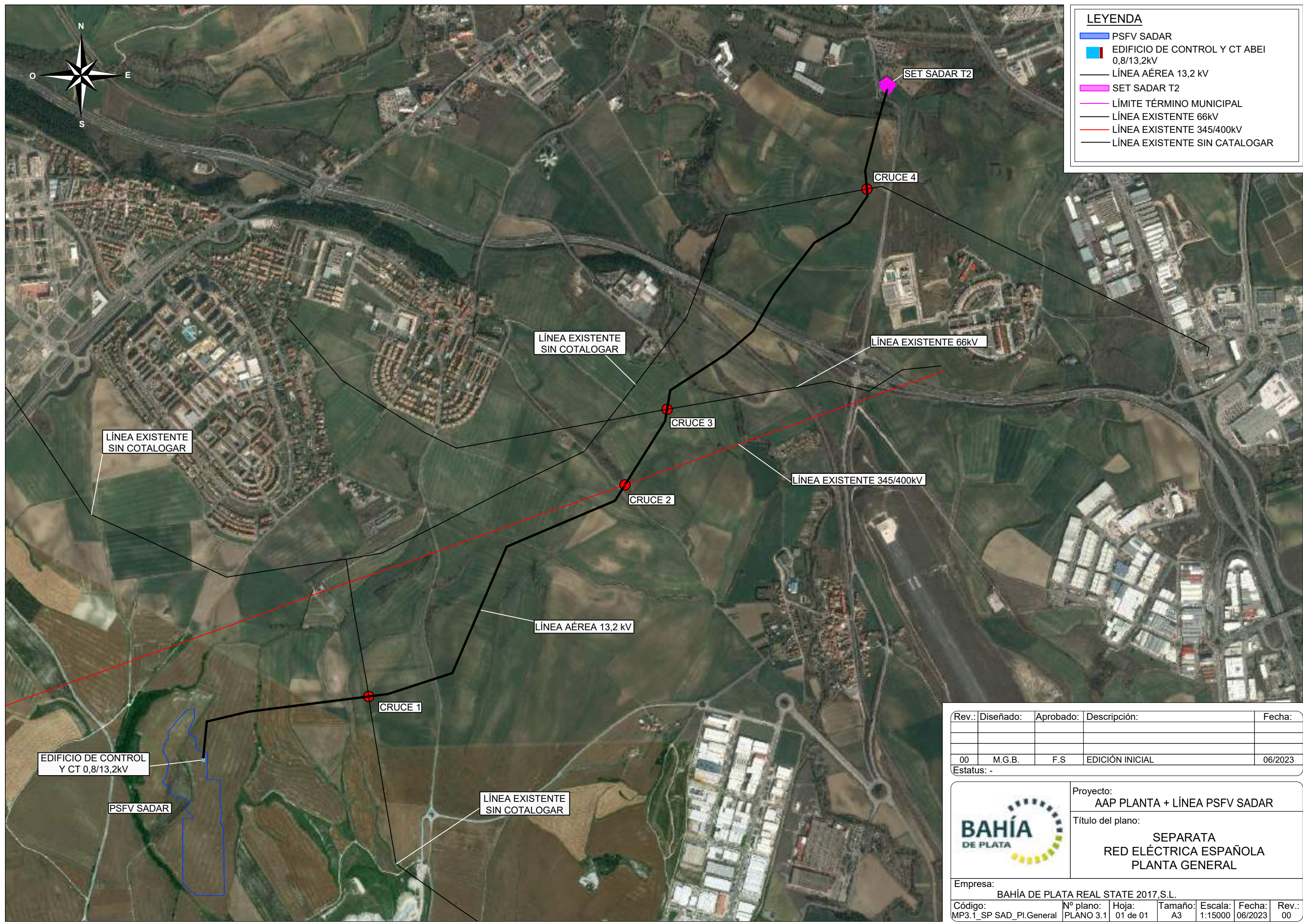
Estatus: -

Proyecto:
AAP PLANTA + LÍNEA PSFV SADAR

Título del plano:
SEPARATA
RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA
EMPLAZAMIENTO

Empresa: BAHÍA DE PLATA REAL STATE 2017,S.L.

Código: MP2.1_SP_SAD_Emplazamiento	Nº plano: PLANO 2.1	Hoja: 01 de 01	Tamaño: A3	Escala: 1:25000	Fecha: 06/2023	Rev.: 00
------------------------------------	---------------------	----------------	------------	-----------------	----------------	----------




LEYENDA

- ▭ PSFV SADAR
- ▭ EDIFICIO DE CONTROL Y CT ABEI 0,8/13,2kV
- LÍNEA AÉREA 13,2 kV
- ▭ SET SADAR T2
- LÍMITE TÉRMINO MUNICIPAL
- LÍNEA EXISTENTE 66kV
- LÍNEA EXISTENTE 345/400kV
- LÍNEA EXISTENTE SIN CATALOGAR

Rev.:	Diseñado:	Aprobado:	Descripción:	Fecha:
00	M.G.B.	F.S	EDICIÓN INICIAL	06/2023

Estatus: -



BAHÍA DE PLATA

Proyecto:
AAP PLANTA + LÍNEA PSFV SADAR

Título del plano:
SEPARATA
RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA
PLANTA GENERAL

Empresa:
BAHÍA DE PLATA REAL STATE 2017,S.L.

Código:	Nº plano:	Hoja:	Tamaño:	Escala:	Fecha:	Rev.:
MP3.1_SP SAD_PI.General	PLANO 3.1	01 de 01	A3	1:15000	06/2023	00



LEYENDA	
	PSFV SADAR
	EDIFICIO DE CONTROL Y CT ABEI 0,8/13,2kV
	LÍNEA AÉREA 13,2 kV
	SET SADAR T2
	LÍMITE TÉRMINO MUNICIPAL
	LÍNEA EXISTENTE 66kV
	LÍNEA EXISTENTE 345/400kV
	LÍNEA EXISTENTE SIN CATALOGAR

LÍNEA EXISTENTE SIN COTALOGAR

LÍNEA AÉREA 13,2 kV

COORDENADAS APROXIMADAS
ETRS89.UTM 30 CRUCE 1
X = 607888,257
Y = 4736441,291

Rev.:	Diseñado:	Aprobado:	Descripción:	Fecha:
00	M.G.B.	F.S	EDICIÓN INICIAL	06/2023

Estatus: -



Proyecto:
AAP PLANTA + LÍNEA PSFV SADAR

Título del plano:
SEPARATA
RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA
CRUCE 1

Empresa:
BAHÍA DE PLATA REAL STATE 2017,S.L.

Código:	Nº plano:	Hoja:	Tamaño:	Escala:	Fecha:	Rev.:
MP4.1_SP SAD_Cruces	PLANO 4.1	01 de 03	A3	1:2000	06/2023	00



LEYENDA	
	PSFV SADAR
	EDIFICIO DE CONTROL Y CT ABEI 0,8/13,2kV
	LÍNEA AÉREA 13,2 kV
	SET SADAR T2
	LÍMITE TÉRMINO MUNICIPAL
	LÍNEA EXISTENTE 66kV
	LÍNEA EXISTENTE 345/400kV
	LÍNEA EXISTENTE SIN CATALOGAR

COORDENADAS APROXIMADAS
ETRS89.UTM 30 CRUCE 3
X = 609216,105
Y = 4737719,379

LÍNEA EXISTENTE 66kV

LÍNEA EXISTENTE SIN COTALOGAR


LÍNEA AÉREA 13.2 kV

LÍNEA EXISTENTE 345/400kV

COORDENADAS APROXIMADAS
ETRS89.UTM 30 CRUCE 2
X = 609028,777
Y = 4737382,910

Rev.:	Diseñado:	Aprobado:	Descripción:	Fecha:
00	M.G.B.	F.S	EDICIÓN INICIAL	06/2023

Estatus: -



Proyecto:
AAP PLANTA + LÍNEA PSFV SADAR

Título del plano:
**SEPARATA
RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA
CRUCES 2 Y 3**

Empresa:
BAHÍA DE PLATA REAL STATE 2017,S.L.

Código:	Nº plano:	Hoja:	Tamaño:	Escala:	Fecha:	Rev.:
MP4.2_SP SAD_Cruces	PLANO 4.2	02 de 03	A3	1:2000	06/2023	00



LEYENDA	
	PSFV SADAR
	EDIFICIO DE CONTROL Y CT ABEI 0,8/13,2kV
	LÍNEA AÉREA 13,2 kV
	SET SADAR T2
	LÍMITE TÉRMINO MUNICIPAL
	LÍNEA EXISTENTE 66kV
	LÍNEA EXISTENTE 345/400kV
	LÍNEA EXISTENTE SIN CATALOGAR

COORDENADAS APROXIMADAS
ETRS89.UTM 30 CRUCE 4
X = 610105,169
Y = 4738699,697

LÍNEA EXISTENTE SIN CATALOGAR

LÍNEA AÉREA 13,2 kV

Rev.:	Diseñado:	Aprobado:	Descripción:	Fecha:
00	M.G.B.	F.S	EDICIÓN INICIAL	06/2023

Estatus: -



Proyecto:
AAP PLANTA + LÍNEA PSFV SADAR

Título del plano:
SEPARATA
RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA
CRUCE 4

Empresa:
BAHÍA DE PLATA REAL STATE 2017,S.L.

Código:	Nº plano:	Hoja:	Tamaño:	Escala:	Fecha:	Rev.:
MP4.3_SP SAD_Cruces	PLANO 4.3	03 de 03	A3	1:2000	06/2023	00