



PROYECTO PARQUE EÓLICO AZABACHE 5,53 MW Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

Término Municipal de La Puebla de Valverde (Teruel)



En Zaragoza, noviembre de 2021



ÍNDICE GENERAL

- DOCUMENTO Nº1: MEMORIA
- DOCUMENTO Nº2: ANEJOS
- DOCUMENTO Nº3: PLANOS
- DOCUMENTO Nº4: PRESUPUESTO GENERAL
- DOCUMENTO Nº5: PLIEGO DE CONDICIONES
- DOCUMENTO Nº6: ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD



PROYECTO PARQUE EÓLICO AZABACHE 5,53 MW Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

DOCUMENTO 1: MEMORIA

Término Municipal de La Puebla de Valverde (Teruel)



En Zaragoza, noviembre de 2021



ÍNDICE

TABLAS RESUMEN.....	3
1 ANTECEDENTES.....	5
2 OBJETO Y ALCANCE	6
3 DATOS DEL PROMOTOR.....	7
4 DECLARACIÓN RESPONSABLE	8
5 NORMATIVA DE APLICACIÓN	9
5.1 SEGURIDAD Y SALUD	9
5.2 OBRA CIVIL	9
5.3 INSTALACIONES ELÉCTRICAS	10
6 JUSTIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DEL CONTENIDO REQUERIDO EN EL DECRETO LEY 2/2016.....	12
6.1 RAZONES DE JUSTIFICACIÓN DE LA IMPLANTACIÓN DEL PARQUE EÓLICO... 14	
6.2 CRITERIOS DE ELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO	14
6.3 DESCRIPCIÓN DE LOS RECURSOS EÓLICOS PRESENTES	15
6.4 ADECUACIÓN DEL PROYECTO AL PLANEAMIENTO URBANÍSTICO	15
6.5 DATOS REFERIDOS A LA ORDENACIÓN DEL PARQUE	16
6.6 DESCRIPCIÓN DE LOS SERVICIOS EXISTENTES Y PREVISTOS	16
6.7 DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS FORMALES Y CONSTRUCTIVAS... 17	
6.8 PLAZO DE EJECUCIÓN	17
6.9 RESUMEN DEL PRESUPUESTO.....	18
6.10 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE ALTA Y BAJA TENSIÓN	18
6.11 DESCRIPCIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN DE ENERGÍA HASTA EL PUNTO DE CONEXIÓN A RED.....	19
6.12 MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS	19
6.13 DESCRIPCION DEL AEROGENERADOR	19
6.14 ADECUACIÓN DE LAS INSTALACIONES A LAS DISPOSICIONES DE SEGURIDAD Y SALUD.....	19
6.15 ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD	20
6.16 RELACIÓN DE BIENES Y DERECHOS AFECTADOS	20
6.17 RELACIÓN DE ORGANISMOS AFECTADOS.....	20
6.18 CAPACIDAD LEGAL, TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL SOLICITANTE	21
6.19 AFECCIONES A SERVIDUMBRES AERONAUTICAS.....	21
7 UBICACIÓN DEL PARQUE EÓLICO	23
8 PARQUE EÓLICO AZABACHE	24
8.1 DESCRIPCIÓN GENERAL.....	24
8.2 AEROGENERADOR.....	24
8.2.1 COORDENADAS DEL AEROGENERADOR	24
8.2.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS AEROGENERADORES	25
8.3 TORRES DE MEDICIÓN	28
8.4 OBRA CIVIL.....	29
8.4.1 VIALES DEL PARQUE EÓLICO	29
8.4.2 PLATAFORMAS	30
8.4.3 CIMENTACIÓN DEL AEROGENERADOR	31
8.4.4 MOVIMIENTO DE TIERRAS	31
8.4.5 ZANJAS	32



8.4.6	ARQUETAS	34
8.4.7	HITOS DE SEÑALIZACIÓN	34
8.4.8	DRENAJE	34
8.5	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	35
8.5.1	CIRCUITO DE BAJA TENSIÓN	35
8.5.2	CIRCUITO DEL PARQUE EÓLICO DE 20 kV	35
8.5.3	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	39
8.5.4	PUESTA A TIERRA	42
8.5.5	RED DE COMUNICACIONES	43
8.6	CASETA DE CONTROL	43
8.6.1	Emplazamiento	43
8.6.2	Dimensiones	43
8.6.3	Características Generales	44
8.6.4	Obra Civil	44
9	INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN	45
9.1	CENTRO DE ENTREGA AZABACHE	45
9.1.1	EMPLAZAMIENTO	45
9.1.2	CARACTERÍSTICAS DEL CENTRO DE ENTREGA	45
9.1.3	NIVEL DE AISLAMIENTO	46
9.1.4	INTENSIDAD NOMINAL EN MEDIA TENSIÓN	46
9.1.5	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO	46
9.1.6	CARACTERÍSTICAS DE LA OBRA CIVIL	47
9.1.7	INSTALACIÓN ELÉCTRICA	47
9.1.8	CELDA DE DISTRIBUCIÓN	47
9.2	LÍNEA DE EVACUACIÓN CENTRO DE ENTREGA AZABACHE – SET LA PUEBLA DE VALVERDE	49
9.2.1	EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN	49
9.2.2	DESCRIPCIÓN DEL TRAZADO DE LA LÍNEA	50
9.2.3	CATEGORÍA DE LA LÍNEA Y ZONA	51
9.2.4	CARACTERÍSTICAS DEL TRAMO AÉREO	51
9.2.5	CARACTERÍSTICAS DE LOS TRAMOS SUBTERRÁNEOS	59
10	PLANIFICACIÓN	67
11	CONCLUSIÓN	68



TABLAS RESUMEN

Tabla 1: características generales PE Azabache

PE AZABACHE	
Aerogenerador	
Número de aerogeneradores	1
Coordenadas UTM ETRS 89 30N	672.637; 4.461.326
Modelo	General Electric GE158 (o similar)
Potencia	5.530 kW
Diámetro de rotor	158 m
Altura de buje	120,9 m
Número de palas	3
Área de barrida	19.607 m ²
Paso	Variable
Tensión	690 V
Frecuencia de red	50 Hz
Orientación del rotor	Barlovento
Producción de energía	
Velocidad media (m/s)	7,7
Producción bruta (MWh/año)	20.422
Pérdidas por estelas	N/A
Producción de parque (MWh/año)	20.422
Pérdidas de producción por turbinas existentes/proyectadas	0,1%
Otras pérdidas de producción	7%
Producción neta (MWh/año)	18.980
Horas equivalentes (h/año)	3.432
Torre de medición	
Número de torres de medición	1
Coordenadas UTM ETRS 89 30N	672.382; 4.461.025
Tipo	Autosoportada
Altura	120,9



Tabla 2: características generales centro de entrega

CENTRO DE ENTREGA PE AZABACHE	
Tipo	Prefabricado en superficie con aparamenta GIS
Tensión nominal	20 kV _{ef}
Tensión asignada	24 kV _{ef}
Frecuencia nominal	50 Hz
Celdas	
<ul style="list-style-type: none"> - 2 Celdas de línea con interruptor-seccionador para llegada/salida de línea de cliente. - 1 Celda de medida y cuadro de medida. - 1 Celda de protección con interruptor automático y protecciones. 	

Tabla 3: características generales LASMT

LÍNEA AÉREO-SUBTERRÁNEA 20 kV CENTRO DE ENTREGA PE AZABACHE – SET LA PUEBLA DE VALVERDE	
Datos generales	
Tensión	20 kV
Frecuencia	50 Hz
Categoría de la línea	Tercera
Longitud total línea	11.592
Longitud total zanja	11.437
TRAMO AÉREO	
Nº de circuitos	1
Nº de conductores por fase	1
Tipología de los conductores	LA-110 (94-AL1/22-ST1A)
Longitud (m)	115 m
Tipo de aislamiento	Vidrio templado
TRAMOS SUBTERRÁNEOS	
Categoría	A
Nº de circuitos	1
Tipología de los conductores	RH5Z1 12/20 kV 3x1x400 mm ² Al
Longitud zanja (m)	Tramo I subterráneo: 9.750 m Tramo II subterráneo: 1.687 m
Longitud cable (m)	Tramo I subterráneo: 9.771 m Tramo II subterráneo: 1.706 m



1 ANTECEDENTES

La sociedad YÉQUERA SOLAR 7, S.L., es la promotora del PARQUE EÓLICO (PE) AZABACHE de 5,53 MW, en el Término Municipal de La Puebla de Valverde, en la provincia de Teruel.

Dicha sociedad solicitó punto de conexión para el PE Azabache, obteniendo acceso favorable en barras de 20 kV de la SET LA PUEBLA DE VALVERDE por parte de E-Distribución, con fecha 28 de abril de 2021.

Posteriormente E-Distribución, solicitó a Red Eléctrica de España aceptabilidad, desde la perspectiva de la red de transporte, para el PE Azabache, recibiendo respuesta favorable a la misma con fecha 5 de julio de 2021.

Para continuar con la tramitación y obtener la Autorización Previa y de Construcción del PE Azabache se presenta este documento.



2 OBJETO Y ALCANCE

El presente proyecto se redacta con objeto de describir la obra civil y las instalaciones eléctricas del PE Azabache de 5,53 MW para tramitar todos los permisos y autorizaciones legalmente necesarios para proceder a su construcción, montaje y puesta en servicio.

En la parte de obra civil se incluyen los caminos de acceso, las zanjas para interconexión de circuitos de media tensión y las áreas de montaje y cualquier obra auxiliar que sea necesaria.

En la parte de infraestructura eléctrica se realizará el cálculo y dimensionado de los circuitos de media tensión que transportan la energía desde los aerogeneradores hasta el centro de entrega.

Una línea aéreo-subterránea de 20 kV conectará el centro de entrega con la subestación La Puebla de Valverde, punto de evacuación de la energía.



3 DATOS DEL PROMOTOR

- Titular: **YÉQUERA SOLAR 7, S.L.**
- CIF: B – 99.544.843
- Domicilio a efectos de notificaciones: C/ Argualas nº40, 1ª planta, D, CP 50.012
Zaragoza
- Teléfono: 876 712 891
- Correo electrónico: info@atalaya.eu



4 DECLARACIÓN RESPONSABLE

Don Pedro Machín Iturria, mayor de edad, con DNI 25.462.782-B, con titulación de Ingeniero Industrial y nº de colegiado 2474 del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Aragón y La Rioja y domicilio a efectos de notificaciones en Calle Argualas 40, 1ºD, 50012 de Zaragoza,

DECLARA, bajo su responsabilidad que, en la fecha de elaboración y firma del presente proyecto de PARQUE FOTOVOLTAICO AZABACHE 5,53 MW Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN:

- Está en posesión de la titulación indicada.
- Dicha titulación otorga competencia legal suficiente para la elaboración del trabajo profesional indicado.
- Está colegiado con el número y en el colegio profesional indicados.
- No se encuentra inhabilitado para el ejercicio de la profesión.
- Conoce la responsabilidad civil derivada del trabajo profesional indicado.
- El trabajo profesional indicado se ha ejecutado conforme la normativa vigente de aplicación al mismo, que le es de aplicación, a los efectos del cumplimiento de lo establecido en el apartado 1.b) del artículo 53 de la Ley 24/2013, del 26 de diciembre, del Sector eléctrico.

Y para que así conste y produzca los efectos oportunos, expido y suscribo esta Declaración no faltando a la verdad de los datos e informaciones contenidas en la misma.

Zaragoza, noviembre de 2021
Fdo. Pedro Machín Iturria
Ingeniero Industrial
Colegiado Nº 2.474 del COIIAR



5 NORMATIVA DE APLICACIÓN

5.1 SEGURIDAD Y SALUD

- Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo (O.M. Mº Trabajo de 09-03-1971) en sus partes no derogadas.

5.2 OBRA CIVIL

- Instrucción de hormigón estructural, R.D. 1247/2008, de 18 de Julio (EHE-08).
- O.C. 15/03 Sobre señalización de los tramos afectados por la puesta en servicio de las obras. -Remates de obras-.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación, modificado por el Real Decreto 732/2019, de 20 de diciembre.
- Normativa DB SE-AE Acciones en la edificación.
- Normativa DB SE-A Acero.
- Normativa DB SE Seguridad Estructural.
- Orden de 16 de diciembre de 1997 por la que se regulan los accesos a las carreteras del Estado, las vías de servicio y la construcción de instalaciones de servicios.
- Recomendaciones para el proyecto de intersecciones, MOP, 1967
- Orden FOM/273/2016, de 19 de febrero, por la que se aprueba la Norma 3.1-IC de Trazado, de la Instrucción de Carreteras.
- Orden FOM/3460/2003, de 28 de noviembre, por la que se aprueba la Norma 6.1-IC de Secciones de firme, de la Instrucción de Carreteras.
- Orden FOM298/2016, de 15 de febrero, por la que se aprueba la Norma 5.2-IC de Drenaje superficial, de la Instrucción de Carreteras.
- Orden FOM/534/2014, de 20 de marzo, por la que se aprueba la Norma 8.1-IC de Señalización Vertical, de la Instrucción de Carreteras.
- Orden, de 16 de julio de 1987, por la que se aprueba la Norma 8.2-IC de Marcas Viales, de la Instrucción de Carreteras.



- Orden Ministerial de 31 de agosto de 1987, por la que se aprueba Instrucción 8.3-IC sobre Señalización, Balizamiento, Defensa, Limpieza y Terminación de Obras Fijas en Vías fuera de poblado.
- Manual de Ejemplos de Señalización de Obras Fijas de la DGC del Ministerio de Fomento.
- Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para obras de carretera y puentes de la Dirección General de Carreteras (PG-3). Aprobada por Orden Ministerial de 6 de febrero de 1976.

5.3 INSTALACIONES ELÉCTRICAS

- Real Decreto 1183/2020, de 19 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.
- Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.
- Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- Orden TEC/1281/2019, de 19 de diciembre, por la que se aprueban las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- REGLAMENTO (UE) No 548/2014 DE LA COMISIÓN de 21 de mayo de 2014 por el que se desarrolla la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a los transformadores de potencia pequeños, medianos y grandes.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23 (BOE 09.06.14)
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. (BOE 19.03.08)
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. (BOE 18.09.07)



- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-BT 01 a 51 (BOE 18.09.02) e ITC-BT 52 (Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre (BOE 31.12.14))
- Real Decreto 1066/2001, del 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas. (BOE 29.09.01)
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. (BOE 27.12.00)
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. (BOE 27.12.13)
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. (BOE 28.11.97)
- Normas Técnicas Particulares de la Compañía Eléctrica de la zona.
- Normas UNE y CEI aplicables.
- Recomendaciones UNESA aplicables.
- Prescripciones de seguridad para trabajos y maniobras en Instalaciones Eléctricas, de la Comisión Técnica Permanente de la Asociación de Medicina y Seguridad en el Trabajo de UNESA.
- Instrucciones técnicas de los fabricantes y suministradores de equipos.



6 JUSTIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DEL CONTENIDO REQUERIDO EN EL DECRETO LEY 2/2016

De acuerdo al Decreto Ley 2/2016, de 30 de agosto, emitido por el Departamento de Economía, Industria y Empleo del Gobierno de Aragón, para solicitar autorización administrativa previa y de construcción en un parque eólico es necesario presentar la documentación indicada en el Artículo 13 del citado decreto ley.

El presente proyecto contiene los siguientes puntos indicados en el apartado c del Artículo 13:

- 1) Las razones de cualquier índole que justifiquen la implantación o modificación del parque eólico en la zona de que se trate.
- 2) Los criterios técnicos de situación que, desde el punto de vista de aprovechamiento del recurso eólico, optimización de la planificación de redes de evacuación y transporte eléctrico, respecto al patrimonio cultural y a los valores medioambientales se han seguido para elegir los terrenos en los que se situarán concretamente las instalaciones.
- 3) Descripción de los recursos eólicos presentes mediante las mediciones efectuadas o un estudio o modelización que confirme la existencia de recurso suficiente para el funcionamiento del parque.
- 4) Adecuación del proyecto a la situación de planeamiento urbanístico vigente, en el área de implantación prevista.
- 5) Descripción y justificación de los datos referidos a la ordenación del parque eólico, tales como superficie, ocupación de la finca por edificaciones, instalaciones y superficies pavimentadas. Se incluirá, asimismo, la justificación de los movimientos de tierra a efectuar.
- 6) Descripción de los servicios existentes y previstos relativos a accesos, abastecimientos, energías, alumbrado y otras instalaciones.
- 7) Descripción de las características formales y constructivas; uso y destino de las edificaciones, referidas a la superficie construida; altura de las edificaciones y de los elementos singulares, composición, materiales y otras.
- 8) Plazo de ejecución del proyecto.
- 9) Presupuesto de las instalaciones.
- 10) Descripción detallada de todas las instalaciones de alta y baja tensión con adecuación a la normativa vigente.



- 11) Descripción de las infraestructuras de evacuación de energía eléctrica hasta el punto de conexión con la red de distribución o transporte. Descripción de las líneas eléctricas y demás instalaciones eléctricas necesarias para la evacuación, incluyendo la tensión, longitud, emplazamientos, superficies afectadas y sus características. Su representación se realizará en cartografía oficial.
- 12) Medidas previstas de protección contra incendios.
- 13) Descripción del aerogenerador a instalar que certifique el cumplimiento de las exigencias del operador del sistema conforme a la normativa estatal vigente y principales características, en especial, el apartado relativo a los huecos de tensión. Declaración de conformidad CE de las maquinas que se pretende instalar, junto con una descripción detallada del aerogenerador a instalar.
- 14) Adecuación de las instalaciones a las disposiciones relativas a la seguridad y a la salud para la utilización por los operadores de los equipos de trabajo.
- 15) Estudio de seguridad y salud.
- 16) Relación de personas físicas y jurídicas propietarios de bienes, instalaciones, obras o servicios afectados por la instalación.
- 17) Separadamente se presentarán aquellas partes del proyecto que afecten a bienes, instalaciones, obras o servicios, centros o zonas dependientes de otras Administraciones Publicas, Organismos, Corporaciones o Departamentos del Gobierno de Aragón para que estos establezcan, si procede, el condicionado procedente.
- 18) Documentación acreditativa de la capacidad legal, técnica y económica del solicitante.
- 19) Informe de las servidumbres aeronáuticas afectadas y, en caso de existir, estudio aeronáutico que asegure que las instalaciones no comprometen la seguridad de las operaciones de las aeronaves, de acuerdo con el Real Decreto 1541/2003, por el que se modifica el Decreto 584/1972, de servidumbres aeronáuticas, y el Decreto 1844/1975, de servidumbres aeronáuticas en helipuertos, para regular excepciones a los límites establecidos por las superficies limitadoras de obstáculos alrededor de aeropuertos y helipuertos.



6.1 RAZONES DE JUSTIFICACIÓN DE LA IMPLANTACIÓN DEL PARQUE EÓLICO

Las crecientes necesidades de energía, la mayor preocupación por el medio ambiente, la naturaleza y la calidad de vida, obligan a investigar nuevas fuentes de energía limpias y renovables que contribuyan a una oferta energética sólida, diversificada y eficaz con garantías de abastecimiento y sin connotaciones negativas. La energía proporcionada por el viento resulta ser una vía alternativa a las fuentes convencionales. Se utilizan para este fin las más recientes tecnologías desarrolladas, siempre bajo el criterio de un máximo respeto al entorno y medio ambiente natural.

El presente parque desarrollado por Yéquera Solar 7 S.L. se encuentra ubicado en una zona estimada de interés desde el punto de vista eólico, ya que el estudio del potencial eólico de ésta y las mediciones llevadas a cabo así lo garantizan.

6.2 CRITERIOS DE ELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO

El emplazamiento del Parque Eólico Azabache parece constituir una excelente localización para la explotación comercial de la energía eólica.

Los criterios en los que se basa la definición del potencial eólico de un emplazamiento son:

- orientación respecto de los vientos principales
- facilidad de accesos hacia y en el emplazamiento
- vegetación y rugosidad del terreno
- altura sobre los valles o llanos que lo rodean
- pendientes de los montes que forman el emplazamiento

En este caso, se trata de terrenos de monte bajo que apenas provocan turbulencias en el viento, y bien orientados respecto a la dirección de los vientos predominantes.



6.3 DESCRIPCIÓN DE LOS RECURSOS EÓLICOS PRESENTES

En el Parque Eólico Azabache se instalará un aerogenerador de 5,53 MW de potencia con una altura de buje de 120,9 m, cuyas características se describen en el proyecto.

Según se refleja en el *Anejo 3*, la producción anual esperada para la disposición propuesta es la siguiente:

Tabla 4: recurso eólico PE Azabache

PARQUE EÓLICO AZABACHE	
Modelo de aerogenerador	GE 158
Altura de buje (m)	120,9
Número de aerogeneradores	1
Velocidad media (m/s)	7,7
Producción bruta (MWh/a)	20.422
Pérdidas por estelas ¹	N/A
Producción de parque (MWh/a)	20.422
Pérdidas de producción por turbinas existentes/proyectadas ¹	0,1%
Otras pérdidas de producción ²	7%
Producción neta (MWh/a)	18.980
Horas equivalentes (h/a)	3.432

6.4 ADECUACIÓN DEL PROYECTO AL PLANEAMIENTO URBANÍSTICO

Con el fin de realizar la justificación de la adecuación del proyecto a la situación del planeamiento urbanístico vigente en el área de implantación del Parque Eólico Azabache se ha redactado el *Anejo 6*.

El Parque Eólico Azabache se ubica en el término municipal de La Puebla de Valverde. El instrumento vigente de planeamiento urbanístico donde se contemplan las normas específicas aplicables para cada tipo de suelo del municipio de La Puebla de Valverde es La Ley del Suelo y sus Reglamentos, así como las Normas Subsidiarias Provinciales de Teruel.

De acuerdo con el visor urbanístico de idearagon³, el terreno donde se emplaza el parque eólico se clasifica como Suelo No Urbanizable Genérico (SNU-G).

¹Al tratarse de una única turbina no hay efecto estela de otros aerogeneradores del propio Parque Eólico en estudio. Las pérdidas por efecto estela que pudieran generar otros aerogeneradores instalados y/o proyectados en la zona se consideran en "Pérdidas de producción por turbinas existentes/proyectadas".

² Incluye pérdidas por indisponibilidad, mantenimiento, hielo, suciedad de palas, pérdidas eléctricas por transporte y distribución, etc.

³ <https://idearagon.aragon.es/visorSIUa/>



6.5 DATOS REFERIDOS A LA ORDENACIÓN DEL PARQUE

La superficie total de la poligonal del parque eólico es de 859 hectáreas, siendo la superficie afectada de aproximadamente 10,53 hectáreas. Esta superficie incluye los viales de acceso al parque, las plataformas de montaje, las cimentaciones y vuelo de los aerogeneradores y la zanja para las redes de media y baja tensión y comunicaciones.

En la siguiente tabla se recogen las superficies afectadas:

Tabla 5: superficies afectadas aproximadas PE Azabache

TIPO DE AFECCIÓN	SUPERFICIE AFECTADA (m²)
Cimentaciones de aerogeneradores	314
Ocupación por vuelo de aerogeneradores	19.607
Plataformas de montaje	6.007
Viales	17.856
Cimentaciones de torres meteorológicas	300
Línea subterránea: ocupación por zanja	7.158
Línea subterránea: servidumbre de paso de zanja	34.804
Línea subterránea: ocupación temporal zanja	16.585
Línea aérea: accesos	218
Línea aérea: no edificabilidad	1.157
Línea aérea: ocupación permanente	2,38
Línea aérea: ocupación temporal	450
Línea aérea: ovoide	832
TOTAL (ha)	10,53

Los movimientos de tierra a efectuar en el parque eólico se describen y cuantifican en el apartado de Obra civil y en el *Anejo 5*.

6.6 DESCRIPCIÓN DE LOS SERVICIOS EXISTENTES Y PREVISTOS

La construcción de un parque eólico precisa de una red de viales para permitir el transporte de los aerogeneradores y demás equipos complementarios a la zona de implantación. Con el objeto de minimizar el impacto ambiental y la ocupación del terreno, se procura aprovechar las infraestructuras civiles existentes, siendo necesario el acondicionamiento de accesos con ciertos requerimientos, debido a las dimensiones de los componentes que hay que trasladar y a las de la propia maquinaria encargada de dicho transporte, y la habilitación y/o construcción de nuevos viales.



Con la construcción de las infraestructuras asociadas al Parque Eólico Azabache, se mejorará y ampliará la red de caminos existentes para los accesos a las parcelas de las zonas aledañas a la ubicación del parque.

La instalación del parque eólico no afectará a ningún servicio público de abastecimiento, alumbrado u otras redes de suministro.

6.7 DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS FORMALES Y CONSTRUCTIVAS

En el apartado 7 de este documento se describen las características formales y constructivas.

Los aerogeneradores son elementos singulares a tener en cuenta en la caracterización formal y constructiva del parque. Las dimensiones del aerogenerador son las siguientes:

- Altura de buje: 120,90 metros.
- Diámetro del rotor: 158,00 metros.
- Altura de punta de pala: 199,90 metros.

Además, el parque eólico dispondrá de una caseta prefabricada de control, situado en las inmediaciones del aerogenerador, que albergará la sala de control del SCADA así como un puesto de oficina habilitado. Asimismo, se ubicará en una parcela cercana al aerogenerador y a un camino público existente otra caseta para el centro de entrega, que contendrá las celdas de MT.

La distribución de todos los elementos se puede ver en el *Documento Planos* del presente proyecto.

6.8 PLAZO DE EJECUCIÓN

El plazo de ejecución estimado para el proyecto del Parque Eólico Azabache es de 3 meses tal y como se recoge en el apartado PLANIFICACIÓN.



6.9 RESUMEN DEL PRESUPUESTO

Tabla 6: resumen del presupuesto PE Azabache

Resumen PE AZABACHE 5,53 MW Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN	
CONCEPTO	PRECIO
PARQUE EÓLICO	
1.1 Obra civil	278.543 €
1.2 Conductores y accesorios	12.486 €
1.3 Fibra óptica	6.753 €
1.4 Puesta a tierra	6.225 €
1.5 Aerogeneradores	3.200.000 €
1.6 Torres de medición	95.000 €
1.7 Estudio de seguridad y salud	6.438 €
1.8 Monitoring & Control	34.665 €
Presupuesto de ejecución material PE	3.640.109 €
INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN DE ENERGÍA (Línea aéreo-subterránea 20 kV y Centro de Entrega)	
2.1 Obra civil - línea aérea	2.187 €
2.2 Obra civil - línea subterránea	303.331 €
2.3 Obra civil - centro de entrega	693 €
2.4 Apoyos - línea aérea	6.105 €
2.5 Aislamiento - línea aérea	684 €
2.6 Accesorios/Herrajes/Varios - línea aérea	7.514 €
2.7 Conductores - línea aérea	2.050 €
2.8 Conductores/Accesorios - línea subterránea	280.631 €
2.9 Centro de entrega	29.000 €
Presupuesto de ejecución material Infraestructuras de evacuación de energía	632.196 €
Presupuesto de ejecución material PE y sus infraestructuras de evacuación	4.272.305 €
Gastos generales y dirección de obra 13%	555.400 €
Beneficio Industrial 6%	256.338 €
Total ejecución	5.084.043 €

El presupuesto de ejecución material del Parque Eólico AZABACHE de 5,53 MW y sus infraestructuras de evacuación asciende a **CUATRO MILLONES DOSCIENTOS SETENTA Y DOS MIL TRESCIENTOS CINCO EUROS (4.272.305 €)**.

6.10 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE ALTA Y BAJA TENSIÓN

Las instalaciones eléctricas de alta y baja tensión quedan definidas en el apartado 7.5 Infraestructura eléctrica, quedando adecuada a la normativa vigente



6.11 DESCRIPCIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN DE ENERGÍA HASTA EL PUNTO DE CONEXIÓN A RED

El Parque Eólico AZABACHE ha obtenido acceso en barras 20 kV de la SET LA PUEBLA DE VALVERDE (E-Distribución).

En este caso, la energía generada por el aerogenerador del PE AZABACHE se conectará con el Centro de Entrega. A partir de ahí, se transportará mediante una línea aéreo-subterránea de media tensión a 20 kV de 11,5 km hasta la SET La Puebla de Valverde 20 kV.

6.12 MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

En el interior de cada uno de los aerogeneradores que componen el parque eólico, se dispondrá de dos extintores portátiles de incendios de CO₂ de 5 o 6 kg, uno de ellos en la góndola y otro en la base de la torre, de dos detectores de arco ubicados en el compartimento del transformador, tres sensores para detectar temperaturas anormalmente altas en el transformador, dos alarmas y un detector de humos colocado en el techo de la góndola del aerogenerador, sobre el generador.

Los vehículos de mantenimiento también dispondrán de extintores portátiles.

6.13 DESCRIPCION DEL AEROGENERADOR

El aerogenerador a instalar en el parque eólico es el modelo GE158 de General Electric o similar. La descripción del aerogenerador queda recogida en el apartado 7.2 del presente documento, así como las especificaciones técnicas del mismo en el *Anejo 9*.

6.14 ADECUACIÓN DE LAS INSTALACIONES A LAS DISPOSICIONES DE SEGURIDAD Y SALUD

Las instalaciones del parque eólico estarán diseñadas para cumplir la normativa de seguridad y salud:

- RD 1215/1997, de 18 de julio por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- RD 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.



y norma UNE:

- UNE-EN 50308, “Aerogeneradores” Requisitos para diseño, operación y mantenimiento, prestando especial atención a las paradas de emergencia y desconexión de potencia.

Se identificarán los elementos de la instalación y los equipos con las señales adecuadas: riesgo eléctrico, riesgo de atrapamiento, peligro de corte en las manos y peligro alta presión.

Las instalaciones estarán preparadas para el trabajo en alturas y con las condiciones de seguridad necesarias. Los equipos a utilizar tendrán marcado CE y tendrán una verificación periódica.

A la entrada del parque eólico se indicará la velocidad máxima permitida para circular en los viales de parque y otros riesgos asociados. En fase de obra se instalarán, en caso de recomendación, barreras de seguridad en algunos tramos de viales.

6.15 ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

El proyecto incluye como *Documento 6* el Estudio de Seguridad y Salud.

6.16 RELACIÓN DE BIENES Y DERECHOS AFECTADOS

El proyecto incluye la Relación de Bienes y Derechos Afectados (RBDA) por la instalación en el *Anejo 2*.

6.17 RELACIÓN DE ORGANISMOS AFECTADOS

Las administraciones o empresas cuyas propiedades se ven o podrían verse afectadas por las instalaciones del parque eólico son:

ORGANISMO AFECTADO	AFECCIÓN	INSTALACIÓN
Ayuntamiento de La Puebla de Valverde	-	PE, RSMT, Vial, LASMT
Confederación Hidrográfica del Ebro (CHE)	Cruzamiento Barranco s/n	Vial
	Cruzamiento Barranco del Charco	LASMT (tramo subterráneo I)
	Cruzamiento Barranco del Corral de los Clerios	
	Cruzamiento Barranco s/n	
	Cruzamiento Barranco del Hocino	LASMT: tramo aéreo
	Cruzamiento Rambla del Cubillo	



ORGANISMO AFECTADO	AFECCIÓN	INSTALACIÓN
Diputación General de Aragón (DGA) - Dirección General de Carreteras	Cruzamiento Carretera A-232	LASMT (tramo aéreo)
E-Distribución Redes Digitales S.L.	Cruzamiento Línea Aérea 132 kV Escandon – Puebla Val	LASMT (tramo subterráneo I)
	Cruzamiento Línea Aérea 132 kV Puebla Val – Venta Aire	Vial, LASMT (tramo subterráneo II)
	Cruzamiento LMT 20 kV Teruel	LASMT (tramo subterráneo I)
	Cruzamiento LMT 20 kV Mora	LASMT (tramo subterráneo II)
Instituto Aragonés de Gestión Ambiental (INAGA)	Ocupación MUP: El Boalaje	LASMT (tramo subterráneo I)
	Ocupación MUP: La Citora	PE, RSMT, Vial, LASMT (tramo subterráneo I)
Telefónica S.A.	Cruzamiento Postes telefónicos	LASMT (tramo aéreo)
Diputación Provincial de Teruel (Carreteras)	Entronque con TE-V-8011	Vial

No se conoce ninguna otra posible afección sobre bienes, instalaciones, obras o servicios, centros o zonas dependientes de otras Administraciones Públicas, Organismos, Corporaciones, o Departamentos del Gobierno de Aragón que no sean las anteriormente señaladas.

Se adjuntan al presente proyecto las separatas correspondientes.

6.18 CAPACIDAD LEGAL, TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL SOLICITANTE

La documentación acreditativa de la capacidad legal, técnica y económica de YÉQUERA SOLAR 7 SL se presenta ante la administración como documento independiente de este proyecto.

6.19 AFECCIONES A SERVIDUMBRES AERONAUTICAS

El Decreto 584/1972, de 24 de febrero, de Servidumbres Aeronáuticas, establece las servidumbres, tanto las de los aeródromos como las de las ayudas radioeléctricas a la navegación aérea, necesarias para la seguridad de los movimientos de las aeronaves. Por otro lado, el artículo 8 del citado decreto establece como obstáculos a la navegación aérea, los que se eleven a una altura superior a los cien metros sobre planicies o partes prominentes del terreno o nivel del mar, dentro de aguas jurisdiccionales. Y en el artículo 29 se establece que los demás Organismos del Estado, así como los provinciales y municipales, no podrán autorizar obras, instalaciones o plantaciones en los espacios y zonas señaladas en el Decreto 584/1972, sin previa resolución favorable del órgano competente, ahora la Agencia Estatal de Seguridad Aérea.



Así mismo, el Decreto 1844/1975, de 10 de julio, por el que se definen las servidumbres aeronáuticas correspondientes a los helipuertos, establece cuáles son las servidumbres para estas instalaciones.

En base a lo anterior y siguiendo lo establecido en la Guía de Señalamiento e Iluminación de Turbinas y Parques Eólicos (SSAA-17-GUI-126-A01-1.1) de la Agencia Estatal de Seguridad Aérea, es necesaria la comunicación a AESA y su aprobación de los proyectos de instalación de aerogeneradores en los siguientes casos:

- Aerogeneradores que se encuentren dentro de las zonas afectadas por Servidumbres Aeronáuticas (Aeródromo, Radioeléctricas y de Operación), independientemente de la altura del aerogenerador (Decreto 584/72).
- Aerogeneradores fuera de las zonas afectadas por Servidumbres Aeronáuticas y cuya altura sea superior a los 100 m (Artículo 8º del Decreto 584/72).

El Parque Eólico Azabache se encuentra ubicado en el término municipal de La Puebla de Valverde, Teruel.

Según el mapa de servidumbres aeronáuticas civiles de AESA, los aerogeneradores del Parque Eólico Azabache no se encuentran dentro de los contornos de las servidumbres aeronáuticas civiles en España que delimitan las zonas donde se requiere, de forma previa a la ejecución de construcciones, instalaciones o plantaciones, acuerdo previo favorable de AESA de acuerdo a lo establecido en el Decreto 584/1972, de Servidumbres Aeronáuticas.

Teniendo en cuenta que las alturas de los aerogeneradores a instalar son de 199,90 m, y que por tanto son superiores a los 100 m, tal y como indica el Artículo 8º del Decreto 584/72, se va a presentar solicitud a AESA para obtener su aprobación para la instalación de los aerogeneradores que formarán el Parque Eólico Azabache.

Igualmente se incluirá en la comunicación a AESA las torres de medición del parque, dado que su altura es en torno a los 121 m, y por lo tanto es también necesaria su aprobación por AESA para su instalación.



7 UBICACIÓN DEL PARQUE EÓLICO

El Parque Eólico AZABACHE de 5,53 MW está ubicado en el Término Municipal de La Puebla de Valverde, en la provincia de Teruel.

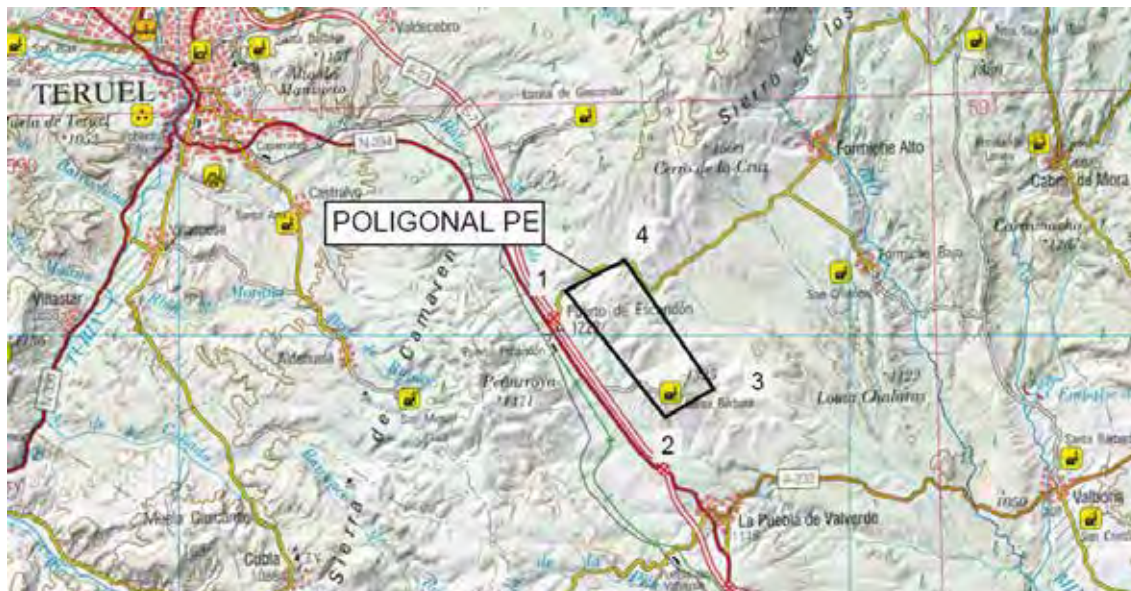


Ilustración 1: Ubicación del Parque Eólico

Los límites del parque vienen definidos por las coordenadas de la poligonal, que se recogen en la Tabla 7.

Tabla 7: Coordenadas de la poligonal del parque eólico

POLIGONAL PE		
Coordenadas UTM ETRS 89 30N		
Vértice	X _{UTM}	Y _{UTM}
1	671.518	4.461.349
2	674.490	4.457.571
3	675.939	4.458.416
4	673.284	4.462.259



8 PARQUE EÓLICO AZABACHE

8.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

El Parque Eólico consta de un aerogenerador de 5,53 MW de potencia unitaria. El aerogenerador que se va a instalar es del fabricante General Electric modelo GE158, o similar, de 158 m de diámetro de rotor y 120,9 m de altura de buje.

En el interior de cada aerogenerador se instalará un transformador para elevar la tensión de generación desde 690 V hasta la tensión de distribución en el interior del parque de 20 kV. En la parte baja del aerogenerador se completará el centro de transformación con las celdas de protección y de línea que conectan el aerogenerador con el resto mediante una red subterránea de media tensión, llevando la energía generada hasta el centro de entrega.

Se instalará una línea de tierra común para todo el parque formando un circuito equipotencial de puesta a tierra y una red de comunicaciones para la operación y control del parque. La red de comunicaciones y de tierras discurrirá por la misma zanja que la de media tensión hasta la subestación.

Además, el parque eólico se completará con una red de viales interiores y de acceso al parque siguiendo las especificaciones técnicas del fabricante del aerogenerador a instalar y las plataformas necesarias para la ubicación de grúas y transportes empleados en el izado y montaje del aerogenerador.

Se instalarán dos torres de medición permanentes de parque eólico para obtener detalles del recurso eólico.

8.2 AEROGENERADOR

El Parque Eólico Azabache consta de un aerogenerador del modelo GE158 de General Electric (o similar) de 5,53 MW de potencia unitaria, 120,9 metros de altura de buje y diámetro de rotor de 158 metros.

8.2.1 COORDENADAS DEL AEROGENERADOR

Las coordenadas del aerogenerador que compone el Parque Eólico Azabache son las siguientes:



Tabla 8: Coordenadas del aerogenerador

Aerogeneradores	Coordenadas ETRS89 UTM 30N	
	X _{UTM}	Y _{UTM}
A01	672.637	4.461.326

8.2.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS AEROGENERADORES

El aerogenerador a instalar en el Parque Eólico AZABACHE es el modelo GE158 de General Electric o similar.

Este aerogenerador de tres palas orientado a barlovento con diámetro de rotor de 158 m dispone de un sistema de orientación eléctrico activo con control activo del paso de las palas y generador de velocidad variable con sistema convertidor electrónico de potencia.

El aerogenerador va montado sobre una torre tubular de acero de 120,9 m de altura.

En la tabla siguiente se muestran las principales características del aerogenerador.

Tabla 9: características principales del aerogenerador

Características del aerogenerador	
Modelo	General Electric GE158 (o similar)
Potencia	5.530 kW
Diámetro de rotor	158 m
Altura de buje	120,9 m
Número de palas	3
Área de barrida	19.607 m ²
Paso	Variable
Tensión	690 V
Frecuencia de red	50 Hz
Orientación del rotor	Barlovento

8.2.2.1 Rotor

La velocidad del rotor se regula mediante una combinación de ajuste del ángulo de inclinación de las palas y control de par del generador / convertidor. El rotor gira en el sentido de las agujas del reloj en condiciones normales de funcionamiento cuando se ve desde una ubicación contra el viento.

El rango completo del ángulo de inclinación de la pala es de aproximadamente 90 grados, con la posición de cero grados con la pala plana respecto al viento predominante. Con el posicionamiento de las palas en la posición de aproximadamente



90 grados se logra un frenado aerodinámico del rotor lo que reduce la velocidad del rotor.

8.2.2.2 Sistema de control de paso de pala

El rotor utiliza un sistema de paso para proporcionar un ajuste del paso de la pala durante la operación.

El controlador de paso activo permite que el rotor de la turbina eólica regule la velocidad cuando está por encima de la velocidad nominal del viento. La energía de las ráfagas de viento por debajo de la velocidad nominal del viento se captura permitiendo que el rotor se acelere.

Se proporciona un respaldo independiente para impulsar cada pala con el fin de que las palas estén en posición de parada y apagar el aerogenerador en caso de un corte de la línea u otra fallo. Al tener las tres palas equipadas con un sistema de paso independiente, se proporciona redundancia de la capacidad de frenado aerodinámico de las palas individuales.

8.2.2.3 Buje

El buje permite conectar las tres palas al eje principal de la turbina. El buje también aloja el sistema de paso de las palas y está montado directamente en el eje principal. Para realizar los trabajos de mantenimiento, se puede acceder al buje a través de una de las tres trampillas en la zona cercana al techo de la góndola.

8.2.2.4 Multiplicadora

La multiplicadora del aerogenerador está diseñada para transmitir potencia de torsión entre el rotor de la turbina de bajas revoluciones y el generador eléctrico de altas revoluciones. La multiplicadora tiene un diseño planetario / helicoidal de múltiples etapas. Va montada en la bancada de la turbina eólica estando su montaje diseñado para reducir la vibración y la transferencia de ruido a la bancada. Está lubricada por un sistema de lubricación forzada y refrigerada y un filtro ayuda a mantener la limpieza del aceite.



8.2.2.5 Sistema de frenado

El sistema de paso de las palas actúa como el principal sistema de frenado del aerogenerador. El frenado en condiciones normales de funcionamiento se logra alejando las palas del viento. Solo se requieren dos palas de rotor en posición de parada para desacelerar el rotor de manera segura en modo inactivo.

8.2.2.6 Generador

El generador es un generador de inducción doblemente alimentado. Está montado en el bastidor del generador con un montaje diseñado para reducir la vibración y la transferencia de ruido a la bancada.

8.2.2.7 Sistema de orientación

El aerogenerador dispone de un sistema de orientación eléctrico activo. Un cojinete colocado entre la góndola y la torre facilita el movimiento de orientación. Los engranajes del sistema de orientación engranan con el engranaje del cojinete y dirigen el aerogenerador para seguir el viento. El sistema de accionamiento de orientación contiene un freno automático. Este freno se activa cuando el accionamiento de orientación no está funcionando e impide que los accionamientos se carguen debido a condiciones de viento turbulento.

El controlador activa los accionamientos de orientación para alinear la góndola con la dirección del viento basándose en el sensor de veleta montado en la parte superior de la góndola.

El aerogenerador registra la posición de orientación de la góndola después de una rotación excesiva en una dirección, el controlador automáticamente hace que el rotor se detenga, desenrolla los cables internos y reinicia la turbina eólica.

8.2.2.8 Torre

El aerogenerador está montado en la parte superior de una torre de acero tubular (120,9 m de altura del buje). El acceso a la turbina se realiza a través de una puerta en la base de la torre. Se incluyen plataformas de servicio internas e iluminación interior. Una escalera proporciona acceso a la góndola y también admite un sistema de protección contra caídas.



8.2.2.9 Góndola

La góndola o nacelle alberga los componentes principales del aerogenerador. El acceso desde la torre a la góndola se realiza a través de la parte inferior de la góndola. La góndola está ventilada e iluminada por luces eléctricas. Una trampilla proporciona acceso a las palas y al buje.

8.2.2.10 Sistema de control

El aerogenerador se puede controlar localmente. Las señales de control también se pueden enviar desde un ordenador remoto a través de un sistema de control de supervisión y de adquisición de datos (SCADA), con capacidad de bloqueo local proporcionada en el controlador de la turbina.

Los interruptores de servicio en la parte superior de la torre evitan que el personal de servicio en la parte inferior de la torre opere ciertos sistemas de la turbina mientras el personal de servicio está en la góndola. Para anular cualquier operación de la turbina eólica, los botones de parada de emergencia ubicados en la base de la torre y en la góndola se pueden activar para detener la turbina en caso de una emergencia.

8.3 TORRES DE MEDICIÓN

Se instalará una torre de medición permanente de parque eólico que será autosoportada con una altura similar a la altura de buje de los aerogeneradores, en este caso de 120,9 metros, en las posiciones que se detallan a continuación:

Tabla 10: coordenadas de las torres de medición

Coordenadas ETRS89 UTM 30N		
Torre de medición	X _{UTM}	Y _{UTM}
TM-A01	672.382	4.461.025

La torre se instala con la finalidad de obtener detalles del recurso eólico en el emplazamiento del parque y validar la operación de los aerogeneradores. Es preciso contar con información suficiente sobre las características de los vientos en la zona, y para ello la torre se conectará al equipo de servicios auxiliares del centro de entrega a través de zanja y enviará la información al sistema de control del parque por medio de la red de fibra óptica.



Gracias a esta torre se obtendrá información sobre la velocidad y la dirección del viento a diferentes alturas sobre el terreno y de la densidad del aire en el emplazamiento mediante el registro de la presión atmosférica y la temperatura.

El sistema va dotado, además, de un pararrayos en cobre con terminación en cono, con objeto de proteger a la torre y a sus instrumentos contra las descargas atmosféricas. Dicho pararrayos va conectado a tierra a través de la red de puesta a tierra del parque.

También la torre está balizada conforme a la legislación vigente en materia de señalizaciones en construcciones de altura.

La correcta medición del viento es fundamental para un aprovechamiento eólico económico en una ubicación determinada. Es por ello que en las torres de medición se utilizan instrumentos de alta precisión.

Los instrumentos dispuestos en la torre generan una información eólica (dirección y velocidad de viento) que se muestrea en tiempo real y se envía al sistema de control, de este modo podremos comparar la velocidad registrada en las torres de medida de parque con la del aerogenerador.

8.4 OBRA CIVIL

Para diseñar los elementos de obra civil del Parque Eólico se han tenido en cuenta las especificaciones del fabricante de aerogeneradores.

8.4.1 VIALES DEL PARQUE EÓLICO

El objetivo de la red de viales es la de proporcionar un acceso hasta el aerogenerador, minimizando las afecciones de los terrenos por los que discurren. Para ello se maximiza la utilización de los caminos existentes en la zona, definiendo nuevos trazados únicamente en los casos imprescindibles, de forma que se respete la rasante del terreno natural, siempre atendiendo al criterio de menor afección al medio.

En el diseño de la red de viales, se procede a la adecuación de los caminos existentes en los tramos en los que no tengan los requisitos mínimos necesarios para la circulación de los vehículos especiales, y en aquellos puntos donde no existan caminos se prevé la construcción de nuevos caminos.

Todos los viales tienen que cumplir unas especificaciones mínimas marcadas por el fabricante del aerogenerador, impuestas por las limitaciones presentadas por el transporte pesado requerido para las diferentes partes que componen el aerogenerador y por la necesidad de que los viales y las plataformas cuenten con la misma cota y



pendiente a lo largo de la longitud de la plataforma. Dichas especificaciones son las siguientes:

- Anchura del vial: 6 m
- Radio de curvatura: mayor o igual que 30 m
- Pendientes en viales de firme de zahorra: hasta el 10 %,
- Pendientes en viales de firme de pavimento mejorado: hasta el 14 %
- Sección de firme en tierra formada por dos capas: 10 cm de espesor de base y 20 cm de espesor de sub-base de zahorra, compactada al 98 % P.M.
- Sección de firme pavimento mejorado formada por dos capas: 10 cm de espesor de pavimento mejorado y 20 cm de espesor de sub-base de zahorra, compactada al 98 % P.M.
- Talud de desmonte 1/1.
- Talud de terraplén 3/2.
- Talud de firme 3/2.
- Cunetas de 1 m de anchura y 50 cm de profundidad (para la evacuación de las aguas de escorrentía).
- Espesor de excavación de tierra vegetal de 25 cm.

8.4.1.1 Acceso al parque eólico

El acceso al parque eólico parte desde el PK 100,2 de la Autovía Mudéjar A-23 saliendo en la rotonda hacia la carretera TE-V-8011. A los pocos metros, surge el camino que da acceso al aerogenerador.

8.4.1.2 Viales interiores

Para acceder al aerogenerador y a la torre meteorológica, se han diseñado 1.663 metros de viales.

8.4.2 PLATAFORMAS

Las plataformas o áreas de maniobra son pequeñas explanaciones, adyacentes a los aerogeneradores, que permiten mejorar el acceso para realizar la excavación de la zapata, así como los procesos de descarga y ensamblaje y el estacionamiento de las grúas para posteriores izados de los diferentes elementos que componen el aerogenerador. Se preparan según especificaciones técnicas indicadas por el fabricante de los aerogeneradores.



Las plataformas de montaje de los aerogeneradores presentaran las siguientes características:

- Pendiente máxima..... 1 % transversal
- Firme..... 25 cm zahorra
- Desbroce..... 25 cm
- Taludes en desmonte..... 1/1
- Taludes en terraplén 3/2
- Cunetas..... 1.0 x 0.5 m

8.4.3 CIMENTACIÓN DEL AEROGENERADOR

La cimentación del aerogenerador se realizará mediante una zapata de hormigón armado con la geometría, dimensiones y armado según las recomendaciones del fabricante.

El cálculo y diseño de la cimentación no es objeto de este proyecto, realizándose para la ejecución del parque un proyecto específico para el cálculo de la cimentación a partir de las cargas de cimentación aplicadas al emplazamiento y el estudio geotécnico del terreno.

La cimentación tipo del aerogenerador se compone de una zapata circular de canto variable de 25,80 m de diámetro para el aerogenerador, con la estructura de amarre de la torre embebida en el centro. Todo el conjunto es de hormigón armado.

El acceso de los cables al interior de la torre se realiza a través de unos tubos de PVC embebidos en la peana de hormigón.

8.4.4 MOVIMIENTO DE TIERRAS

Para poder calcular el volumen de las tierras se ha descargado del Centro Nacional de Información Geográfica un modelo digital del terreno obtenido por interpolación a partir de la clase terreno de vuelos Lidar del Plan Nacional de Ortofotografía Aérea (PNOA) obtenidas por estereocorrelación automática de vuelo fotogramétrico PNOA con resolución de 25 a 50 cm/pixel.

Se ha intentado compensar el volumen de desmonte y terraplenado para aprovechar al máximo las tierras, de forma que el transporte de tierras a vertedero se vea reducido al mínimo posible.

El movimiento de tierras calculado se ha realizado en base a cartografía básica, tal y como se ha indicado anteriormente, por lo que podrá sufrir variaciones con el estudio topográfico de detalle que se llevará a cabo antes de la ejecución del parque.



El cálculo de la cubicación se ha realizado con el software topográfico MDT, obteniendo los siguientes resultados:

8.4.4.1 Ejes

Tabla 11: volúmenes de tierras y firmes de los ejes del PE

EJE / RAMAL	Longitud	Vol. Tierras			Firmes		
		Desmote	Terraplen	T.Vegetal	Subbase	Base	Pavimento Mejorado
Eje1	1.529,08	9.950,16	9.955,10	5.040,21	2.018,39	513,94	418,80
Eje TM-CE	134,19	37,70	244,77	301,94	152,29	70,11	-
Entronque	-	-	-	-	-	-	45,61
Totales		9.987,86	10.199,88	5.342,15	2.170,68	584,05	464,41

8.4.4.2 Cimentaciones

Tabla 12: volumen de cimentaciones del PE

Zapata	VOLUMENES (m3)					Kg Acero	Superficie de desbroce
	Excavación en desmote	Excavación en pozo	Relleno en tierras	Hormigón limpieza	Hormigón armado		
A01	392,487	1.630,878	818,078	53,100	759,70	-	-
TM	33,020	-	-	-	-	-	-
Totales	425,51	1.630,88	818,078	53,100	759,700	-	-

8.4.4.3 Plataformas

Tabla 13: volumen de plataformas del PE

Nº de PLATAFORMA		VOLÚMENES (M³)			
Definitiva	Zonas	Desmote	Terraplén	Excavación en Tierra Vegetal	Firme
S01	Grúa	1.650,28	0,00	402,30	279,00
	Acopio	1.760,83	0,00	326,40	-
	Palas	0,00	2.143,42	572,70	-
	Celosía	288,05	2.051,21	641,70	-
TM1		0,00	142,92	84,30	-
Totales		3.699,153	4.337,548	2.027,400	279,000

8.4.5 ZANJAS

Las zanjas tendrán por objeto alojar las líneas subterráneas de media, el conductor de puesta a tierra y la red de comunicaciones.

El trazado de las zanjas se ha diseñado tratando que sea lo más rectilíneo posible y respetando los radios de curvatura mínimos de cada uno de los cables utilizados.



Las canalizaciones principales se dispondrán junto a los caminos de servicio, tratando de minimizar el número de cruces, así como la afección al medio ambiente y a los propietarios de las fincas por las que trascurren.

En el parque nos encontraremos con dos tipos de zanjas:

- Zanja en tierra
- Zanja para cruces

8.4.5.1 Zanja en tierra

La zanja en tierra se caracteriza porque los cables se disponen enterrados directamente en el terreno, sobre un lecho de arena lavada de río. Las dimensiones de la zanja atenderán al número de cables a instalar.

Los cables se tienden sobre una capa base de unos 10 cm de espesor, y encima de ellos irá otra capa de arena hasta completar un mínimo de 30 cm. Sobre ésta se coloca transversalmente una protección mecánica (ladrillos, rasillas, cerámicas de PPC, etc.).

Posteriormente se rellenará la zanja con una capa de espesor variable de material seleccionado y se terminará de rellenar con tierras procedentes de la excavación, colocando a 25-35 cm de la superficie la cinta de señalización que advierta de la existencia de cables eléctricos.

8.4.5.2 Zanjas para cruces de caminos

Las canalizaciones en cruces serán entubadas y estarán constituidas por tubos de material sintético y amagnético, hormigonados, de suficiente resistencia mecánica y debidamente enterrados en la zanja.

El diámetro interior de los tubos para el tendido de los cables será de 250 mm en función de la sección de conductor, debiendo permitir la sustitución del cable averiado.

Estas canalizaciones deberán quedar debidamente selladas en sus extremos.

Las zanjas se excavarán según las dimensiones indicadas en planos, atendiendo al número de cables a instalar. Sus paredes serán verticales, proveyéndose entibaciones en los casos que la naturaleza del terreno lo haga necesario. Los cables entubados irán protegidos por una capa de hormigón de HM-20 de espesor variable en función de los conductores tendidos.



El resto de la zanja se rellenará con tierras procedentes de la excavación, con el mismo material que existía en ella antes de su apertura, colocando a 25-35 cm de la superficie la cinta de señalización que advierta de la existencia de cables eléctricos.

8.4.6 ARQUETAS

Las arquetas serán prefabricadas o de ladrillo sin fondo para favorecer la filtración de agua. En la arqueta, los tubos quedarán como mínimo a 25 cm por encima del fondo para permitir la colocación de rodillos en las operaciones de tendido. Una vez tendido el cable, los tubos se sellarán con material expansible, yeso o mortero ignífugo de forma que el cable quede situado en la parte superior del tubo. La situación de los tubos en la arqueta será la que permita el máximo radio de curvatura.

Las arquetas ciegas se rellenarán con arena. Por encima de la capa de arena se rellenará con tierra cribada compactada hasta la altura que se precise en función del acabado superficial que le corresponda.

En todos los casos, deberá estudiarse por el proyectista el número de arquetas y su distribución, en base a las características del cable y, sobre todo, al trazado, cruces, obstáculos, cambios de dirección, etc., que serán realmente los que determinarán las necesidades para hacer posible el adecuado tendido del cable.

8.4.7 HITOS DE SEÑALIZACIÓN

Para identificar el trazado de la red subterránea de media tensión se colocarán hitos de señalización de hormigón prefabricados cada 50 m y en los cambios de dirección.

En estos hitos de señalización se indicará en la parte superior una referencia que advierta de la existencia de cables eléctricos.

8.4.8 DRENAJE

Para la evacuación de las aguas de escorrentía se dispone de dos tipos de drenaje: drenaje longitudinal y drenaje transversal.

Para el tipo de drenaje longitudinal, se han previsto cunetas laterales de tipo "V" a ambos márgenes de los viales con la sección y dimensiones adecuadas.

El tipo de drenaje transversal se utilizará en los puntos bajos de los viales interiores en los que se puedan producir acumulaciones de agua, instalando en esos puntos obras de fábrica y/o vados hormigonados que faciliten la evacuación del agua.



8.5 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

En el interior de cada aerogenerador se instalará un transformador para elevar la tensión de generación desde 690 V hasta la tensión de distribución en el interior del parque de 20 kV. En la parte baja del aerogenerador se completará el centro de transformación con las celdas de protección y de línea que conectan el aerogenerador con el resto y la subestación de transformación.

8.5.1 CIRCUITO DE BAJA TENSIÓN

El sistema eléctrico de BT será suministrado por el fabricante del aerogenerador.

A continuación se describen las características que debe cumplir:

- Los conductores a emplear serán de aislamiento RV 0,6/1 kV, tanto para el nivel de 690V, como para 230 V.
- Las conexiones entre la turbina y el transformador serán en cobre.
- Los conectores serán homologados (plata o bimetálico)
- Los circuitos de alimentación a receptores contarán con el correspondiente conductor de puesta a tierra del receptor, de sección adecuada de acuerdo a la MIE BT 018 y MIE BT 024.
- Todos los cables contarán con protección mecánica, ya sea instalados sobre bandeja metálica o sobre soportes propios de la torre instalados para esta función. Asimismo las derivaciones a elementos concretos se podrán realizar bajo tubo protector IP-7.

En esta instalación, el circuito de baja tensión únicamente quedará formado por los conductores que unen el Centro de Entrega con la Torre de Medición.

8.5.2 CIRCUITO DEL PARQUE EÓLICO DE 20 kV

El aerogenerador se enlaza en 1 único circuito subterráneo de media tensión hasta el Centro de Entrega. Esta red subterránea será en régimen permanente, con corriente alterna trifásica, a 50 Hz de frecuencia y a la tensión nominal de 20 kV.

En la Tabla 14, se muestra la información relevante de este tramo.

Tabla 14. Red de MT de 20 kV

Circuito	Tramo	Potencia Acumulada MW	Intensidad Acumulada A	Long km	Nº Ternas	Sección mm²	I _{max} A	Caída tensión %	Pérdida potencia %	kW
RSMT	A01 - CE	5,53	168,0	0,56	1	150	260,0	0,23%	0,22%	12,41
TOTAL Circuito RSMT		5,53						0,23%	0,22%	12,41



El circuito de media tensión⁴ se ha dimensionado con cables de 150 mm² en aluminio. Se puede ver que tanto las pérdidas de potencia como la máxima caída de tensión son inferiores a los límites establecidos del 2 %.

Cable aislado de potencia

Los conductores a utilizar serán cables unipolares tipo RHZ1 12/20 kV de Aluminio, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta exterior de poliolefina termoplástica.

Estarán debidamente apantallados y protegidos contra la corrosión que pueda provocar el terreno donde se instale o la producida por corrientes vagabundas, y tendrá suficiente resistencia para soportar los esfuerzos a que pueda ser sometido durante el tendido.

Las pantallas metálicas de los cables de Media Tensión se conectarán a tierra en cada uno de sus extremos.

Se dispondrán directamente enterrados en terreno, formando una terna. El número de ternas, sección y longitud de los conductores varía según el tramo.

Las características principales de los cables serán:

- Tipo de cable:.....RHZ1
- Tensión: 12/20 kV
- Conductor:..... Aluminio
- Aislamiento:.....Polietileno Reticulado (XLPE)
- Pantalla: Corona de hilos de Cu

Terminaciones

Las terminaciones se instalarán en los extremos de los cables para garantizar la unión eléctrica de éste con otras partes de la red, manteniendo el aislamiento hasta el punto de la conexión.

Las terminaciones limitarán la capacidad de transporte de los cables, tanto en servicio normal como en régimen de sobrecarga, dentro de las condiciones de funcionamiento admitidas.

Del mismo modo, las terminaciones admitirán las mismas corrientes de cortocircuito que las definidas para el cable sobre el cual se van a instalar.

Empalmes

⁴ La longitud del circuito tiene en cuenta incrementos del 2% y del 1% debido a la pendiente estimada del terreno y por el tendido del cable. Por ello, este valor difiere del de la zanja.



Los empalmes serán adecuados para el tipo de conductores empleados y aptos igualmente para la tensión de servicio.

Estos empalmes podrán ser enfilables, retráctiles en frío o con relleno de resina y no deberán disminuir en ningún caso las características eléctricas y mecánicas del cable empalmado.

Protecciones

Para la protección contra sobrecargas, sobretensiones, cortocircuitos y puestas a tierra se dispondrán en las Subestaciones Transformadoras los oportunos elementos (interruptores automáticos, relés, etc.), los cuales corresponderán a las exigencias que presente el conjunto de la instalación de la que forme parte la línea subterránea en proyecto.

Cruzamientos, proximidades y paralelismos en la red subterránea de evacuación

Los cables subterráneos deberán cumplir los requisitos señalados en el apartado 5 de la ITC-LAT 06 del RLAT, las correspondientes Especificaciones Particulares de la compañía distribuidora aprobadas por la Administración y las condiciones que pudieran imponer otros órganos competentes de la Administración o empresas de servicios, cuando sus instalaciones fueran afectadas por tendidos de cables subterráneos de MT.

Cuando no se puedan respetar aquellas distancias, deberán añadirse las protecciones mecánicas especificadas en el propio reglamento.

A continuación, se resumen, las condiciones a que deben responder los cruzamientos, proximidades y paralelismos de cables subterráneos.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD			
Cruzamiento	Instalación	Profundidad	Observaciones
Carreteras	Entubada y hormigonada	$\geq 0,6$ m de vial	Siempre que sea posible, el cruce se realizará perpendicular al eje del vial
Ferrocarriles	Entubada y hormigonada	$\geq 1,1$ m de la cara inferior de la traviesa	La canalización entubada se rebasará 1,5 m por cada extremo. Siempre que sea posible, el cruce se realizará perpendicular a la vía
Depósitos de carburante	Entubada (*)	$\geq 1,2$ m	La canalización rebasará al depósito en 2 m por cada extremo
Conducciones de alcantarillado	Enterrada ó entubada	-	Se procurará pasar los cables por encima de las conducciones de alcantarillado (**)

(*): Los cables se dispondrán separados mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica.

(**): En el caso de que no sea posible, el cable se pasará por debajo y se dispondrán separados mediante tubos, conductos o divisorias, constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica.



DISTANCIAS DE SEGURIDAD			
Cruzamiento	Instalación	Distancia	Observaciones
Cables eléctricos	Enterrada ó entubada	≥ 25 cm	Siempre que sea posible, los conductores de AT discurrirán por debajo de los de BT. Los empalmes de ambas instalaciones distarán al menos 1 m del punto de cruce (*)
Cables telecomunicaciones	Enterrada ó entubada	≥ 20 cm	Los empalmes de ambas instalaciones distarán al menos 1 m del punto de cruce (*)
Canalizaciones de agua	Enterrada ó entubada	≥ 20 cm	Los empalmes de ambas instalaciones distarán al menos 1 m del punto de cruce (*)
Acometidas o Conexiones de servicio a un edificio	-	≥ 30 cm a ambos lados	La entrada de las conexiones de servicio a los edificios, tanto de BT como de MT, deberá taponarse hasta conseguir una estanqueidad perfecta (*)

(*): En el caso de que no sea posible cumplir con esta condición, será necesario separar ambos servicios mediante colocación bajo tubos de la nueva instalación, conductos o colocación de divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD				
Cruzamiento	Instalación	Presión de la instalación	Distancia sin protección adicional	Distancia con protección adicional (*)
Canalizaciones y acometidas de gas	Enterrada ó entubada	En alta presión > 4 bar	≥ 40 cm	≥ 25 cm
		En baja y media presión ≤ 4 bar	≥ 40 cm	≥ 25 cm
Acometida interior de gas (**)	Enterrada ó entubada	En alta presión > 4 bar	≥ 40 cm	≥ 25 cm
		En baja y media presión ≤ 4 bar	≥ 20 cm	≥ 10 cm

(*): La protección complementaria estará constituida preferentemente por materiales cerámicos y garantizará una cobertura mínima de 0,45 m a ambos lados del cruce y 0,30 m de anchura centrada con la instalación que se pretende proteger. En el caso de líneas subterráneas de alta tensión entubadas, se considerará como protección suplementaria el propio tubo.

(**): Se entenderá por acometida interior de gas el conjunto de conducciones y accesorios comprendidos entre la llave general de la compañía suministradora y la válvula de seccionamiento existente entre la regulación y medida.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD			
Proximidad o paralelismo	Instalación	Distancia	Observaciones
Cables eléctricos	Enterrada ó entubada	≥ 25 cm	Los conductores de AT podrán instalarse paralelamente a conductores de BT o AT (*)
Cables telecomunicaciones	Enterrada ó entubada	≥ 20 cm	(*)
Canalizaciones de agua	Enterrada ó entubada	≥ 20 cm	Los empalmes de ambas instalaciones distarán al menos 1m del punto de cruce (*)

(*): En el caso de que no sea posible cumplir con esta condición, será necesario separar ambos servicios mediante colocación bajo tubos de la nueva instalación, conductos o colocación de divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica.



DISTANCIAS DE SEGURIDAD				
Proximidad o paralelismo	Instalación	Presión de la instalación	Distancia sin protección adicional	Distancia con protección adicional (*)
Canalizaciones y acometidas de gas	Enterrada ó entubada	En alta presión > 4 bar	≥ 40 cm	≥ 25 cm
		En baja y media presión ≤ 4 bar	≥ 25 cm	≥ 15 cm
Acometida interior de gas (**)	Enterrada ó entubada	En alta presión > 4 bar	≥ 40 cm	≥ 25 cm
		En baja y media presión ≤ 4 bar	≥ 20 cm	≥ 10 cm

(*): La protección complementaria estará constituida preferentemente por materiales cerámicos o por tubos de adecuada resistencia.

(**): Se entenderá por acometida interior de gas el conjunto de conducciones y accesorios comprendidos entre la llave general de la compañía suministradora y la válvula de seccionamiento existente entre la regulación y medida.

8.5.3 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

En el interior de cada aerogenerador se instalará un centro de transformación que elevará la tensión de 690 V generada en bornes del generador hasta 20 kV, tensión de la red de distribución interna del Parque Eólico.

Cada uno de estos centros de transformación estará compuesto de los siguientes elementos:

- Transformador de Media Tensión 20/0,69 kV: ubicado en la góndola
- Celdas de Media Tensión: ubicadas en la base de la torre

8.5.3.1 Transformador

El transformador serán del tipo seco encapsulado, de entre 4,8 y 6,1 MVA y relación de transformación 20.000/690 V. Serán trifásicos de servicio continuo, y totalmente homologados por la compañía suministradora eléctrica.

Las características fundamentales de los transformadores serán las siguientes:

Tabla 15: características fundamentales de los transformadores

Características del transformador del aerogenerador	
Tipo de transformador	Trifásico seco
Servicio	Interior
Potencia	4.800 – 6.100 kVA
Tensión Nominal, lado de generador	0,690 kV
Tensión Nominal, lado de red	20 kV
Grupo de conexión	Dyn 11
Frecuencia	50 Hz



8.5.3.2 Celdas de Media Tensión

Las celdas de media tensión serán celdas compactas o bien modulares con las funciones típicas de protección de transformador por interruptor automático con seccionador de puesta a tierra (1V), de entradas de líneas con seccionador (1L) y de salida de línea para el conexionado con cajas terminales enchufables a la red de M.T. (0L). Las celdas serán de dimensiones reducidas, bajo envoltorio metálica, herméticamente selladas y rellenas de gas aislante SF6 en su totalidad o en los agentes de corte. Cumplirán con las normas UNE 20099, CEI 298 y RU 6407.

Únicamente existe un tipo de configuración de celdas de media tensión:

- Configuración 0L1V: Para aerogeneradores situados en extremo de línea.

Las características generales de las celdas de media tensión serán las siguientes:

- Tipo: Modular o compacto
- Tensión más elevada para el material: 24 kV
- Tensión soportada a frecuencia industrial:
 - o A tierra y entre fases (eficaces) 50 kV
 - o A través de la distancia de seccionamiento 60 kV
- Tensión soportada a impulso tipo rayo:
 - o A tierra y entre fases (cresta) 125 kV
 - o A través de la distancia de seccionamiento (cresta) 145 kV
- Intensidad nominal de embarrado 630 A
- Intensidad nominal de salida de línea 630 A
- Capacidad de cierre en cortocircuito (cresta) 40/50 kA
- Intensidad nominal de corta duración (kA/1 sg) 20 kA

Según las funciones las celdas tendrán las siguientes características:

CELDA DE PROTECCIÓN

Se identifican con la letra 1V. Son utilizadas como celda de protección del transformador del aerogenerador. Están constituidas por un seccionador de tres posiciones (conectado, seccionado y puesto a tierra) y protección con interruptor automático. Además, también irán provistas de una bobina de disparo a emisión por temperatura del trafo y alojamiento para las cabezas terminales de los puentes de unión del seccionador con el transformador.

Función de protección de transformador 24 kV-630 A:



- Interruptor automático, 24 kV-630 A, I_{ter}=20 kA (1s) e I_d=50 kA con bobina de disparo y mando manual.
- Seccionador 24 kV con las posiciones conectado, desconectado y puesto a tierra, con mando manual.
- Enclavamiento mecánico Interruptor y seccionador de P. a T.
- Salida de cables con conexión enchufable.
- Embarrado tripolar para 630 A.
- Pletina de puesta a tierra.
- Testigo de presencia de tensión.

Además la celda irá provista de un relé de protección adicional autoalimentado con las siguientes funciones:

- Contra cortocircuitos entre fases y sobreintensidades (50-51).
- Contra cortocircuitos fase-tierra y fugas a tierra (50N-51N).
- Contra sobrecalentamientos (disparo externo por termostato).

El relé de protección incluye los transformadores o captadores de intensidad necesarios para las funciones de protección asignadas al relé y el disparador electromecánico para accionar la apertura del interruptor automático.

CELDA DE LINEA

Se identifican con la letra 1L. Son utilizadas como celda de entrada de otros aerogeneradores del mismo circuito. Están constituidas por un seccionador de línea y su función es la de independizar las partes de un circuito, de tal manera que no es necesario que todas las celdas de un mismo circuito estén operativas para que el circuito siga funcionando.

Función de seccionador 24 kV-630 A:

- Seccionador 24 kV con las posiciones conectado, desconectado y puesto a tierra, con mando manual.
- Enclavamiento mecánico Interruptor-seccionador y seccionador de P. a T.
- Salida de cables con conexión enchufable.
- Embarrado tripolar para 630 A.
- Pletina de puesta a tierra.
- Testigo de presencia de tensión.



CELDA DE REMONTE

Se identifican con la letra 0L. Son utilizadas como celdas de salida para cada aerogenerador y no permiten maniobra alguna. Solamente están constituidas por un paso de cables a barras para unirse a la otra celda.

8.5.4 PUESTA A TIERRA

En base a las recomendaciones sobre la instalación de puesta a tierra dadas por el fabricante de los aerogeneradores, el diseño constará de una puesta a tierra entre los aerogeneradores y las torres meteorológicas que discurrirá por la zanja de la red subterránea de MT del parque hasta la subestación, formando una red equipotencial, y de una puesta a tierra de dichos aerogeneradores.

Para la puesta a tierra de cada uno de los aerogeneradores, se utilizará conductor de cobre trenzado de 70 mm², así como terminales de conexión segura entre el cable de tierra y el acero de la cimentación.

Previo a la instalación de la puesta a tierra del aerogenerador será necesario que se encuentre colocada la parte inferior del armado de la cimentación del aerogenerador. De este modo podrá tenderse la puesta a tierra en el perímetro interior del armado inferior que partirá desde el centro de la cimentación y que se amarrará con 15 terminales de conexión y con lazos de alambre en todos los cruces del conductor de puesta a tierra al armado instalado. Se dejará preparado un extremo del conductor de puesta a tierra que se amarrará con 1 terminal de conexión al armado superior de la cimentación, una vez que este se encuentre colocado. Ambos extremos del conductor de puesta a tierra se conectarán con el embarrado de tierras del aerogenerador, uno de ellos conectará desde el armado inferior y el otro conectará desde el embarrado superior. Cualquier exceso de cable de tierra no debe ser cortado, debe distribuirse por el interior de la cimentación. Todo ello irá colocado y conectado previo al hormigonado de la cimentación del aerogenerador.

Para la puesta a tierra entre los aerogeneradores se utilizará conductor de cobre trenzado de 50 mm², y discurrirá junto a los cables de alta tensión y por la misma zanja, enterrado a unos 10 cm más profundos. El cable de puesta a tierra deberá ser conectado con el embarrado de tierras del aerogenerador, al que accederán por tubos corrugados plásticos junto a los cables de alta tensión desde el borde la cimentación.



8.5.5 RED DE COMUNICACIONES

Por la misma zanja por donde discurren los circuitos de media tensión del parque se instalará además del cable de tierra, una red de comunicaciones que utilizará como soporte un cable de fibra óptica y que se empleará para monitorización y control del parque eólico.

El control y gestión del parque mediante hardware y software se realizará mediante el sistema de control suministrado por el fabricante de los aerogeneradores;

La comunicación entre los aerogeneradores del parque y la subestación donde se instalará el centro de control del parque eólico se realizarán con fibra óptica.

El cable de fibra óptica conecta los aerogeneradores entre sí por los mismos circuitos que la red de media tensión hasta el centro de control que está ubicado en el edificio de la subestación.

8.6 CASETA DE CONTROL

8.6.1 Emplazamiento

El Centro de control estará situado en el término municipal de La Puebla de Valverde, en la parcela 100-10, en las cercanías del aerogenerador.

Tabla 16. Coordenadas UTM ETRS 89 30N del Centro de Control PE AZABACHE

Coordenadas UTM ETRS 89 30N	
X _{UTM}	Y _{UTM}
672.653	4.461.327
672.651	4.461.329
672.655	4.461.333
672.657	4.461.331

8.6.2 Dimensiones

Las dimensiones de la caseta son de 6 m de largo por 2,4 m de ancho por 2,6 m de alto.

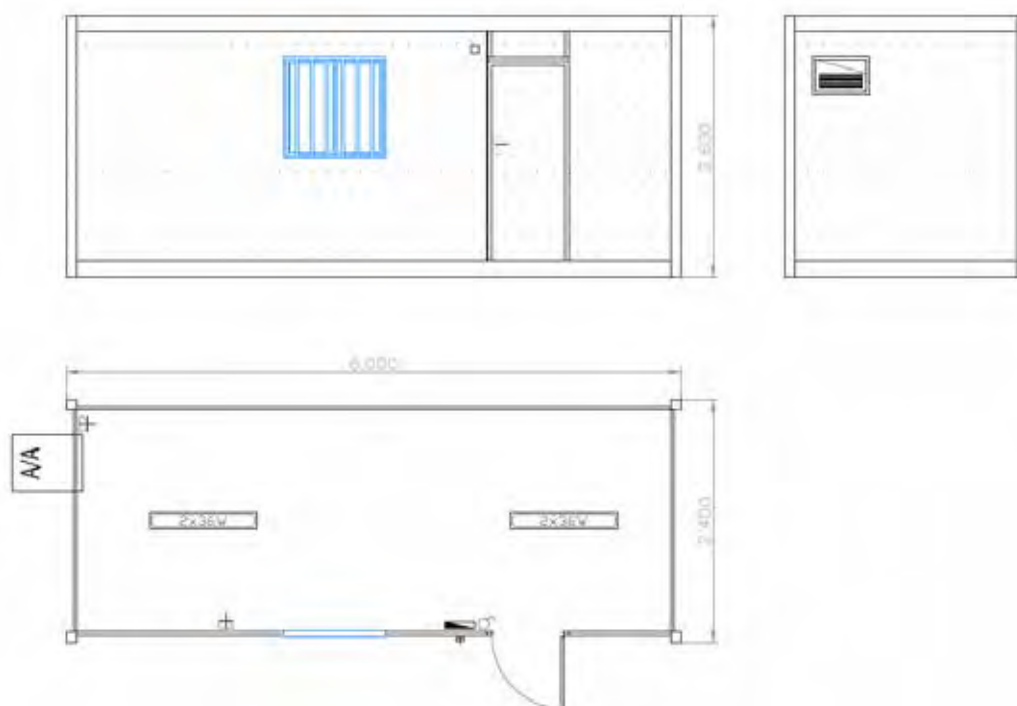


Ilustración 2: Dimensiones caseta centro de control

8.6.3 Características Generales

La caseta del centro de control albergará la sala de control del SCADA, sus servidores, el equipamiento de BT, los sistemas de monitorización, vigilancia y seguridad, así como un puesto de oficina habilitado.

El edificio no tiene necesidad de dotación de servicios urbanísticos, de servicios de abastecimiento, evacuación de agua, energía eléctrica ni eliminación de residuos.

El suministro de energía de la caseta de O&M se realizará directamente desde el cuadro de baja tensión de los centros de transformación del aerogenerador más cercano.

8.6.4 Obra Civil

Se construirá una solera de hormigón capaz de soportar los esfuerzos verticales previstos con las siguientes características:

- Estará construida en hormigón armado de 15 cm de grosor con varillas de 4 mm y cuadro 20 x 20 cm.
- Tendrá unas dimensiones tales que abarquen la totalidad de la superficie del Centro de control, sobresaliendo 25 cm por cada lado.
- Incorporará la instalación de tubos de paso para las puestas a tierra.
- Sobre la solera, y para que el edificio se asiente correctamente, se dispondrá una capa de arena de 10 cm de grosor.



9 INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN

9.1 CENTRO DE ENTREGA AZABACHE

El presente proyecto contempla la construcción de un Centro de Entrega (CE) que recoja la energía generada en el PE, la cuantifique y la evacue a través de la línea de 20 kV.

El CE es una caseta prefabricada que incluye toda la aparamenta necesaria, se ubica en el exterior del recinto vallado siendo accesible y encontrándose debidamente señalizado. Se facilitará el acceso libre, directo y permanente a dicho CE a E-DISTRIBUCIÓN, como empresa propietaria de la distribución de energía de la zona.

9.1.1 EMPLAZAMIENTO

El Centro de Entrega estará situado en el término municipal de La Puebla de Valverde, en la parcela 100-10, cercano al camino existente.

Tabla 17. Coordenadas UTM ETRS 89 30N del Centro de Entrega PE AZABACHE

Coordenadas UTM ETRS 89 30N	
X _{UTM}	Y _{UTM}
672.463	4.461.023
672.469	4.461.021
672.469	4.461.019
672.463	4.461.020

9.1.2 CARACTERÍSTICAS DEL CENTRO DE ENTREGA

El Centro de Entrega objeto de este proyecto consta de una única envolvente, en la que se encuentra toda la aparamenta eléctrica, máquinas y demás equipos.

El Centro de Entrega albergará la siguiente equipación:

- 2 Celdas de línea con interruptor-seccionador (1 de entrada y 1 de salida).
- 1 Celda de medida y cuadro de medida.
- 1 Celda de protección con interruptor automático y protecciones.

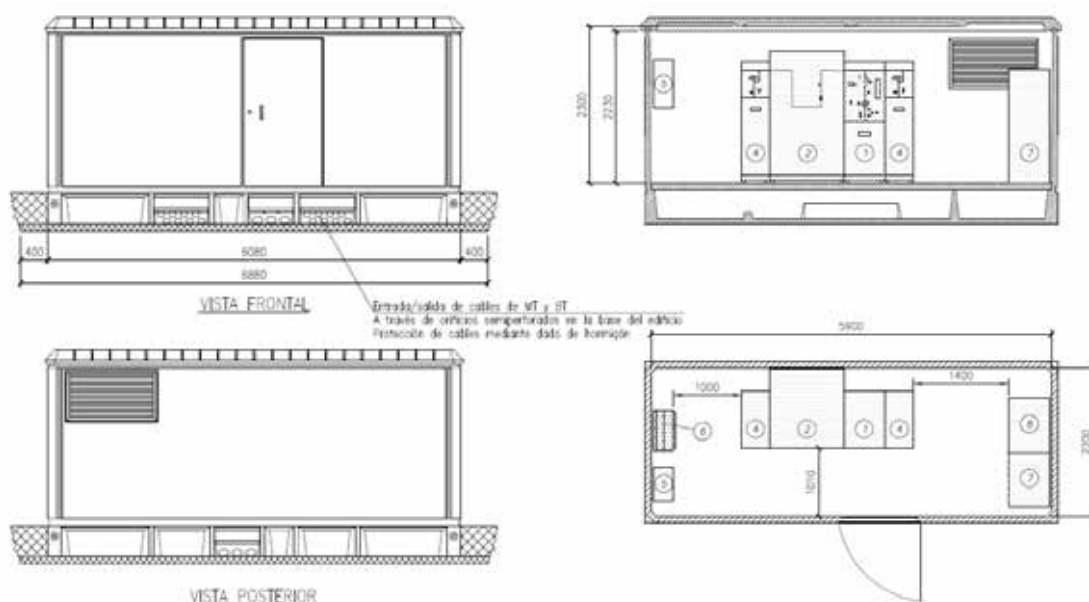


Ilustración 3. Centro de Entrega PE

El edificio no tiene necesidad de dotación de servicios urbanísticos, de servicios de abastecimiento, evacuación de agua, energía eléctrica ni eliminación de residuos.

9.1.3 NIVEL DE AISLAMIENTO

Dependiendo de la tensión nominal de la alimentación, la tensión prevista más elevada del material y los niveles de aislamiento serán fijados en la tabla siguiente:

Tensión nominal de la red U	Tensión más elevada para el material U_m	Tensión soportada nominal a frecuencia industrial	Tensión de choque soportada nominal (tipo rayo)
kV	kV eficaces	kV eficaces	kV de cresta
$U \leq 20$	24	50	125

9.1.4 INTENSIDAD NOMINAL EN MEDIA TENSIÓN

La intensidad nominal del embarrado y la aparamenta de MT será, en general, de 630A.

9.1.5 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

Los materiales de media tensión instalados en los Centro de Entrega, deberán ser capaces de soportar las solicitaciones debidas a las corrientes de cortocircuito y los tiempos de duración del defecto que se expresan en la tabla siguiente.



Intensidad asignada de corta duración 1 s. (Limite térmico) (kA)	Valor de cresta de la intensidad de cortocircuito admisible asignada (Limite dinámico) (kA)
16	40
20*	50*

(*) Cuando las características de la red así lo requieran, se utilizarán celdas cuyas intensidades serán de estos valores.

9.1.6 CARACTERÍSTICAS DE LA OBRA CIVIL

El Centro de Entrega, consta de una única envolvente, en la que se encuentra toda la aparamenta eléctrica, y demás equipos.

Se construirá una solera de hormigón capaz de soportar los esfuerzos verticales previstos con las siguientes características:

- Estará construida en hormigón armado de 15 cm de grosor con varillas de 4 mm y cuadro 20 x 20 cm.
- Tendrá unas dimensiones tales que abarquen la totalidad de la superficie del Centro de Medida, sobresaliendo 40 cm por cada lado.
- Incorporará la instalación de tubos de paso para las puestas a tierra.
- Sobre la solera, y para que el edificio se asiente correctamente, se dispondrá una capa de arena de 10 cm de grosor.

9.1.7 INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Las líneas de 3ª Categoría (≤ 30 kV) de alimentación al Centro de Entrega serán mediante cables subterráneos unipolares aislados con asilamiento seco termoestable, de las siguientes características:

Características	Valores
Nivel de aislamiento	12/20 kV
Naturaleza del conductor	Al
Sección del conductor	150 o 400 mm ²

La temperatura mínima ambiente para ejecutar el tendido del cable será siempre superior a 0°C. El radio de curvatura mínimo durante el tendido será de 20xD, siendo D el diámetro exterior del cable, y una vez instalado, este radio de curvatura podrá ser como máximo de 15xD.

9.1.8 CELDAS DE DISTRIBUCIÓN

Las celdas de distribución secundaria corresponderán al tipo de celdas bajo envolvente metálica, celdas con corte y aislamiento en SF6.



9.1.8.1 Celda de medida

Estará provista de transformadores de tensión e intensidad que se utilizan para dar los valores correspondientes a los apartados de medida, control y contadores de medida de energía.

9.1.8.2 Celda interruptor automático de protección

Estará provista de un interruptor automático de corte en vacío y un seccionador de tres posiciones en serie con él. La celda estará dotada con las siguientes protecciones:

- Relé de mínima tensión instantánea entre fases (27)
- Relé de máxima tensión (59)
- Relé de máxima y mínima frecuencia (81)
- Relé de máxima intensidad en fases, neutro, en el caso de red con neutro aislado la protección debe ser direccional. (50/51, 50N/51N, 67N)

9.1.8.3 Celda entrada/salida

Estará provista de un interruptor-seccionador de corte en carga y un seccionador de puesta a tierra, ambos con dispositivos de señalización de posición que garanticen la ejecución de la maniobra. Asimismo, dispondrá de pasatapas y de detectores de tensión que sirvan para comprobar la correspondencia entre fases y la presencia de tensión.

La celda estará motorizada, de modo que posteriormente sea posible instalar el sistema de telemando con tensión de servicio y sin modificar la posición abierto/cerrado del interruptor.



9.2 LÍNEA DE EVACUACIÓN CENTRO DE ENTREGA AZABACHE – SET LA PUEBLA DE VALVERDE

9.2.1 EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

La línea aéreo-subterránea discurrirá por el término municipal de La Puebla de Valverde, en la provincia de Teruel, atravesando los siguientes parajes:

PARAJE	TERMINO MUNICIPAL
Vertiente	La Puebla de Valverde
María	La Puebla de Valverde
MUP 237 La Citora	La Puebla de Valverde
Corral del Manchao	La Puebla de Valverde
Los Clerios	La Puebla de Valverde
Cerro	La Puebla de Valverde
Quinchas Frailes	La Puebla de Valverde
Venta de Paco	La Puebla de Valverde
Venta	La Puebla de Valverde
Pozo	La Puebla de Valverde
Almazán	La Puebla de Valverde
Seguín	La Puebla de Valverde
El Cubillo	La Puebla de Valverde
La Viñas	La Puebla de Valverde

El proyecto queda definido por el siguiente listado de coordenadas UTM, en ETRS89 y huso 30:

TRAMO I SUBTERRÁNEO

COORDENADAS UTM (HUSO 30 - ETRS89)			
Hito	Denominación	COORDENADAS	
		X	Y
CE AZABACHE	CE	672.466	4.461.021
1	C-4500-16-T3 (PAS)	676.700	4.455.212

TRAMO AÉREO

COORDENADAS UTM (HUSO 30 - ETRS89)			
Nº de Apoyo	Denominación Apoyo	COORDENADAS	
		X	Y
1	C-4500-16-T3 (PAS)	676.700	4.455.212
2	C-4500-14-T3 (PAS)	676.753	4.455.109



TRAMO II SUBTERRÁNEO

COORDENADAS UTM (HUSO 30 - ETRS89)			
Hito	Denominación	COORDENADAS	
		X	Y
2	C-4500-14-T3 (PAS)	676.753	4.455.109
SET LA PUEBLA DE VALVERDE	SET	676.638	4.454.053

9.2.2 DESCRIPCIÓN DEL TRAZADO DE LA LÍNEA

El circuito de evacuación del PE partirá en subterráneo (9.771 m), desde el Centro de Entrega, hasta llegar al apoyo nº1 de conversión aéreo-subterránea. Desde aquí, el trazado discurrirá en aéreo y configuración Simple Circuito, para realizar el cruce con la Carretera A-232 y la Rambla del Cubillo (115 m), hasta llegar al apoyo nº2, donde se realizará conversión aéreo-subterránea. Desde aquí, el trazado continuará (1.706 m) en subterráneo, hasta la SET La Puebla de Valverde, de E-DISTRIBUCIÓN, existente (Parcela 36-144 de La Puebla de Valverde) donde se realizará la entrada del circuito en la posición de la citada SET:

TRAMO I SUBTERRÁNEO

Hito	Denominación	Longitud (m)	Término Municipal
CE	CE AZABACHE	5	La Puebla de Valverde
-	Zanja	9.750	La Puebla de Valverde
1	C-4500-16-T3 (PAS)	16	La Puebla de Valverde
TOTAL CABLE		9.771	

TRAMO AÉREO

Nº Alineación	Apoyos	Longitud (m)	Término Municipal
1	1 – 2	115	La Puebla de Valverde
TOTAL	2 Ud.	115	

TRAMO II SUBTERRÁNEO

Hito	Denominación	Longitud (m)	Término Municipal
2	C-4500-14-T3 (PAS)	14	La Puebla de Valverde
-	Zanja	1.687	La Puebla de Valverde
SET	SET La Puebla de Valverde	5	La Puebla de Valverde
TOTAL CABLE		1.706	

En el *Documento Planos* se puede observar el trazado de la línea.



9.2.3 CATEGORÍA DE LA LÍNEA Y ZONA

Según se indica en el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, en su artículo 3. Tensiones nominales. Categorías de las líneas, atendiendo a su tensión nominal:

- Tercera Categoría: Tensión nominal igual o inferior a 30 kV y superior a 1 kV.

Según se indica en el apartado 3.1.3 de la ITC-LAT 07 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, la línea del proyecto se clasifica atendiendo a su altitud:

- Zona C: situada a una altitud superior a 1000 metros sobre el nivel del mar.

Según se indica en el apartado 2.1 de la ITC-LAT 06 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, la línea del proyecto se clasifica atendiendo a la duración máxima de un eventual funcionamiento con una fase a tierra, que el sistema de puesta a tierra permita:

- Categoría A: los defectos de tierra se eliminan tan rápidamente como sea posible y en cualquier caso antes de un minuto.

9.2.4 CARACTERÍSTICAS DEL TRAMO AÉREO

9.2.4.1 Datos generales de la línea

- Tensión (kV):	20
- Frecuencia:.....	50 Hz
- Factor de potencia:.....	0,95
- Longitud (m):	151
- Categoría de la línea:	3ª
- Zona/s por la/s que discurre:	Zona A
- Conductor:.....	LA-110 (94-AL1/22-ST1A)
- Velocidad del viento considerada (Km/h):.....	120
- Tipo de montaje:.....	Simple Circuito (SC)
- Número de conductores por fase:.....	1
- Nº de apoyos:	2
- Aislamiento:.....	Cadenas de 4 elementos U70BS de vidrio templado
- Cota más baja (m):	1.066
- Cota más alta (m):	1.076



En la siguiente tabla se incluye la relación de las longitudes de los vanos y las cotas de los apoyos que se proyectan para la construcción de esta línea.

Nº Apoyo	Cota terreno (m)	Vano anterior (m)	Vano posterior (m)	Función	Tipo terreno	Ángulo interior (gr)
1	1.066,36	0,00	115,48	FL	Normal	-
2	1.076,15	115,48	0,00	FL	Normal	-

- FL – Principio o Final de línea

9.2.4.2 Datos del conductor

El conductor elegido es de tipo Aluminio-Acero, según la norma UNE-50182, tiene las siguientes características:

- Denominación: LA-110 (242-AL1/39-ST1A)
- Sección total (mm²): 116,20
- Diámetro total (mm): 14,0
- Número de hilos de aluminio: 30
- Número de hilos de acero: 7
- Carga de rotura (kg): 4.400
- Resistencia eléctrica a 20 °C (Ohm/km): 0,306
- Peso (kg/m): 0,433
- Coeficiente de dilatación (°C): 1,78·E⁻⁵
- Módulo de elasticidad (kg/mm²): 8.200
- Tense máximo (Kg – Zona A): 1.000

En el apartado del *Anejo 10* se amplía la información del conductor.

El tendido se efectuará de acuerdo con las tablas de tensiones y flechas que se acompañan en el *Anejo 10*, obtenidas con el programa de cálculo de líneas del Fabricante de Apoyos IMDEXSA.

9.2.4.3 Apoyos

Todos los apoyos utilizados para este proyecto serán metálicos y galvanizados en caliente, según el fabricante IMDEXSA o similar.

Número apoyo	Función apoyo	Tipo cruceta	Apoyo	Altura Útil (m)	Armado Crucetas (m)	Código armado	Peso apoyo (Kg)
					"a - b"		
1	FL	T	C-4500-16-T3 (PAS)	12,93	1,75 - 0,60	T3	1.128
2	FL	T	C-4500-14-T3 (PAS)	10,99	1,75 - 0,60	T3	977

APOYOS PAS (1 y 2)

* Todos los puentes forrados

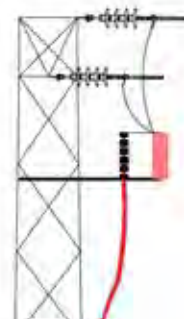
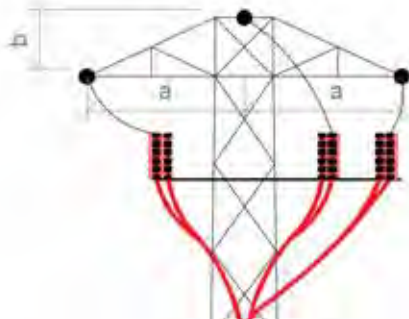


Ilustración 4: armados tipo

En el *Documento Planos* se puede consultar la geometría, y en el *Anejo 10* se puede consultar los esfuerzos admisibles de los apoyos seleccionados.

9.2.4.4 Cimentaciones

Para una eficaz estabilidad de los apoyos, éstos se encastrarán en el suelo en bloques de hormigón u hormigón armado, calculados de acuerdo con la resistencia mecánica del mismo. Las características de las cimentaciones de cada uno de los apoyos será la siguiente:

Número apoyo	Apoyo	Tipo Terreno	Tipo cimentación	Dimensiones (m)		V (Exc.) (m³)	V (Horm.) (m³)
				a	h		
1	C-4500-16-T3 (PAS)	Normal	Monobloque	1,16	2,47	3,32	3,59
2	C-4500-14-T3 (PAS)	Normal	Monobloque	1,09	2,41	2,86	3,10

El volumen total de hormigón necesario para la cimentación de los apoyos correspondientes al proyecto es de 6,69 m³.

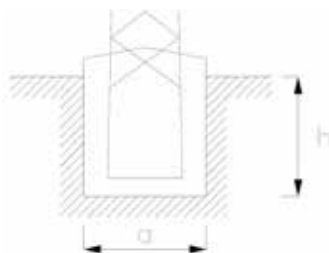


Ilustración 5: cimentación monobloque

En el *Documento Planos* se pueden consultar las geometrías de las cimentaciones de los apoyos seleccionados.



9.2.4.5 Aislamiento

Las cadenas de aislamiento que componen cada apoyo, y que sostienen al conductor están formadas por diferentes componentes, como son los aisladores y herrajes. Veamos las características de todos los elementos que las componen, y una descripción de las cadenas según los diferentes apoyos:

Cadena de amarre (simple)

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-LAT 07 del R.L.A.T. La configuración elegida es de cadenas simples.

El aislador elegido, y sus características, es:

- Tipo: U70BS
- Material: Vidrio
- Paso (mm): 127
- Diámetro (mm): 255
- Dimensión acoplamiento: 16A
- Línea de fuga (mm): 320
- Peso (Kg): 3,4
- Carga de rotura (kN): 70
- Nº de elementos por cadena: 4
- Tensión soportada a frecuencia industrial – seco (kV): ... 280 (4 elementos)
- Tensión soportada a frecuencia industrial – lluvia (kV): .. 160 (4 elementos)
- Tensión soportada al impulso tipo rayo (kV): 400 (4 elementos)
- Longitud de la cadena (aisladores) (mm): ≈ 740

Descripción de cadenas según el tipo de apoyos

Apoyos de fin de línea.

Los apoyos de amarre y/o anclaje llevarán los siguientes componentes:

3 cadenas amarre simple, con 4 aisladores cada una. – Aisladores tipo U70BS.

1 Ud. – Grapa de amarre por cadena.

En el *Documento Planos* se pueden consultar las cadenas seleccionadas.

9.2.4.6 Puesta a tierra de los apoyos

Todos los apoyos se conectarán a tierra con una conexión independiente y específica para cada uno de ellos.



Se puede emplear como conductor de conexión a tierra cualquier material metálico que reúna las características exigidas a un conductor según el apartado 7.2.2 de la ITC-LAT 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 de 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-LAT 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 ITC-LAT 07 del R.L.A.T.

Para el caso de los apoyos tetrabloque se colocará un electrodo horizontal (cable enterrado de 95 mm² de sección de Cu, dispuesto en forma de anillo enterrado como mínimo a una profundidad de 1 m. A dicho anillo se conectarán cuatro picas de 20 mm de diámetro y 2000 mm de longitud, conectadas mediante un cable desnudo de cobre de 95 mm², atornillado a la estructura de la torre. En función del tipo de apoyo que sea (frecuentado o no frecuentado) se realizará la puesta a tierra según los estándares del operador eléctrico de la zona. Debido a la disposición de los apoyos, se consideran todos NO FRECUENTADOS. Una vez se conozcan los valores de la resistividad eléctrica del terreno, se optimizará la puesta a tierra indicada en el *Documento Planos*. Una vez completada la instalación de los apoyos con sus correspondientes electrodos de puesta a tierra, se comprobarán que las tensiones de contacto medidas en cada apoyo son menores que las máximas admisibles.

Para el cálculo de las tensiones de contacto máximas se tendrán en cuenta las siguientes expresiones:

$$V_C = V_{CA} \left(1 + \frac{R_{a1} + 1,5\rho_s}{1000} \right)$$

donde:

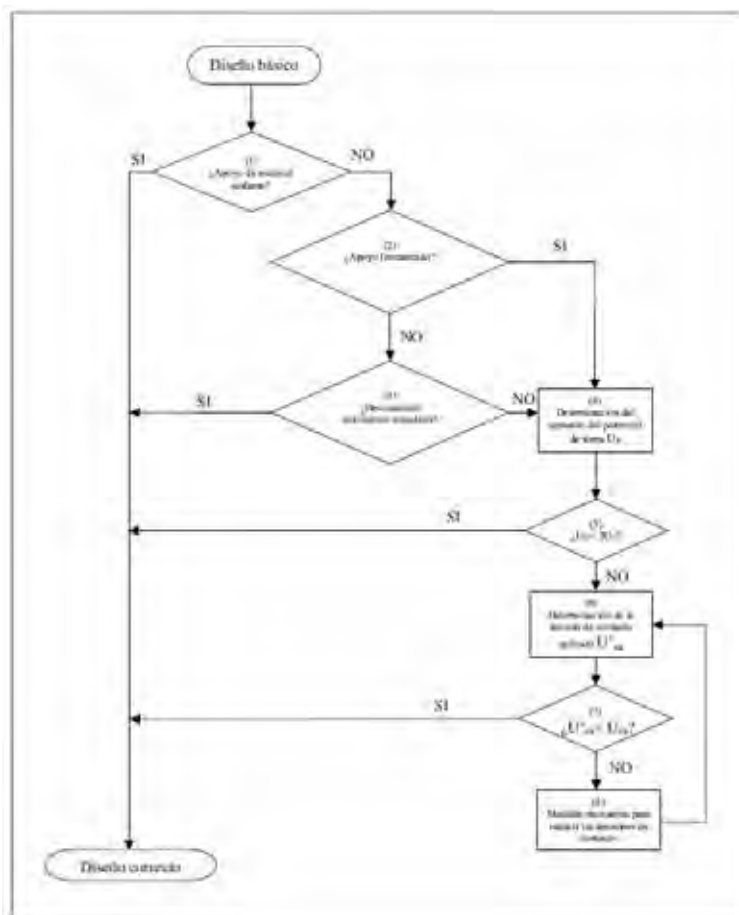
ρ_s : Resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$).

V_{CA} : Tensión de contacto aplicada admisible

R_{a1} : Resistencia del calzado.



La validación del sistema de puesta a tierra de los apoyos se realizará según indica el apartado 7.3.4.3 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T., según se muestra en el siguiente esquema:



En el *Documento Planos* se puede consultar la tipología de la puesta a tierra seleccionada para los apoyos.

9.2.4.7 Numeración y aviso de peligro

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

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

En el *Documento Planos* se puede consultar la placa de señalización.

9.2.4.8 Distancias de seguridad en la línea aérea de evacuación

Para el cálculo de los distintos elementos de la instalación se tendrán en cuenta las distancias mínimas de seguridad indicadas en el apartado 5 de la ICT-LAT 07 del R.L.A.T.



DISTANCIAS DE SEGURIDAD		
Distancia mínima	Condición	Observaciones
Distancia de aislamiento eléctrico para evitar descargas	Tensión más elevada de la red U_s (kV) = 17,5 kV $D_{el} = 0,16$ m $D_{pp} = 0,20$ m	Se tendrá en cuenta lo descrito en el apartado 5.4.2. del ITC-LAT 07 del RLAT.
Entre conductores	$D = K \cdot \sqrt{F + L} + 0,75 \cdot D_{pp}$	D = separación en m K = coef. de oscilación (tabla 16 apartado 5.4.1 de la ITC-LAT 07 del RLAT) F = fecha máxima en m (apartado 3.2.3 de la ITC-LAT 07 del RLAT) L = longitud de la cadena de suspensión en m
A terreno, caminos, sendas y a cursos de agua no navegables	La altura de los apoyos será la necesaria para que los conductores queden por encima a una altura mínima de: $D_{add} + D_{el} = 5,3 + D_{el} = 5,46$ m (mínimo 6 m)	Habrà que tener en cuenta la flecha máxima prevista según las hipótesis de temperatura y hielo más desfavorable. En lugares de difícil acceso, se reducirà hasta un metro. Sí atraviesan explotaciones ganaderas o agrícolas la altura mínima será 7 m.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD		
Cruzamiento	Condición	Observaciones
Con otras líneas eléctricas aéreas o líneas aéreas de telecomunicación	Entre conductor y apoyo: 2 m (Para $U < 45$ kV) Entre conductores: $D_{add} + D_{pp} = D_{add} + 0,20$ D_{add} según tabla (*)	-
Carreteras	$D_{add} + D_{el} = 6,3 + 0,16$ (mínimo 7 m)	Los apoyos en las proximidades de carreteras se instalarán a una distancia de la arista exterior de la calzada superior a 1,5 veces su altura, preferentemente detrás de la línea límite de edificación, situada respecto de la arista exterior de la calzada a 50 m en autopistas, autovías y vías rápidas y a 25 m en el resto de la Red de Carreteras del Estado. Se seguirán las prescripciones indicadas por el órgano competente de la Administración para cada caso particular.
Ferrocarriles sin electrificar	Mismas condiciones que para el cruzamiento en Carreteras.	La distancia mínima para la ubicación de los apoyos será de 50 m hasta la arista exterior de la explanación de la vía férrea. En ningún caso podrán instalarse apoyos a una distancia de la arista exterior de la explanación inferior a 1,5 veces la altura del apoyo. Se seguirán las prescripciones indicadas por el órgano competente de la Administración para cada caso particular.



DISTANCIAS DE SEGURIDAD		
Cruzamiento	Condición	Observaciones
Ferrocarriles electrificados, tranvías y trolebuses	La distancia mínima vertical entre los conductores, con su máxima flecha vertical prevista, y el conductor más alto de todas las líneas de energía eléctrica, telefónicas y telegráficas del ferrocarril será: $D_{add}+D_{el} = 3,5 + 0,16$ (mínimo de 4 m)	Se seguirá lo indicado para Ferrocarriles sin electrificar.
Teleféricos y cables transportados	La distancia mínima vertical entre los conductores eléctricos, con su máxima flecha vertical prevista, y la parte más elevada del teleférico será: $D_{add}+D_{el} = 4,5+0,16$ (mínimo de 5 m)	La distancia horizontal entre la parte más próxima del teleférico y los apoyos de la línea eléctrica en el vano de cruce será como mínimo la que se obtenga de la fórmula indicada. El teleférico deberá ser puesto a tierra a cada lado del cruce, de acuerdo con las prescripciones del apartado 7 del ITC-LAT 07 del RLAT.
Ríos y canales, navegables o flotables	La altura mínima de los conductores eléctricos sobre la superficie del agua para el máximo nivel que pueda alcanzar ésta será: $G+D_{add}+D_{el} = G+2,3+0,16$ G es el gálibo. Si no está definido se utilizará un valor de 4,7 m.	La instalación de los apoyos en las proximidades de ríos y canales navegables será a una distancia del borde del cauce fluvial superior 1,5 veces su altura, con un mínimo de 25 m .

Tensión nominal de la red de mayor tensión del cruzamiento (kV)	D _{add} (m)	
	Para distancias del apoyo de la línea superior al punto de cruce ≤ 25 m	Para distancias del apoyo de la línea superior al punto de cruce > 25 m
De 3 a 30	1,8	2,5
45 o 66	2,5	
110, 132, 150	3	
220	3,5	
400	4	

DISTANCIAS DE SEGURIDAD	
Paralelismo	Condición / Observaciones
Con otras líneas eléctricas aéreas o líneas aéreas de telecomunicación	Se evitará la construcción de líneas paralelas a distancias inferiores a 1,5 veces la altura del apoyo más alto, entre las trazas de los conductores más próximos.



DISTANCIAS DE SEGURIDAD	
Paralelismo	Condición / Observaciones
Carreteras	Los apoyos en las proximidades de carreteras se instalarán a una distancia de la arista exterior de la calzada superior a 1,5 veces su altura, preferentemente detrás de la línea límite de edificación, situada respecto de la arista exterior de la calzada a 50 m en autopistas, autovías y vías rápidas y a 25 m en el resto de la Red de Carreteras del Estado. Se seguirán las prescripciones indicadas por el órgano competente de la Administración para cada caso particular.
Ferrocarriles sin electrificar	La distancia mínima para la ubicación de los apoyos será de 50 m hasta la arista exterior de la explanación de la vía férrea. Se seguirán las prescripciones indicadas por el órgano competente de la Administración para cada caso particular.
Ferrocarriles electrificados, tranvías y trolebuses	Se seguirá lo indicado para Ferrocarriles sin electrificar.
Ríos y canales, navegables o flotables	La instalación de los apoyos en las proximidades de ríos y canales navegables será a una distancia del borde del cauce fluvial superior 1,5 veces su altura, con un mínimo de 25 m .

9.2.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS TRAMOS SUBTERRÁNEOS

La red se explotará, en régimen permanente, con corriente alterna trifásica, 50 Hz de frecuencia, a la tensión nominal de 20 kV.

9.2.5.1 Cable aislado de potencia

Los cables a utilizar serán cables subterráneos unipolares de aluminio, con aislamiento seco termoestable (polietileno reticulado XLPE), con pantalla semiconductora sobre conductor y sobre aislamiento y con pantalla metálica de aluminio.

Se ajustarán a lo indicado en las normas UNE-HD 620-10E, UNE 211620 y a la ITC-LAT 06 del R.L.A.T.

El circuito de la línea subterránea de 20 kV, objeto de este proyecto, se compondrá de una terna de tres conductores unipolares y de las características que se indican a continuación:

El cable será del tipo UNE RH5Z1 12/20 kV con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta exterior de poliolefina termoplástica, de sección 3x1x400 mm² en Al.

Estará debidamente protegido contra la corrosión que pueda provocar el terreno donde se instale o la producida por corrientes vagabundas, y tendrá suficiente resistencia para soportar los esfuerzos a que pueda ser sometido durante el tendido.

La sección y designación del cable será:

- Sección: 400 mm²



- Designación UNE: RH5Z1 12/20 kV 3x1x400 mm² Al

Características del cable:

- Tipo de cable: RH5Z1
- Sección: 400 mm²
- Tensión: 12/20 kV
- Conductor: Aluminio
- Aislamiento: Polietileno Reticulado (XLPE)
- Pantalla: Cinta de Al termosoldada y adherida a la cubierta
- Intensidad máxima: I = 445 A
- Resistencia eléctrica 90°C (R): 0,100 Ω/Km
- Reactancia eléctrica (X): 0,101 Ω/Km

9.2.5.2 Terminaciones

Las terminaciones se instalarán en los extremos de los cables para garantizar la unión eléctrica de éste con otras partes de la red, manteniendo el aislamiento hasta el punto de la conexión.

Las terminaciones limitan la capacidad de transporte de los cables, tanto en servicio normal como en régimen de sobrecarga, dentro de las condiciones de funcionamiento admitidas.

Del mismo modo, las terminaciones admiten las mismas corrientes de cortocircuito que las definidas para el cable sobre el cual se van a instalar.

Para asegurar una correcta compatibilidad entre el cable y los empalmes a la hora de su montaje en la instalación, los diámetros nominales y las tolerancias de fabricación, tanto del conductor como del aislamiento, se adecuan a los valores especificados según las características de los cables subterráneos.

Las terminaciones constan básicamente de dos partes, de acuerdo con la función que desempeñan:

- Parte mecánica; constituida por los elementos de conexión del conductor y la pantalla del cable al terminal, y la envolvente o cubierta exterior.
- Parte eléctrica; constituida por elementos y materiales que permiten soportar el gradiente eléctrico en la parte central del terminal y en las zonas de transición entre el terminal y el cable.

Según la topología de los tramos subterráneos de la LAT de 15 kV en proyecto, el tipo de terminación para los cables de alta tensión a emplear será de dos tipos:

- Terminaciones convencionales contráctiles o enfilables en frío, tanto de exterior como de interior:



Se utilizarán estas terminaciones para la conexión a instalaciones existentes con celdas de aislamiento al aire o en las conversiones aéreo-subterráneas. Estas terminaciones serán acordes a las normas UNE 211027, UNE HD 629-1 y UNE EN 61442. Se tomará como referencia la norma informativa GSCC005 12/20(24) kV and 18/30(36) kV Cold shrink terminations for MV cables.

- Conectores separables:

Se utilizarán para instalaciones con celdas de corte y aislamiento en SF6. Serán acordes a las normas UNE-HD629-1 y UNE-EN 61442. Se tomará como referencia la norma informativa GSCC006 12/20(24) kV and 18/30(36) kV Separable connectors for MV cables.

9.2.5.3 Empalmes

Los empalmes serán adecuados para el tipo de conductores empleados y aptos igualmente para la tensión de servicio.

En general se utilizarán siempre empalmes contráctiles en frío, tomando como referencia las normas UNE: UNE211027, UNE-HD629-1 y UNE-EN 61442 y la norma informativa GSCC004 12/20(24) kV and 18/30(36) kV cold shrink compact joints for MV underground cables.

9.2.5.4 Conversiones de línea aéreo-subterránea

En el tramo de subida hasta la línea aérea, el cable subterráneo irá protegido dentro de un tubo o bandeja cerrada de hierro galvanizado o de material aislante con un grado de protección contra daños mecánicos no inferior a IK10 según la norma UNE-EN 50102. El tubo o bandeja se obturará por su parte superior para evitar la entrada de agua y se empotrará en la cimentación del apoyo. Sobresaldrá 2,5 m por encima del nivel del terreno. En el caso de tubo, su diámetro interior será como mínimo 1,5 veces el diámetro aparente de la terna de cables unipolares, y en el caso de bandeja, su sección tendrá una profundidad mínima de 1,8 veces el diámetro de un cable unipolar, y una anchura de unas tres veces su profundidad.

Deberán instalarse protecciones contra sobretensiones mediante pararrayos. La conexión a tierra de los pararrayos no se realizará a través de la estructura del apoyo metálico, se colocará una línea de tierra a tal efecto, a la que además se conectarán, cortocircuitadas, las pantallas de los cables subterráneos.

Se instalará una arqueta cerca del apoyo en el caso de que exista previsión de instalación de fibra óptica, para realizar la conversión aérea subterránea de la fibra. La arqueta se dejará lo más próxima al apoyo con una distancia máxima de 5 m, y



conectada mediante tubo de protección del cable de fibra que ascenderá por el lado opuesto al que ascienden los cables eléctricos hasta una altura de 2,5 m.

9.2.5.5 Pararrayos

Con objeto de proteger los cables contra las sobretensiones provocadas por descargas atmosféricas, se instalará una autoválvula o pararrayos en cada uno de los extremos de los cables unipolares que llegan a los apoyos de conversión aéreo-subterránea. Estos elementos se dispondrán entre el tramo aéreo y el terminal.

Estarán constituidos por resistencias de características no lineal, de óxido de cinc, conectadas en serie sin explosores. La envolvente externa será polimérica (goma silicona).

Los pararrayos irán equipados de un dispositivo de desconexión que debe actuar en el caso de que se haya producido un fallo en el funcionamiento, evitando de esta manera un defecto permanente en la red y al mismo tiempo señalando de forma visible el pararrayos defectuoso.

El dispositivo de desconexión estará unido a una trencilla de cobre de sección 50 mm² y longitud 500 mm, que en el extremo no unido al pararrayos equipará un terminal de cobre estañado.

9.2.5.6 Cables de fibra óptica

En caso de ser necesario, las comunicaciones a implementar en la línea subterránea se basarán siempre en fibra óptica tendida conjuntamente con el cable. Las líneas con cable subterráneo no pueden soportar comunicaciones mediante ondas portadoras a causa de la elevada capacidad de este tipo de cables.

El cable de fibra óptica estará formado por un material dieléctrico ignífugo y con protección anti-roedores.

Estará compuesto por una cubierta interior de material termoplástico y dieléctrico, sobre la que se dispondrá una protección antirroedores dieléctrica. Sobre el conjunto así formado se extruirá una cubierta exterior de material termoplástico e ignífuga.

En el interior de la primera cubierta se alojará el núcleo óptico formado por un elemento central dieléctrico resistente, por tubos holgados (alojan las fibras ópticas holgadas), en cuyo interior se dispondrá un gel antihumedad de densidad y viscosidad adecuadas y compatible con las fibras ópticas.

Todo el conjunto irá envuelto por unas cintas de sujeción.

La fibra óptica deberá garantizarse para una vida media > 25 años y para una temperatura máxima continua en servicio de 90° C siendo esta temperatura constante alrededor de todo el conductor.



9.2.5.7 Zanja subterránea

Las zanjas tendrán por objeto alojar la línea subterránea de media tensión, así como el conductor de puesta a tierra y la red de comunicaciones, en caso de ser necesario.

El trazado de la zanja se ha diseñado tratando que sea lo más rectilíneo posible y respetando los radios de curvatura mínimos de cada uno de los cables utilizados.

Las canalizaciones se dispondrán junto a los caminos, tratando de minimizar el número de cruces, así como la afección al medio ambiente y a los propietarios de las fincas por las que trascurren.

En la línea, nos encontraremos con dos tipos de zanjas:

- Zanja en tierra
- Zanja para cruces

Zanja en tierra

La zanja en tierra se caracteriza porque los cables se disponen enterrados directamente en el terreno, sobre un lecho de arena lavada de río, dispuestos en capa y pegados uno a otro. Las dimensiones de la zanja atenderán al número de cables a instalar.

Encima de ellos irá otra capa de arena hasta completar los 30 cm de espesor y sobre ésta una protección mecánica (ladrillos, rasillas, cerámicas de PPC, etc.) colocada transversalmente.

Después se rellenará la zanja con 50 cm de material seleccionado y se terminará de rellenar con tierras procedentes de la excavación, colocando a 40 cm de la superficie de la cinta de señalización que advierta de la existencia de cables eléctricos.

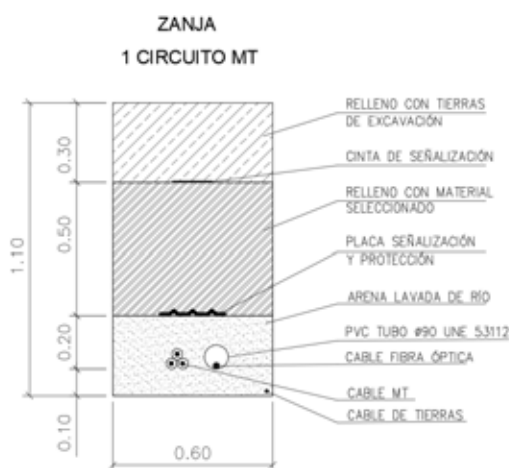


Ilustración 6: zanja MT en tierra

Zanja para cruces de caminos

Las canalizaciones en cruces serán entubadas y estarán constituidas por tubos de material sintético y amagnético, hormigonados, de suficiente resistencia mecánica, debidamente enterrados en la zanja.



El diámetro interior de los tubos para el tendido de los cables será de 200 mm, debiendo permitir la sustitución del cable averiado.

Estas canalizaciones deberán quedar debidamente selladas en sus extremos.

Las zanjas se excavarán según las dimensiones indicadas en el *Documento Planos*, atendiendo al número de cables a instalar. Sus paredes serán verticales, proveyéndose entibaciones en los casos que la naturaleza del terreno lo haga necesario. Los cables entubados irán situados a 1,20 m de profundidad protegidos por una capa de hormigón de HM-20 de 0,90 m.

El resto de la zanja se rellenará con tierras procedentes de la excavación, compactándose al 98% del Proctor Normal, colocando a 30 cm de la superficie la cinta de señalización que advierta de la existencia de cables eléctricos.

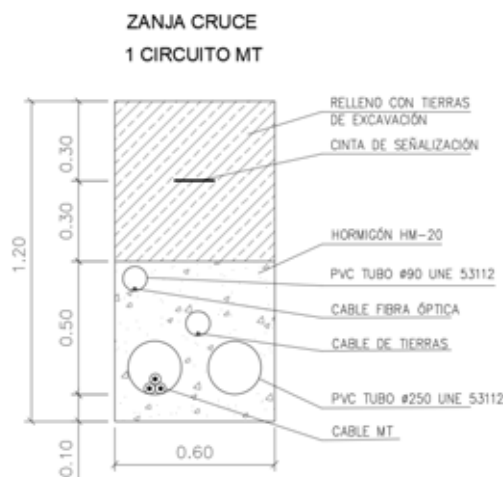


Ilustración 7: zanja MT para cruces

Zanja para cruces de cauces

En los cruces con Dominio Público Hidráulico, la generatriz superior del tubo quedará a 1,50 m por debajo del lecho del cauce de barrancos, debiendo dejar el cauce y márgenes afectados por el cruce en su estado primitivo.

La zanja se rellenará con material proveniente de la excavación del lecho, al menos en los 0,3-0,5 m superiores, no provocando ninguna elevación de la cota del lecho del cauce respecto a la cota inicial existente y garantizando que el DPH quedará libre y diáfano. El tubo en el que se alojan los conductores estará embebido en hormigón para evitar que el agua entre en contacto con los cables en caso de rotura.

En el caso de la existencia de una obra de paso cercana, se recomienda realizar los cruces subterráneos de líneas eléctricas usando éstas como soporte, siempre que no se reduzca la sección de desagüe, adosando la conducción al lateral de la estructura,



preferiblemente en el lado situado aguas abajo, en el caso de la obra de drenaje transversal, o bien realizar el cruce bajo la losa de hormigón prevista en el caso de los vados.

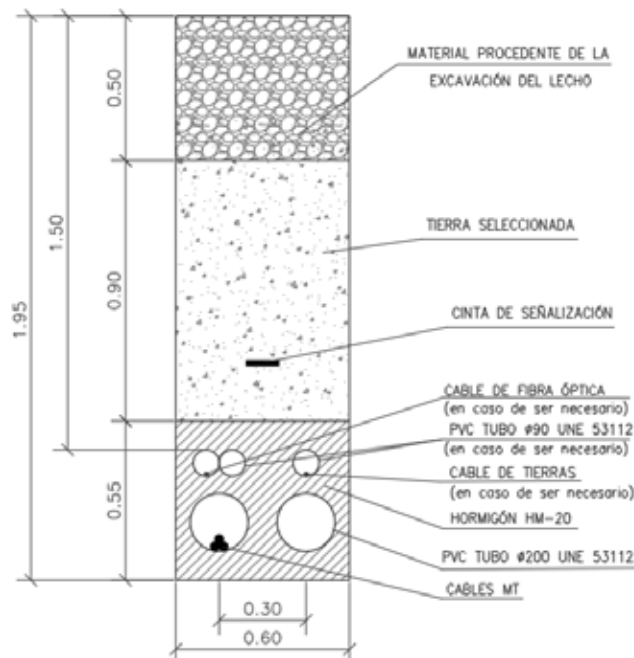


Ilustración 8: zanja de cruce con cauces

Arquetas de ayuda al atendido

Las arquetas serán prefabricadas o de ladrillo sin fondo para favorecer la filtración de agua. En la arqueta, los tubos quedarán como mínimo a 25 cm por encima del fondo para permitir la colocación de rodillos en las operaciones de tendido. Una vez tendido el cable, los tubos se sellarán con material expansible, yeso o mortero ignífugo de forma que el cable quede situado en la parte superior del tubo. La situación de los tubos en la arqueta será la que permita el máximo radio de curvatura.

Las arquetas ciegas se rellenarán con arena. Por encima de la capa de arena se rellenará con tierra cribada compactada hasta la altura que se precise en función del acabado superficial que le corresponda.

En todos los casos, deberá estudiarse por el proyectista el número de arquetas y su distribución, en base a las características del cable y, sobre todo, al trazado, cruces, obstáculos, cambios de dirección, etc., que serán realmente los que determinarán las necesidades para hacer posible el adecuado tendido del cable.

9.2.5.8 Sistema de puesta a tierra

Las pantallas metálicas de los cables de Media Tensión se conectarán a tierra en cada



uno de sus extremos.

9.2.5.9 *Hitos de señalización*

Para identificar el trazado de la red subterránea de alta tensión, se colocarán hitos de señalización de hormigón prefabricados cada 50 m y en los cambios de dirección.

En estos hitos de señalización se indicará en la parte superior una referencia que advierta de la existencia de cables eléctricos.

9.2.5.10 *Protecciones*

Para la protección contra sobrecargas, sobretensiones, cortocircuitos y puestas a tierra se dispondrán en las Subestaciones Transformadoras los oportunos elementos (interruptores automáticos, relés, etc.), los cuales corresponderán a las exigencias que presente el conjunto de la instalación de la que forme parte la línea subterránea en proyecto.

9.2.5.11 *Cruzamientos, proximidades y paralelismos en la línea subterránea de evacuación*

Los cables subterráneos deberán cumplir los requisitos señalados en el apartado 5 de la ITC-LAT 06 del RLAT, las correspondientes Especificaciones Particulares de la compañía distribuidora aprobadas por la Administración y las condiciones que pudieran imponer otros órganos competentes de la Administración o empresas de servicios, cuando sus instalaciones fueran afectadas por tendidos de cables subterráneos de AT.

Las distancias a respetar son las mismas que las citadas en el apartado 8.5.2 de este documento.



10 PLANIFICACIÓN

Descripción	MES 1				MES 2				MES 3			
INICIO DE OBRAS												
OBRA CIVIL												
TRABAJOS PREVIOS												
Replanteos												
Accesos												
Instalaciones de obra												
VIALES Y PLATAFORMAS DE MONTAJE												
Movimientos de tierra												
Firmes												
Repaso final												
ZANJAS												
Apertura zanjias												
Relleno zanjias												
CIMENTACIÓN AEROGENERADORES												
Excavaciones												
Suministro de carretes												
Puesta a tierra												
Armados												
Hormigonado												
Rellenos												
MONTAJE AEROGENERADORES												
Acopio de materiales												
Montaje												
OBRA ELÉCTRICA												
Tendido de conductores												
Conexionado												
PUESTA EN MARCHA Y PRUEBAS												
Puesta en marcha												
Fase de pruebas												
FUNCIONAMIENTO COMERCIAL DEL PARQUE												



11 CONCLUSIÓN

Con el presente proyecto, se entiende haber descrito adecuadamente las diferentes instalaciones del Parque Eólico AZABACHE 5,53 MW y su infraestructura de evacuación, sin perjuicio de cualquier otra ampliación o aclaración que las autoridades competentes consideren oportunas.

Zaragoza, noviembre 2021
Fdo. Pedro Machín Iturria
Ingeniero Industrial
Colegiado Nº 2.474
COIAR



PROYECTO PARQUE EÓLICO AZABACHE 5,53 MW Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

DOCUMENTO 2: ANEJOS

Término Municipal de La Puebla de Valverde (Teruel)



En Zaragoza, noviembre de 2021



ÍNDICE ANEJOS

- ANEJO 1: Coordenadas del parque eólico
- ANEJO 2: Relación de bienes y derechos afectados
- ANEJO 3: Cálculos de producción de energía
- ANEJO 4: Cálculos eléctricos
- ANEJO 5: Cálculos de movimiento de tierras
- ANEJO 6: Justificación de adecuación al planeamiento urbanístico vigente
- ANEJO 7: Gestión de residuos
- ANEJO 8: Medidas a tener en cuenta para la minimización de riesgos de incendios
- ANEJO 9: Especificaciones técnicas del aerogenerador
- ANEJO 10: Cálculos de la Infraestructura de Evacuación
- ANEJO 11: Prescripciones técnicas de protección de la avifauna

ANEJO 1

Coordenadas del parque eólico



ÍNDICE

1	POLIGONAL PARQUE EÓLICO.....	2
2	POSICIONES AEROGENERADORES.....	3
3	POSICIONES TORRES DE MEDICIÓN	4



1 POLIGONAL PARQUE EÓLICO

POLIGONAL PE Coordenadas UTM ETRS 89 30N		
Vértice	X _{UTM}	Y _{UTM}
1	671.518	4.461.349
2	674.490	4.457.571
3	675.939	4.458.416
4	673.284	4.462.259



2 POSICIONES AEROGENERADORES

Aerogeneradores	Coordenadas ETRS89 UTM 30N	
	X _{UTM}	Y _{UTM}
A01	672.637	4.461.326



3 POSICIONES TORRES DE MEDICIÓN

Coordenadas ETRS89 UTM 30N		
Torre de medición	X_{UTM}	Y_{UTM}
TM-A01	672.382	4.461.025

ANEJO 2

Relación de bienes y derechos afectados

PARQUE EÓLICO AZABACHE 5,53 MW Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

Anejo 2



T.M.	Pol.	Parc.	Ref. Catastral	Uso	Aerogenerador				Torre medición		Línea Aérea								Línea Subterránea				Centro de Entrega (m²)	Centro de control (m²)
					Cimentación (m²)	Plataforma (m²)	Vuelo (m²)	Viales acceso (m²)	Cimentación (m²)	Plataforma (m²)	Long. Trazado (m)	Nº Apoyo	Oc. Permanente Apoyo (m²)	Serv. de Vuelo (m²)	Oc. Temporal (m²)	No edificabilidad (m²)	Long. Accesos (m)	Accesos (m²)	Long. trazado (m)	Sup. Zanja (m²)	Serv. de Paso (m²)	Oc. Temporal (m²)		
La Puebla de Valverde	36	31	44203A03600031	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,20	110,93	-	-
La Puebla de Valverde	36	32	44203A03600032	P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	57,61	-	-
La Puebla de Valverde	36	33	44203A03600033	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,26	77,96	-	-
La Puebla de Valverde	36	92	44203A03600092	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	154,14	-	-
La Puebla de Valverde	36	156	44203A03600156	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21,35	-	-
La Puebla de Valverde	36	158	44203A03600158	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	66,21	-	-
La Puebla de Valverde	36	186	44203A03600186	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29,94	-	-
La Puebla de Valverde	36	188	44203A03600188	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29,68	-	-
La Puebla de Valverde	36	189	44203A03600189	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40,07	-	-
La Puebla de Valverde	36	190	44203A03600190	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25,33	-	-
La Puebla de Valverde	36	192	44203A03600192	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29,50	-	-
La Puebla de Valverde	36	193	44203A03600193	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23,34	-	-
La Puebla de Valverde	36	9003	44203A03609003	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	280,83	168,50	831,71	173,14	-	-
La Puebla de Valverde	36	9004	44203A03609004	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	544,90	326,94	1.598,55	207,40	-	-
La Puebla de Valverde	37	29	44203A03700029	P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,88	-	30,12	-	-	-	-	-	-	-	-
La Puebla de Valverde	37	30	44203A03700030	LS	-	-	-	-	-	-	13,94	-	-	112,39	-	130,54	-	-	-	-	-	-	-	-
La Puebla de Valverde	37	31	44203A03700031	LS	-	-	-	-	-	-	10,78	-	-	91,87	-	84,76	-	-	-	-	-	-	-	-
La Puebla de Valverde	37	73	44203A03700073	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	126,69	-	-
La Puebla de Valverde	37	78	44203A03700078	P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,49	163,89	-	-
La Puebla de Valverde	37	82	44203A03700082	LS	-	-	-	-	-	-	21,84	AP02	1,19	123,52	225,00	220,41	23,65	70,96	330,80	198,48	992,39	471,01	-	-
La Puebla de Valverde	37	83	44203A03700083	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,90	6,54	32,70	14,01	-	-
La Puebla de Valverde	37	84	44203A03700084	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22,96	13,78	68,89	33,72	-	-
La Puebla de Valverde	37	86	44203A03700086	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,47	3,28	16,06	-	-	-
La Puebla de Valverde	37	90	44203A03700090	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	120,29	72,17	360,36	174,55	-	-
La Puebla de Valverde	37	214	44203A03700214	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	141,97	-	-
La Puebla de Valverde	37	9001	44203A03709001	VC	-	-	-	-	-	-	19,74	-	-	174,69	-	197,33	-	-	-	-	-	-	-	-

PARQUE EÓLICO AZABACHE 5,53 MW Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

Anejo 2



					Aerogenerador				Torre medición		Línea Aérea								Línea Subterránea				Centro de Entrega (m²)	Centro de control (m²)		
T.M.	Pol.	Parc.	Ref. Catastral	Uso	Cimentación (m²)	Plataforma (m²)	Vuelo (m²)	Viales acceso (m²)	Cimentación (m²)	Plataforma (m²)	Long. Trazado (m)	Nº Apoyo	Oc. Permanente Apoyo (m²)	Serv. de Vuelo (m²)	Oc. Temporal (m²)	No edificabilidad (m²)	Long. Accesos (m)	Accesos (m²)	Long. trazado (m)	Sup. Zanja (m²)	Serv. de Paso (m²)	Oc. Temporal (m²)				
La Puebla de Valverde	37	9008	44203A03709008	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	334,72	200,83	983,72	28,65	-	-	
La Puebla de Valverde	37	9016	44203A03709016	VP	-	-	-	-	-	-	6,15	-	-	35,08	-	61,47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
La Puebla de Valverde	38	9001	44203A03809001	VC	-	-	-	-	-	-	15,07	-	-	122,25	-	151,19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
La Puebla de Valverde	67	14	44203A06700014	P	-	-	-	-	-	-	27,96	AP01	1,35	158,08	225,00	263,55	48,59	146,63	8,05	4,83	24,15	12,97	-	-	-	
La Puebla de Valverde	67	15	44203A06700015	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
La Puebla de Valverde	67	62	44203A06700062	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	428,21	256,92	1.284,33	589,05	-	-	-	
La Puebla de Valverde	67	9002	44203A06709002	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,38	1,43	7,16	3,50	-	-	-	
La Puebla de Valverde	67	9007	44203A06709007	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,02	96,69	58,01	243,73	137,46	-	-	-
La Puebla de Valverde	67	9012	44203A06709012	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	153,01	91,81	450,08	207,46	-	-	-	
La Puebla de Valverde	68	23	44203A06800023	M	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16,09	9,65	48,24	14,98	-	-	-	
La Puebla de Valverde	68	24	44203A06800024	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46,71	28,03	141,72	70,96	-	-	-	
La Puebla de Valverde	68	85	44203A06800085	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,00	162,03	-	-	-	
La Puebla de Valverde	68	86	44203A06800086	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	85,85	-	-	-	
La Puebla de Valverde	68	87	44203A06800087	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29,17	-	-	-	
La Puebla de Valverde	68	88	44203A06800088	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28,15	-	-	-	
La Puebla de Valverde	68	91	44203A06800091	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22,94	-	-	-	
La Puebla de Valverde	68	186	44203A06800186	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15,23	97,85	-	-	-	
La Puebla de Valverde	68	226	44203A06800226	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	216,20	-	-	-	
La Puebla de Valverde	68	234	44203A06800234	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,32	39,95	-	-	-	
La Puebla de Valverde	68	237	44203A06800237	P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	71,99	378,57	-	-	-
La Puebla de Valverde	68	238	44203A06800238	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,30	86,78	-	-	-
La Puebla de Valverde	68	239	44203A06800239	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,37	14,29	-	-	-
La Puebla de Valverde	68	9003	44203A06809003	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	816,02	489,61	2.416,45	410,63	-	-	-
La Puebla de Valverde	68	9006	44203A06809006	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,82	7,45	-	-	-
La Puebla de Valverde	68	9013	44203A06809013	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	234,75	140,85	600,66	64,85	-	-	-
La Puebla de Valverde	68	9014	44203A06809014	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	127,55	76,53	342,22	3,42	-	-	-

PARQUE EÓLICO AZABACHE 5,53 MW Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

Anejo 2



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS
INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA

Nº.Colegiado.: 0002474
PEDRO MACHIN ITURRIA

ASLADYA: VD04654-21A
DEFECHA: 23/12/21

E-VISADO

T.M.	Pol.	Parc.	Ref. Catastral	Uso	Aerogenerador				Torre medición		Linea Aérea								Linea Subterránea				Centro de Entrega (m²)	Centro de control (m²)
					Cimentación (m²)	Plataforma (m²)	Vuelo (m²)	Viales acceso (m²)	Cimentación (m²)	Plataforma (m²)	Long. Trazado (m)	Nº Apoyo	Oc. Permanente Apoyo (m²)	Serv. de Vuelo (m²)	Oc. Temporal (m²)	No edificabilidad (m²)	Long. Accesos (m)	Accesos (m²)	Long. trazado (m)	Sup. Zanja (m²)	Serv. de Paso (m²)	Oc. Temporal (m²)		
La Puebla de Valverde	68	9018	44203A06809018	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	157,74	94,65	473,23	210,76	-	-
La Puebla de Valverde	94	9002	44203A09409002	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	763,92	458,35	2.286,68	752,84	-	-
La Puebla de Valverde	95	13	44203A09500013	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	53,29	-	-
La Puebla de Valverde	95	14	44203A09500014	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56,10	-	-
La Puebla de Valverde	95	15	44203A09500015	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	179,70	-	-
La Puebla de Valverde	95	78	44203A09500078	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	322,44	193,46	993,80	526,43	-	-
La Puebla de Valverde	95	82	44203A09500082	P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42,77	25,66	126,19	223,46	-	-
La Puebla de Valverde	95	84	44203A09500084	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12,79	-	-
La Puebla de Valverde	95	85	44203A09500085	P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	138,91	-	-
La Puebla de Valverde	95	116	44203A09500116	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,67	44,52	-	-
La Puebla de Valverde	95	151	44203A09500151	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19,55	-	-	-
La Puebla de Valverde	95	159	44203A09500159	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,37	117,51	-	-
La Puebla de Valverde	95	160	44203A09500160	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12,18	7,31	44,30	217,30	-	-
La Puebla de Valverde	95	163	44203A09500163	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13,90	-	-
La Puebla de Valverde	95	9002	44203A09509002	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	51,23	30,74	125,87	7,72	-	-
La Puebla de Valverde	95	9003	44203A09509003	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11,30	6,78	36,04	-	-	-
La Puebla de Valverde	95	9004	44203A09509004	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	373,11	223,87	1.058,40	10,04	-	-
La Puebla de Valverde	95	9005	44203A09509005	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	244,57	146,74	733,57	168,13	-	-
La Puebla de Valverde	95	9007	44203A09509007	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40,88	-	-
La Puebla de Valverde	95	9009	44203A09509009	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	58,10	34,86	174,15	77,09	-	-
La Puebla de Valverde	100	10	44203A10000010	LS	313,76	6.289,49	19.581,80	12.944,50	115,48	302,34	-	-	-	-	-	-	-	-	632,03	369,51	1.972,25	1.157,59	14,32	14,40
La Puebla de Valverde	100	9005	44203A10009005	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,26	10,36	51,18	30,88	-	-
La Puebla de Valverde	101	24	44203A10100024	P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	153,24	91,94	459,72	221,68	-	-
La Puebla de Valverde	101	28	44203A10100028	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25,83	15,50	77,50	34,36	-	-
La Puebla de Valverde	104	60	44203A10400060	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37,79	-	-
La Puebla de Valverde	104	127	44203A10400127	P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,05	28,90	-	-

PARQUE EÓLICO AZABACHE 5,53 MW Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

Anejo 2



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS
INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA
Nº.Colegiado.: 0002474
PEDRO MACHIN ITURRIA
TASADORA: VD04654-21A
DE FECHA: 23/12/21
E-VISADO

T.M.	Pol.	Parc.	Ref. Catastral	Uso	Aerogenerador				Torre medición		Linea Aérea								Linea Subterránea				Centro de Entrega (m²)	Centro de control (m²)
					Cimentación (m²)	Plataforma (m²)	Vuelo (m²)	Viales acceso (m²)	Cimentación (m²)	Plataforma (m²)	Long. Trazado (m)	Nº Apoyo	Oc. Permanente Apoyo (m²)	Serv. de Vuelo (m²)	Oc. Temporal (m²)	No edificabilidad (m²)	Long. Accesos (m)	Accesos (m²)	Long. trazado (m)	Sup. Zanja (m²)	Serv. de Paso (m²)	Oc. Temporal (m²)		
La Puebla de Valverde	105	9001	44203A10509001	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	95,95	57,57	253,60	2,13	-	-
La Puebla de Valverde	106	1	44203A10600001	P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28,24	769,12	-	-
La Puebla de Valverde	106	33	44203A10600033	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	236,64	141,98	708,98	330,86	-	-
La Puebla de Valverde	106	34	44203A10600034	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	311,12	186,67	942,20	572,89	-	-
La Puebla de Valverde	106	42	44203A10600042	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25,69	139,12	-	-
La Puebla de Valverde	106	43	44203A10600043	P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11,03	-	-
La Puebla de Valverde	106	44	44203A10600044	P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32,52	-	-
La Puebla de Valverde	106	45	44203A10600045	P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,22	271,96	-	-
La Puebla de Valverde	106	56	44203A10600056	P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38,67	23,20	116,80	106,87	-	-
La Puebla de Valverde	106	57	44203A10600057	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,60	119,01	-	-
La Puebla de Valverde	106	59	44203A10600059	P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	324,93	194,96	974,79	456,52	-	-
La Puebla de Valverde	106	73	44203A10600073	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15,94	9,56	47,82	13,11	-	-
La Puebla de Valverde	106	74	44203A10600074	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	51,70	31,02	155,34	80,60	-	-
La Puebla de Valverde	106	75	44203A10600075	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21,12	12,67	63,37	33,65	-	-
La Puebla de Valverde	106	79	44203A10600079	P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,28	-	-	-
La Puebla de Valverde	106	9001	44203A10609001	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,82	1,69	8,46	4,32	-	-
La Puebla de Valverde	106	9003	44203A10609003	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	206,83	124,10	572,73	18,55	-	-
La Puebla de Valverde	106	9006	44203A10609006	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	496,89	298,13	1.406,89	189,04	-	-
La Puebla de Valverde	106	9008	44203A10609008	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	635,70	381,42	1.865,82	3,35	-	-
La Puebla de Valverde	107	11	44203A10700011	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15,31	-	-
La Puebla de Valverde	107	12	44203A10700012	P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29,89	17,94	89,28	124,18	-	-
La Puebla de Valverde	107	48	44203A10700048	P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	99,56	323,24	-	-
La Puebla de Valverde	107	53	44203A10700053	LS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36,48	161,48	-	-
La Puebla de Valverde	107	91	44203A10700091	P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12,94	27,68	-	-
La Puebla de Valverde	107	92	44203A10700092	P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46,57	107,36	-	-
La Puebla de Valverde	107	164	44203A10700164	P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	603,52	2.619,95	-	-

PARQUE EÓLICO AZABACHE 5,53 MW Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

Anejo 2



T.M.	Pol.	Parc.	Ref. Catastral	Uso	Aerogenerador				Torre medición		Linea Aérea								Linea Subterránea				Centro de Entrega (m²)	Centro de control (m²)
					Cimentación (m²)	Plataforma (m²)	Vuelo (m²)	Viales acceso (m²)	Cimentación (m²)	Plataforma (m²)	Long. Trazado (m)	Nº Apoyo	Oc. Permanente Apoyo (m²)	Serv. de Vuelo (m²)	Oc. Temporal (m²)	No edificabilidad (m²)	Long. Accesos (m)	Accesos (m²)	Long. trazado (m)	Sup. Zanja (m²)	Serv. de Paso (m²)	Oc. Temporal (m²)		
La Puebla de Valverde	107	172	44203A10700172	P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25,50	139,62	-	-
La Puebla de Valverde	107	175	44203A10700175	P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	151,70	354,92	-	-
La Puebla de Valverde	107	9001	44203A10709001	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,82	8,78	-	-
La Puebla de Valverde	107	9002	44203A10709002	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,77	1,66	7,92	3,98	-	-
La Puebla de Valverde	107	9003	44203A10709003	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.100,87	660,52	2.472,56	0,09	-	-
La Puebla de Valverde	107	9006	44203A10709006	VC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.571,63	942,98	3.961,17	102,27	-	-
La Puebla de Valverde	108	10	44203A10800010	LS	-	-	-	4.282,17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46,46	-	-	-
La Puebla de Valverde	108	11	44203A10800011	P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	97,45	58,47	308,79	182,47	-	-
La Puebla de Valverde	108	9006	44203A10809006	VC	-	-	-	617,45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	259,81	155,80	545,32	9,92	-	-

Leyenda:

LS	Labor o Labradío seco
P	Pastos
M	Matorral
VC	Vía de comunicación privada
VP	Vía de comunicación de dominio público

ANEJO 3

Cálculos de producción de energía



ÍNDICE

1. TABLA RESUMEN	2
2. ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN	2
3. RESULTADOS	4



1. TABLA RESUMEN

Nombre del parque eólico	P.E. AZABACHE
Potencia (MW)	5,53
Número de aerogeneradores	1
Producción (MWh/a)	18.980
Horas equivalentes	3.432

2. ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN

El objeto del presente anejo es la evaluación del recurso eólico y la estimación de la producción del P.E. Azabache.

Para la estimación del recurso eólico en la zona se ha empleado el software WindPRO 3.5 y WAsP 12. Como datos de entrada al programa de cálculo es necesario definir los datos de viento, las características del terreno y la curva de potencia del aerogenerador.

Puesto que no hay mediciones de viento en la zona, se han empleado datos de Mesoscala descargados de WindPRO. En el modelo empleado, EMD WRF Europe+ (ERA), el mismo se ejecuta en una alta resolución espacial ($0.03^\circ \times 0.03^\circ$; aproximadamente 3×3 Km) con una resolución horaria y están basado en datos ERA5 de ECMWF. Las series temporales descargadas están disponibles desde Enero de 1999. Estos datos virtuales de viento son corregidos al emplazamiento considerando las características del terreno (tanto las del modelo de mesoscala empleado para generarlos como las características específicas del área de estudio).

Para el presente estudio se han descargado varias series temporales de datos de Mesoscala, empleando para el cálculo final los que se muestran en la siguiente imagen, junto con la posición del aerogenerador.



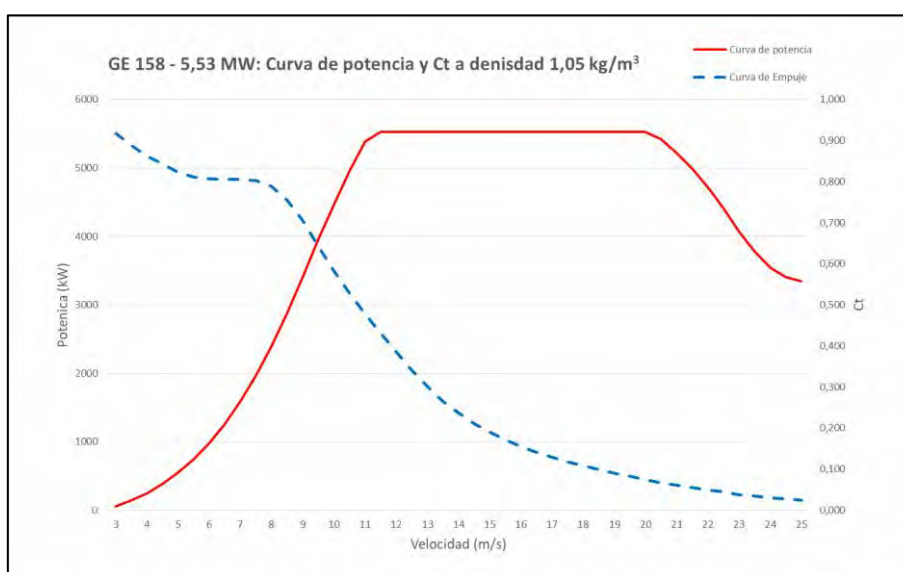
Datos de Mesoscala (MD) y posición del Aerogenerador (A01)

Las características del terreno en la zona de estudio vienen definidas por la orografía y la rugosidad del mismo. Para la orografía se han considerado las curvas de nivel cada 5 m basados en la cartografía del Instituto Geográfico Nacional de España con resolución 25 m. Como rugosidad de la zona se han considerado las áreas y clases de rugosidad de Copernicus Global Land Service, cuya resolución es 100 m.

Las curvas de potencia y empuje del aerogenerador han sido facilitadas por el fabricante, para diferentes densidades y niveles de intensidad de turbulencia. Para la presente estimación se ha empleado la curva de potencia para turbulencia baja. La densidad media del aire en el emplazamiento se ha estimado basándose en los datos de temperatura de los datos de mesoscala descargados, resultando ser $1,05 \text{ Kg/m}^3$. La curva de potencia del aerogenerador ha sido limitada a la potencia máxima del P.E. Azabache, 5,53 MW.



GE 158- 5,53 MW					
CURVA DE POTENCIA Y Ct (densidad 1,05 kg/m³)					
Velocidad [m/s]	Potencia [kW]	Ct (-)	Velocidad [m/s]	Potencia [kW]	Ct (-)
3,0	57	0,918	14,5	5530	0,211
3,5	141	0,888	15,0	5530	0,190
4,0	249	0,863	15,5	5530	0,171
4,5	384	0,843	16,0	5530	0,155
5,0	548	0,823	16,5	5530	0,141
5,5	746	0,812	17,0	5530	0,129
6,0	982	0,807	17,5	5530	0,118
6,5	1262	0,806	18,0	5530	0,108
7,0	1587	0,805	18,5	5530	0,099
7,5	1966	0,803	19,0	5530	0,090
8,0	2395	0,788	19,5	5530	0,082
8,5	2876	0,754	20,0	5530	0,074
9,0	3398	0,705	20,5	5426	0,067
9,5	3946	0,642	21,0	5218	0,061
10,0	4470	0,583	21,5	4983	0,055
10,5	4956	0,529	22,0	4716	0,049
11,0	5391	0,478	22,5	4407	0,044
11,5	5530	0,432	23,0	4067	0,038
12,0	5530	0,386	23,5	3779	0,034
12,5	5530	0,342	24,0	3546	0,030
13,0	5530	0,301	24,5	3404	0,027
13,5	5530	0,265	25,0	3349	0,025
14,0	5530	0,236			



Curva de potencia y Ct

3. RESULTADOS

El cálculo final se basa en la serie temporal de los datos de mesoscala de los últimos 20 años descargados en WindPRO. El P.E. Azabache consta de un único aerogenerador por lo que no hay pérdidas por estelas generadas por otras turbinas dentro del mismo. Como parques existentes se ha considerado el P.E. Puerto Escandón.



Aerogeneradores existentes incluidos en el cálculo (azules) y posición del Aerogenerador (A01)

Con estas consideraciones e incluyendo un 7% adicional de otras pérdidas energéticas externas, resulta una producción estimada del P.E. AZABACHE de 18.980 MWh/a (3.432 horas equivalentes), como queda resumido en la siguiente tabla:

PARQUE EÓLICO AZABACHE	
Modelo de aerogenerador	GE 158
Altura de buje (m)	120,9
Número de aerogeneradores	1
Velocidad media (m/s)	7,7
Producción bruta (MWh/a)	20.422
Pérdidas por estelas ⁽¹⁾	N/A
Producción de parque (MWh/a)	20.422
Pérdidas de producción por turbinas existentes/proyectadas ⁽¹⁾	0,1%
Otras pérdidas de producción ⁽²⁾	7%
Producción neta (MWh/a)	18.980
Horas equivalentes (h/a)	3.432

- (1) Al tratarse de una única turbina no hay efecto estela de otros aerogeneradores del propio Parque Eólico en estudio. Las pérdidas por efecto estela que pudieran generar otros aerogeneradores instalados y/o proyectados en la zona se consideran en "Pérdidas de producción por turbinas existentes/proyectadas".
- (2) Incluye pérdidas por indisponibilidad, mantenimiento, hielo, suciedad de palas, pérdidas eléctricas por transporte y distribución, etc.

ANEJO 4

Cálculos eléctricos del Parque Eólico



ÍNDICE

1.	CÁLCULO DE LOS CONDUCTORES DE MEDIA TENSIÓN.....	2
1.1.	CÁLCULOS DE LA INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE	2
1.2.	CÁLCULOS POR CRITERIO DE MÁXIMA CAÍDA DE TENSIÓN.....	6
1.3.	CÁLCULO DE PÉRDIDA DE POTENCIA	7
1.4.	CÁLCULOS DE LA INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO	8
1.5.	CONDUCTORES SELECCIONADOS	11
2.	CÁLCULO DE LA RED DE TIERRAS	12
2.1.	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DEL CONJUNTO DEL PE.....	13
2.1.1.	Puesta a tierra de los aerogeneradores	13
2.1.2.	Puesta a tierra de la red subterránea de media tensión	14
2.1.3.	Puesta a tierra del centro de entrega	15
2.1.4.	Puesta a tierra del conjunto del PE	16
2.2.	CÁLCULO DE LA TENSIÓN DE CONTACTO Y PASO APLICADA	16
2.3.	CÁLCULO DE LAS TENSIONES DE CONTACTO Y PASO MÁXIMAS ADMISIBLES	17
2.4.	CÁLCULO DE LA TENSIÓN DE PASO DE ACCESO	18



1. CÁLCULO DE LOS CONDUCTORES DE MEDIA TENSIÓN

El aerogenerador se enlaza en 1 único circuito subterráneo¹ de media tensión hasta el Centro de Entrega. Esta red subterránea será en régimen permanente, con corriente alterna trifásica, a 50 Hz de frecuencia y a la tensión nominal de 20 kV.

Desde el centro de entrega se conecta mediante una línea aérea subterránea hasta la SET Puebla de Valverde (estos cálculos se encuentran disponibles en el *Anejo 11*).

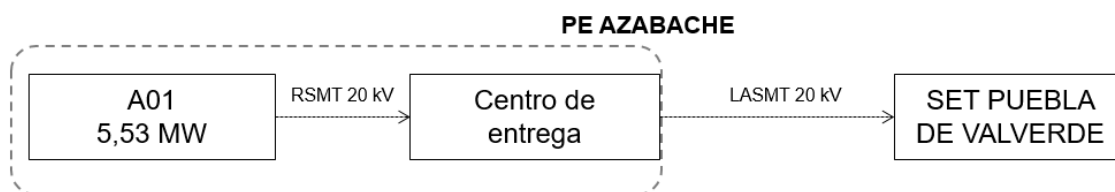


Ilustración 1. Circuitos de la red eléctrica de media tensión.

1.1. CÁLCULOS DE LA INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE

Se calcula la corriente máxima permanente a transportar mediante la siguiente ecuación:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}VCos\theta}$$

Donde

- P = potencia evacuada generada por el PE
- $V = 20 \text{ kV}$, tensión de línea de evacuación
- $cos\theta$ = factor de potencia

La sección del cable se determina mediante la Tabla 1.

¹ La longitud del circuito tiene en cuenta incrementos del 2% y del 1% debido a la pendiente estimada del terreno y por el tendido del cable. Por ello, este valor difiere del de la zanja.



Tabla 1: Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados.²

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

Los factores de corrección para los cables de distribución de energía en media tensión quedan descritos en la ITC-LAT 06.

En el caso de que la temperatura del terreno sea distinta de los valores supuestos, las intensidades admisibles por los cables deben corregirse mediante los coeficientes que se indican en la Tabla 2.

Tabla 2: Factor de corrección F, para temperatura del terreno distinta de 25 °C³

Temperatura °C Servicio Permanente θ_s	Temperatura del terreno θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

En el caso de que se deba instalar más de un cable tripolar o más de una terna de cables unipolares, a lo largo del recorrido, es preciso tener en cuenta el calentamiento mutuo y reducir la intensidad admisible de los cables mediante la aplicación de los coeficientes de reducción que figuran en Tabla 3.

² RD 223/2008 ITC-LAT 06, Tabla 6.

³ RD 223/2008 ITC-LAT 06, Tabla 7.



Tabla 3: Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares⁴

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

En el caso que la resistividad térmica del terreno sea distinta de 1,5 k m/W, se emplean los coeficientes de corrección de la Tabla 4.

Tabla 4: Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K m/W⁵

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W							
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3	
Cables directamente enterrados.	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75	
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75	
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74	
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74	
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74	
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74	
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74	
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74	
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73	
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73	
	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73	
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83	
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83	
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83	
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82	
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82	
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82	
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82	
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82	
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	

En el caso que la profundidad de la instalación difiera de 1 m, se aplican los coeficientes de corrección de la Tabla 5.

⁴ RD 223/2008 ITC-LAT 06, Tabla 10.

⁵ RD 223/2008 ITC-LAT 06, Tabla 8

Tabla 5: Factores de corrección para profundidades de instalación distintas de 1m⁶

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤185 mm²	>185 mm²	≤185 mm²	>185 mm²
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

La intensidad máxima admisible viene dada por la expresión:

$$I_{max} = n * I_{cond} * C1 * C2 * C3 * C4$$

Siendo:

- n = número de conductores en paralelo.
- I_{cond} = Intensidad máxima admisible del cable (ver Tabla 1).
- C1 = Coeficiente de corrección según la temperatura del terreno (Tabla 2)
- C2 = Coeficiente de corrección según la resistividad térmica del terreno (Tabla 4)
- C3 = Coeficiente de corrección según profundidad de instalación (ver Tabla 5)
- C4 = Coeficiente de corrección para agrupamiento de cables (ver Tabla 3)

Aplicando los datos a la instalación objeto de este proyecto (una sola terna), se tiene que los cables están directamente enterrados a una profundidad de 1 m y separados entre sí una distancia inferior a 0,2 m. La temperatura del terreno ha sido supuesta en 25 °C y la resistividad térmica normal (1,5 K m/W). Así, los coeficientes C_1 , C_2 , C_3 y C_4 tienen valor de la unidad, por lo que la expresión quedará reducida a:

$$I_{max} = I_{cond}$$

Esta intensidad varía en función del tramo y la selección de conductores atiende también a los criterios de máxima caída de tensión y pérdidas de potencia, tal y como se muestra a continuación (ver I_{max} en la Tabla 6).

⁶ RD 223/2008 ITC-LAT 06, Tabla 11.



1.2. CÁLCULOS POR CRITERIO DE MÁXIMA CAÍDA DE TENSIÓN

Para estos tramos en corriente alterna los conductores se calculan mediante el criterio de caída de tensión, evitando sobrepasar el 2 % de caída de tensión sobre la nominal. La caída de tensión se calcula mediante la siguiente ecuación, aplicada a la casuística del parque eólico en la Tabla 6.

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

donde:

- ΔU = Caída de la tensión compuesta, expresada en voltios
- I = Intensidad de la línea en amperios
- X = Reactancia por fase y por kilómetro en ohmios
- R = Resistencia por fase y por kilómetro en ohmios
- ϕ = Angulo de desfase
- L = Longitud de la línea en kilómetros.

En la tabla se muestra la sección y el número de conductores por fase, así como la caída de tensión y el porcentaje de caída de tensión total para cada circuito planteado. Los conductores serán AI RHZ1 12 / 20 kV, de tipo aislado y subterráneo directamente enterrado.

Tabla 6: Caídas de tensión en la red de MT del PE hasta la SET

Circuito	Tramo	Potencia Acumulada MW	Intensidad Acumulada A	Long km	Nº Ternas.	Sección mm²	I _{max} A	R Ω/km	X Ω/km	Caída tensión %
1	A01 - CE	5,53	168,0	0,56	1	150	260,0	0,264	0,117	0,23%
TOTAL Circuito1		5,53								0,23%

Se puede ver que la máxima caída de tensión es de **0,23%**, este valor se encuentra por debajo del límite establecido del 2 %.



1.3. CÁLCULO DE PÉRDIDA DE POTENCIA

Se establece como criterio de diseño que las pérdidas de potencia deberán ser inferiores al 0,5% de la potencia instalada.

$$P\% = \frac{100 \cdot R_k \cdot P_{act}}{U^2 \cdot \cos^2 \theta} \cdot L \quad P_p = 100 \cdot \frac{P\%}{S}$$

Donde:

- R_k = Resistencia de la línea (Ω/km).
- P_{act} = Potencia activa de la línea (kW)
- L = Longitud de la línea (km)
- U = Tensión de la línea (kV)
- $\cos \theta$ = Factor de potencia
- S = Potencia aparente (kVA)

Aplicando las fórmulas anteriores al caso que nos ocupa:

Tabla 7: Pérdidas de potencia en la red de MT del PE hasta la SET

Circuito	Tramo	Potencia Acumulada	Intensidad acumulada	Long.	Nº ternas	Sección	Imax	Pérdida potencia	
		MW	A	km		mm ²	A	%	kW
1	A01 - CE	5,53	168,0	0,56	1	150	260,0	0,22%	12,41
TOTAL Circuito1		5,53						0,22%	12,41

Se puede ver que la pérdida de potencia total es de **0,22 %**, valor inferior al límite establecido del 2 %.



1.4. CÁLCULOS DE LA INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito, se toman como referencia los límites de intensidad que se cita a continuación:

- A efectos del diseño, especificación y construcción de las instalaciones, sin perjuicio del cumplimiento de los valores establecidos para la aparamenta, las lcc a considerar serán, en MT, 16 kA (I corta duración); 40 kA (I cresta).
- Por su parte, en puntos de muy elevada potencia de cortocircuito, deberá considerarse 20 kA (I corta duración); 50 kA (I cresta).

Se ha tomado el valor de 20 kA. Esta intensidad debe ser inferior a la máxima soportada por el cable seleccionado en situación de cortocircuito, lo cual se comprueba a continuación.

De acuerdo a lo establecido en el ITC-LAT 06, “las intensidades máximas de cortocircuito admisible en los conductores se calcularán en base a la Norma UNE 21192, siendo válido el cálculo aproximado de las densidades de corriente de acuerdo con las temperaturas especificadas en la Tabla 8”. Para verificar si la sección escogida es suficiente para soportar la corriente de cortocircuito, debe cumplirse la condición:

$$I_{cc} \cdot \sqrt{t_{cc}} = K \cdot S$$

donde:

- I_{cc} (A): intensidad de cortocircuito
- t_{cc} (s): duración de cortocircuito. $t_{cc} = 0,5$ s
- K (A/mm²): densidad de corriente. Este coeficiente depende de la naturaleza del conductor y de sus temperaturas al inicio y al final del cortocircuito. $K = 133$ A/mm²
- S (mm²): sección del conductor. $S = 150$ mm²

Según el RD 223/2008, “Los valores típicos para la duración de un cortocircuito, a tener en cuenta para el diseño son de 0,5 s para conductores de fase y cables de tierra, y de 1,0 s para herrajes y accesorios de línea”. Se toma el valor de 0,5 s, debiendo ser los elementos de protección dimensionados acordes a dicha duración de cortocircuito.

Se tendrá en cuenta que el conductor es de Aluminio con aislamiento XLPE, para el cual se tienen las siguientes temperaturas en cortocircuitos de duración inferior a 3 s:

- T_s (90 °C): temperatura final de cortocircuito en régimen permanente
- T_{cc} (250 °C): temperatura máxima de cortocircuito admisible



En cuanto al valor de K, coincide con valor de densidad de corriente de cortocircuito para aislamiento XLPE, $\Delta T(^{\circ}\text{C}) = T_{cc} - T_s = 160$, y un valor de $t_{cc} = 0,5$ s, tal y como se puede ver en la Tabla 8. Así, se tiene $K = 133 \text{ A/mm}^2$.

Tabla 8: Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito, en A/mm^2 , para conductores de Al.
Fuente: RD 223/2008

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, t_{cc} , en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
sección $\leq 300 \text{ mm}^2$	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección $> 300 \text{ mm}^2$	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	39
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR $U_0/U < 18/30 \text{ kV}$	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

“Por otro lado, si interesa conocer la densidad de corriente de cortocircuito correspondiente a una temperatura inicial T_i ; diferente a la máxima asignada al conductor para servicio permanente es T_s , basta multiplicar el correspondiente valor de la tabla por el factor de corrección” mostrado a continuación:

$$\sqrt{\frac{\ln\left(\frac{T_{cc} + \beta}{T_i + \beta}\right)}{\ln\left(\frac{T_{cc} + \beta}{T_s + \beta}\right)}}$$

donde $\beta = 228$ para el aluminio

$$T_i = T_{amb} + (T_s - T_{amb}) \cdot \left(\frac{I}{I_{max}}\right)^2$$

donde:

- T_i ($^{\circ}\text{C}$): temperatura inicial de cortocircuito del conductor en régimen permanente
- T_{amb} ($^{\circ}\text{C}$): temperatura ambiente de la instalación (se toma como 25°C)
- T_s , T_{cc} ($^{\circ}\text{C}$): descritas en párrafo anterior (90 y 250°C , respectivamente)
- I (A): intensidad acumulada que recorre el conductor en las condiciones de la instalación
- I_{max} (A): intensidad máxima que puede recorrer el conductor, función de la sección del cable y de la configuración de la línea

Una vez se tienen todos los parámetros descritos, se procede a calcular la máxima intensidad de cortocircuito soportada por el cable seleccionado mediante la siguiente expresión, obteniéndose los resultados de la Tabla 9:



$$I_{cc} = \frac{KS}{\sqrt{t_{cc}}} \cdot \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{T_{cc} + \beta}{T_i + \beta}\right)}{\ln\left(\frac{T_{cc} + \beta}{T_s + \beta}\right)}}$$

Tabla 9: Intensidad de cortocircuito de los conductores

Circuito	Tramo	Potencia Acumulada MW	Intensidad acumulada A	Ti °C	Factor de corrección	Nº ternas	Sección mm²	Imax A	Icc kA
1	A01 - CE	5,53	168,0	52,2	1,14	1	150	260,0	32,3

Los valores de intensidad de cortocircuito obtenidos son en todos los tramos superiores a los 20 kA que puede soportar la red en puntos de muy elevada potencia de cortocircuito. Se puede decir por tanto que los cables seleccionados son aptos para la instalación, ya que también cumplen con la condición de intensidad de cortocircuito.



1.5. CONDUCTORES SELECCIONADOS

Teniendo en cuenta los cuatro criterios anteriores (criterio por intensidad máxima admisible por calentamiento, por la caída de tensión, por pérdidas de potencia y por intensidad de cortocircuito), se selecciona el conductor AI RHZ1 12 / 20 kV, de secciones 150 mm² de tipo aislado y subterráneo directamente enterrado, salvo en los cruces que irá entubado.

Las principales características de los cables de la red de media tensión son:

o Tensión nominal simple	12 kV
o Tensión nominal entre fases	20 kV
o Tensión máxima entre fases	24 kV
o Tensión soportada a impulsos tipo rayo	120 kV
o Temp. máxima admisible en el conductor en servicio permanente	90 °C
o Temp. máxima admisible en el conductor en cortocircuito	250 °C

ESTRUCTURA DEL CABLE NORMALIZADO POR ENDESA (NUEVO DISEÑO)

Tipo: AL RH5Z1
Tensión: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma de diseño: UNE 211620

(Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2).

Composición:



Ilustración 2: Cable AI Voltalene H Compact (Normalizado por Endesa, nuevo diseño) AI RH5Z1 ⁷

⁷ Prysmian, El libro blanco de la instalación, 2018



2. CÁLCULO DE LA RED DE TIERRAS

Las instalaciones de puesta a tierra respetarán las condiciones dispuestas en la Instrucción técnica complementaria MIE-RAT 13 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, aprobado por el Real Decreto 337/2014.

El sistema de puesta a tierra de las instalaciones será único, compuesto por la puesta a tierra de los aerogeneradores y las tierras de la red subterránea de enlace entre los aerogeneradores y el centro de entrega.

Para conocer la resistividad superficial del terreno es necesario un estudio de las características del suelo emplazamiento de la instalación. Según el Reglamento de AT, para instalaciones de 3ª categoría⁸ y de intensidad de cortocircuito a tierra inferior o igual a 15 kA no será obligatorio realizar la investigación previa de la resistividad del suelo, bastando el examen visual del terreno y pudiéndose estimar su resistividad por medio de la Tabla 10.

Tabla 10: Valores orientativos de la resistividad en función del terreno⁹

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

⁸ ITC-RAT (Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías De Seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión), Artículo 3. Tensiones nominales. Clasificación de las instalaciones.

b) Primera categoría: Las de tensión nominal inferior a 220 kV y superior a 66 kV.

c) Segunda categoría: Las de tensión nominal igual o inferior a 66 kV y superior a 30 kV.

d) Tercera categoría: Tensión nominal igual o inferior a 30 kV y superior a 1 kV.

⁹ ITC-RAT 13



2.1. RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DEL CONJUNTO DEL PE

2.1.1. Puesta a tierra de los aerogeneradores

La puesta a tierra de cada aerogenerador, radio 2,15 m (r_0), se realizará mediante un doble anillo, de radio 4 m (r_1) y 12,9 m (r_2), de cable desnudo de cobre con una sección mínima de 70 mm², dispuesto enterrado alrededor de la base del aerogenerador, junto con cuatro picas (n) unidas diametralmente al mismo, o sistema equivalente.

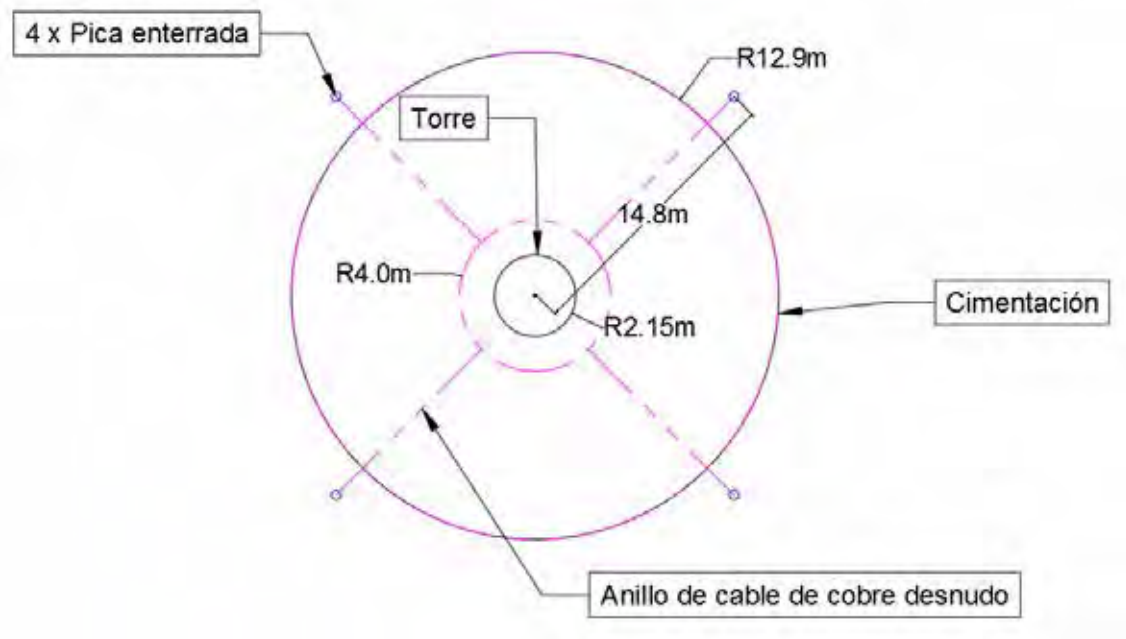


Ilustración 3: puesta a tierra del aerogenerador

La resistencia de puesta a tierra del aerogenerador se calcula como la suma paralelo de las resistencias de anillo y picas:

- Resistencia de tierra de doble anillo (ecuación de la malla equivalente):

$$R_A = \frac{\rho}{4\sqrt{\frac{S}{\pi}}} + \frac{\rho}{L}$$

- Resistencia de tierra de las picas:

$$R_{pica} = \frac{\rho}{L}$$

Sustituyendo en las fórmulas anteriores, se obtiene para este PE los siguientes resultados:



Tabla 11: valores para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra del PE

Elemento	Valor	Unidad	Fórmula
ρ	resistividad estimada del terreno	500 $\Omega \cdot m$	
r1	radio anillo 1 de tierra	4,00 m	
r2	radio anillo 2 de tierra	12,90 m	
r3	radio a la que se encuentran las picas del aerogenerador	14,90 m	
n	número de picas aerogenerador	4	
L_malla	longitud de los conductores de la malla	142,73 m	$L = 2\pi(r_1 + r_2) + (r_3 - r_1)n$
S	superficie cubierta por la malla	472,53 m ²	$S = \pi(r_2^2 - r_1^2)$
L_picas	longitud de las picas de los aerogeneradores	2,00 m	
N_aeros	número de aerogeneradores del PE	1	

R_A	resistencia de tierra del aerogenerador	13,70 Ω	$R_A = \frac{\rho}{4\sqrt{\frac{S}{\pi}}} + \frac{\rho}{L}$
R_p	resistencia de tierra de las picas de los aerogeneradores	62,50 Ω	$R_{pica} = \frac{\rho}{L}$
R_E_A	resistencia de tierra del electrodo del aerogenerador	11,23 Ω	$R_{EA} // R_p$
R_E_PE	resistencia de tierra de los electrodos de todos los aeros	11,23 Ω	R_{EA} / n_{aeros}

2.1.2. Puesta a tierra de la red subterránea de media tensión

La puesta a tierra de los aerogeneradores se unirá a la puesta a tierra del centro de entrega mediante un cable desnudo de cobre de 50 mm² enterrado directamente en la zanja de media tensión.

El electrodo de puesta a tierra dispuesto horizontalmente se calcula según la fórmula siguiente:

$$R_c = \frac{2\rho}{L}$$

Tabla 12: valores para el cálculo de la resistencia a tierra de la red subterránea de media tensión

Elemento	Valor	Unidad	Fórmula
ρ	resistividad estimada del terreno	500 $\Omega \cdot m$	
L_rsmt	longitud total de los cables de la RSMT	550,00 m	
R_rsmt	resistencia a tierra de la red de MT	1,82 Ω	$R_c = \frac{2\rho}{L}$



2.1.3. Puesta a tierra del centro de entrega

La puesta a tierra del centro de entrega está formada por un anillo de 4 picas verticales de acero recubierto de cobre de 2 metros de longitud y diámetro de 14 mm², dispuestas en el exterior de las esquinas del centro y unidas entre ellas por un conductor de cobre desnudo de 50 mm² de sección. También se dispone un anillo interior de Cu desnudo de 50 mm² unido al anillo exterior por medio de una red radial que une las estructuras con un conductor de tierra.

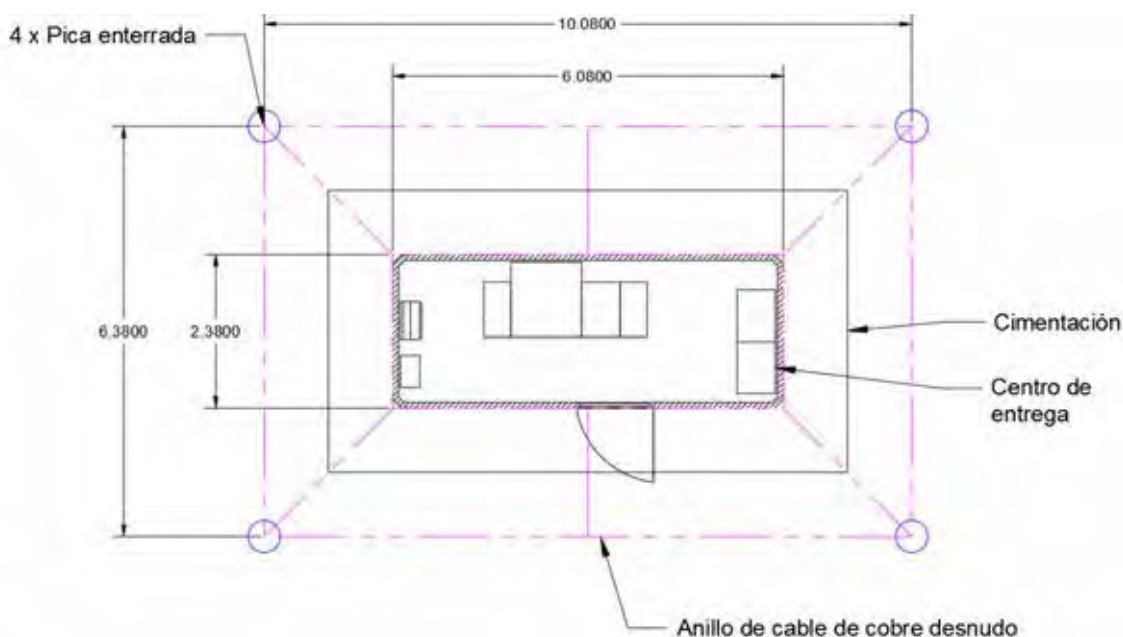


Ilustración 4: red de tierras del centro de entrega

La fórmula utilizada para determinar la resistencia de puesta a tierra es la siguiente:

$$R_T [\Omega] = R_{malla} = \frac{\rho}{4\sqrt{\frac{S}{\pi}}} + \frac{\rho}{L}$$

Tabla 13: valores para el cálculo de la resistencia de tierra del centro de entrega

Elemento	Valor	Unidad	Fórmula
ρ resistividad estimada del terreno	500	$\Omega \cdot m$	
L_{ce} longitud en metros de los conductores de la malla	65,15	m	
S_{ce} superficie cubierta por la malla	46,84	m ²	
N_{ce} número de picas del CE	4		
L_{ce} longitud total de las picas enterradas	2,00	m	
R_{ce} resistencia a tierra del Centro de entrega	40,05	Ω	$R_A = \frac{\rho}{4\sqrt{\frac{S}{\pi}}} + \frac{\rho}{L}$
$R_{p_{ce}}$ resistencia a tierra de las picas del Centro de entrega	62,50	Ω	$R_{pica} = \frac{\rho}{L}$
$R_{e_{ce}}$ resistencia a tierra del electrodo del Centro de entrega	26,77	Ω	$R_{ce} // R_{p_{ce}}$



2.1.4. Puesta a tierra del conjunto del PE

La resistencia de puesta a tierra del conjunto se calcula como la suma paralelo de la resistencia de cada uno de los elementos.

Tabla 14: resistencia puesta a tierra PE y sus instalaciones de evacuación de energía

Elemento	Valor	Unidad	Fórmula
R _{total PE}	resistencia puesta a tierra del PE y sus instalaciones	1,51 Ω	$R_{Total PE} = \frac{1}{\frac{1}{R_{Aeros}} + \frac{1}{R_{RSMT}} + \frac{1}{R_{CE}}}$

2.2. CÁLCULO DE LA TENSIÓN DE CONTACTO Y PASO APLICADA

La tensión de contacto aplicada (V_{ca}) admisible es la tensión a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre una mano y los pies. Los valores admisibles de esta tensión se muestran en la siguiente gráfica:

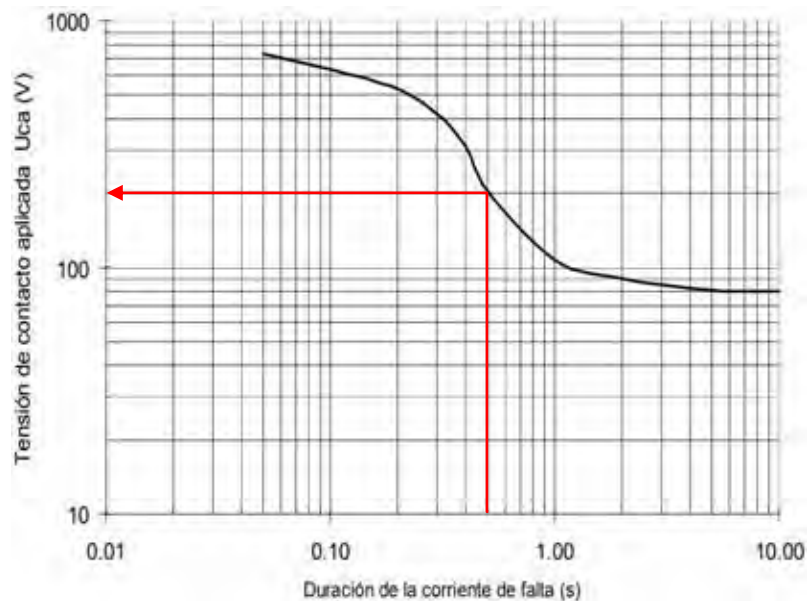


Ilustración 5: Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada U_{ca} en función de la duración de la corriente de falla¹⁰

La tensión de paso aplicada (V_{pa}) admisible es la tensión a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre los dos pies, considerando únicamente la propia impedancia del cuerpo humano sin resistencias adicionales como las de contacto con el terreno o las del calzado.

¹⁰ ITC-RAT-13



Se define como:

$$V_{pa} [V] = 10 V_{ca}$$

Considerando un tiempo de duración de falta de 0,5 segundos, se tiene $V_{ca} = 204 \text{ V}$.

2.3. CÁLCULO DE LAS TENSIONES DE CONTACTO Y PASO MÁXIMAS ADMISIBLES

La tensión de contacto (V_c) y la tensión de paso (V_p) son las tensiones máximas admisibles en la instalación que garantizan la seguridad de las personas, considerando resistencias adicionales (por ejemplo: resistencia a tierra del punto de contacto, calzado, o presencia de superficies de material aislante).

Para determinar las tensiones de contacto y paso admisibles se emplean las expresiones siguientes:

$$V_c [V] = V_{ca} \times \left(1 + \frac{R_{a1}}{2} + 1,5\rho_s \right) \quad V_p [V] = 10 V_{ca} \times \left(1 + \frac{2R_{a1} + 6\rho_s}{1000} \right)$$

Sustituyendo en las fórmulas anteriores los valores de este PE, se obtiene:

Tabla 15: tensión de contacto y tensión de paso

Elemento	Valor	Unidad	Fórmula
ρ	resistividad estimada del terreno	500,00 $\Omega \text{ m}$	
t defecto	tiempo de despeje de la falta	0,50 s	
V_{ca}	Tensión de contacto aplicada	204,00 V	Ver ilustración 5
V_{pa}	Tensión de paso aplicada	2.040,00 V	$V_{pa} [V] = 10 V_{ca}$
R_{a1}	Resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante	2.000,00 Ω	
V_c	Tensión de contacto	561,00 V	$V_c [V] = V_{ca} \times \left(1 + \frac{R_{a1}}{2} + 1,5\rho_s \right)$
V_p	Tensión de paso	16.320,00 V	$V_p [V] = 10 V_{ca} \times \left(1 + \frac{2R_{a1} + 6\rho_s}{1000} \right)$



2.4. CÁLCULO DE LA TENSION DE PASO DE ACCESO

Se calcula la tensión de paso de acceso que corresponde a la tensión que representa un pie en el terreno y otro en la solera de hormigón de los centros de inversión y transformación/entrega/seccionamiento. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$V_{p(acceso)} [V] = 10 V_{ca} \times \left(1 + \frac{3\rho + 3\rho_{hormigón}}{1000} \right)$$

Sustituyendo en las fórmulas anteriores los valores de este PE, se obtiene:

Tabla 16: tensión de paso de acceso

Elemento	Valor	Unidad	Fórmula
ρ	Resistividad estimada del terreno	500,00 Ω m	
$\rho_{hormigón}$	Resistividad hormigón	3.000,00 Ω m	
V_{ca}	Tensión de contacto aplicada	204,00 V	Ver ilustración 5
$V_{p(acc)}$	Tensión de paso de acceso	23.460,00 V	$V_{p(acceso)} [V] = 10 V_{ca} \times \left(1 + \frac{3\rho + 3\rho_{hormigón}}{1000} \right)$

2.5. JUSTIFICACIÓN DE RED DE TIERRAS

La instalación de puesta a tierra une todas las partes metálicas de la instalación no destinadas a conducir la corriente eléctrica con una derivación final o toma de tierra, de manera que en ningún punto normalmente accesible (interior o exterior) de la instalación eléctrica pueda presentarse una tensión peligrosa para las personas o para la propia instalación.

Los cálculos mostrados en el presente documento conforman el diseño preliminar de la instalación de tierra, no obstante la instalación debe ser calculada en mayor detalle en el proyecto constructivo.

Una vez construida la instalación de tierra, se harán las comprobaciones y verificaciones precisas in situ, y se efectuarán los cambios necesarios que permitan alcanzar valores de tensión aplicada inferiores o iguales a los máximos admitidos. El Director de Obra deberá verificar que las tensiones de paso y contacto aplicadas están dentro de los límites admitidos, así como los cálculos de las resistencias de puesta a tierra.

Las instalaciones de tierra serán comprobadas en el momento de su establecimiento y revisadas por empresas instaladoras o por empresas de producción, transporte y distribución de energía eléctrica en caso de que se trate de instalaciones de su titularidad, al menos, una vez cada tres años a fin de comprobar el estado de las mismas. Esta verificación consistirá en una inspección visual y en la medida de la resistencia de puesta a tierra.

ANEJO 5

Cálculos de movimiento de tierras



ÍNDICE

1	RESUMEN DE MEDICIONES MOVIMIENTO DE TIERRAS EN ACCESOS Y VIALES DE INTERCONEXIÓN.....	2
2	RESUMEN DE MEDICIONES MOVIMIENTO DE TIERRAS EN PLATAFORMAS DE MONTAJE.....	2
3	RESUMEN DE MEDICIONES MOVIMIENTO DE TIERRAS EN ZAPATAS.....	2



1 RESUMEN DE MEDICIONES MOVIMIENTO DE TIERRAS EN ACCESOS Y VIALES DE INTERCONEXIÓN

EJE / RAMAL	Longitud	Vol. Tierras			Firmes			Superficie Ocupación
		Desmonte	Terraplen	T.Vegetal	Subbase	Base	Pavimento Mejorado	
Eje1	1.529,08	9.950,16	9.955,10	5.040,21	2.018,39	513,94	418,80	16.800,70
Eje TM-CE	134,19	37,70	244,77	301,94	152,29	70,11		1.265,19
Entronque							45,61	0,00
Totales		9.987,86	10.199,88	5.342,15	2.170,68	584,05	464,41	18.065,90

2 RESUMEN DE MEDICIONES MOVIMIENTO DE TIERRAS EN PLATAFORMAS DE MONTAJE

Nº de PLATAFORMA		VOLÚMENES (M³)			
Definitiva	Zonas	Desmonte	Terraplén	Excavación en Tierra Vegetal	Firme
S01	Grúa	1.650,28	0,00	402,30	279,00
	Acopio	1.760,83	0,00	326,40	
	Palas	0,00	2.143,42	572,70	
	Celosía	288,05	2.051,21	641,70	
TM1		0,00	142,92	84,30	
Totales		3.699,153	4.337,548	2.027,400	279,000

3 RESUMEN DE MEDICIONES MOVIMIENTO DE TIERRAS EN ZAPATAS

Zapata	VOLÚMENES (m3)					Kg Acero	Superficie de desbroce
	Excavación en desmonte	Excavación en pozo	Relleno en tierras	Hormigón limpieza	Hormigón armado		
A01	392,487	1.630,878	818,078	53,100	759,70		
TM	33,020						
Totales	425,51	1.630,88	818,078	53,100	759,700	0,000	0,000

ANEJO 6

Justificación compatibilidad urbanística



ÍNDICE

1. JUSTIFICACION COMPATIBILIDAD URBANÍSTICA DEL PROYECTO.....	2
2. PLANO	4



1. JUSTIFICACION COMPATIBILIDAD URBANÍSTICA DEL PROYECTO

El objeto del presente anejo es la justificación de la compatibilidad urbanística del Parque Eólico AZABACHE según las normas urbanísticas del término municipal de La Puebla de Valverde.

El Municipio carece de figura de planteamiento, rigiéndose por la Ley del Suelo y sus Reglamentos, así como por las Normas Subsidiarias Provinciales de Teruel. El terreno donde se emplaza el parque eólico se clasifica como Suelo No Urbanizable Genérico (SNU-G) Común. Ver Ilustración y plano adjunto.

En el texto refundido de la Ley de Urbanismo de Aragón, aprobado por Decreto-Legislativo 1/2014, de 8 de julio, del Gobierno de Aragón, el concepto de Suelo no Urbanizable, tanto genérico como especial, está definido en los artículos 16 a 18, y la autorización de usos en los artículos 34 y 35.

“Artículo 34. Autorización de usos en suelo no urbanizable genérico.

1. En suelo no urbanizable genérico, los municipios podrán autorizar, mediante el título habilitante de naturaleza urbanística correspondiente, de conformidad con el régimen establecido, en su caso, en las directrices de ordenación territorial, en el plan general o en el planeamiento especial, y siempre que no se lesionen los valores determinantes de la clasificación del suelo como no urbanizable, las siguientes construcciones e instalaciones:

a) Las destinadas a las explotaciones agrarias y/o ganaderas y, en general, a la explotación de los recursos naturales o relacionadas con la protección del medio ambiente, incluida la vivienda de personas que deban permanecer permanentemente en la correspondiente explotación.”

“Artículo 35. Autorización de usos en suelo no urbanizable genérico mediante autorización especial.

1. En suelo no urbanizable genérico podrán autorizarse, siguiendo el procedimiento regulado en el artículo siguiente y de conformidad con el régimen establecido, en su caso, en las directrices de ordenación del territorio, en el plan general o en el planeamiento especial, y siempre que no se lesionen los valores protegidos por la clasificación del suelo como no urbanizable, las siguientes construcciones e instalaciones:

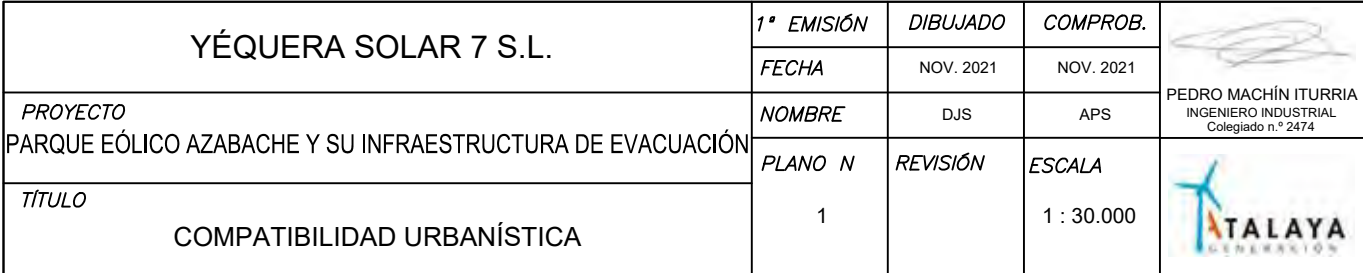


a) Construcciones e instalaciones que quepa considerar de interés público o social por su contribución a la ordenación y al desarrollo y cuyo emplazamiento en el medio rural sea conveniente por su tamaño, por sus características o por el efecto positivo en el territorio.”

Según estos dos artículos, la ubicación de instalaciones de energías renovables está permitida en el SNU-G.



2. PLANO



ANEJO 7

Gestión de residuos



ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	2
2. IDENTIFICACIÓN DE RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN (SEGÚN ORDEN MAM/304/2002).....	3
3. ESTIMACIÓN DE LA CANTIDAD DE CADA TIPO DE RESIDUO.....	7
4. MEDIDAS DE MINIMIZACIÓN Y PREVENCIÓN DE RESIDUOS	8
5. MEDIDAS DE SEPARACIÓN DE RESIDUOS	9
6. GESTIÓN DE RESIDUOS	10
6.1. REUTILIZACIÓN	10
6.2. VALORIZACIÓN.....	10
6.3. ELIMINACIÓN	11
7. VALORACIÓN DEL COSTE PREVISTO DE LA GESTIÓN DE LOS RESIDUOS	12



1. INTRODUCCIÓN

En el presente anejo, se establecen unas directrices y se elaboran una serie de recomendaciones y obligaciones, que se deberán tener en cuenta y cumplir durante el transcurso de la obra en cuanto al tratamiento de los residuos que se produzcan en la misma propios de las diferentes actuaciones que existan, y en cumplimiento del Real Decreto 105/2008 de 1 de Febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición, fomentando por este orden, su prevención, reutilización, reciclado y otras formas de valorización, asegurando que los destinados a operaciones de eliminación reciban un tratamiento adecuado, y contribuir a un desarrollo sostenible de la actividad de construcción.

De acuerdo con el mencionado R.D. se realizará una separación de los distintos residuos que se vayan a generar en obra y se trasladaran los mismos a un lugar conveniente para su tratamiento. Consiguiendo principalmente, con la aplicación de este Real Decreto, que todos aquellos residuos que se generan de las obras de construcción, sean tratados de manera que se aprovechen al máximo desde el punto de vista de reciclado y reutilización de los materiales obtenidos en dichas demoliciones y evitar de esta manera el depósito directo de todos estos materiales en un vertedero público cualquiera sin ningún tipo de tratamiento previo.

La elaboración del presente anejo de gestión de residuos se realiza en base a la siguiente normativa:

- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y escombros.
- Decreto 262/2006, de 27 de diciembre, del Gobierno de Aragón, por el que se aprueba el reglamento de la producción, posesión y gestión de los residuos de la construcción y la demolición, y del régimen jurídico del servicio público de eliminación y valorización de escombros que no procedan de obras menores de construcción y reparación domiciliaria en la Comunidad Autónoma de Aragón, modificado por el Decreto 117/2009, de 23 de junio.
- Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero, por la cual se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y la lista europea de residuos.
- Decreto Legislativo 1/2009, de 21 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley reguladora de los residuos.
- Plan Nacional de residuos de la construcción y demolición (PNRCD) 2008-2015.



2. IDENTIFICACIÓN DE RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN (SEGÚN ORDEN MAM/304/2002)

	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
	17	<i>Residuos de la construcción y demolición.</i>
	17 01	Hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos
X	17 01 01	Hormigón
	17 01 02	Ladrillos
	17 01 03	Tejas y materiales cerámicos
	17 01 06*	Mezclas, o fracciones separadas, de hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos, que contienen sustancias peligrosas
	17 01 07	Mezclas de hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos distintas de las especificadas en el código 17 01 06
	17 02	Madera, vidrio y plástico
X	17 02 01	Madera
	17 02 02	Vidrio
X	17 02 03	Plástico
	17 02 04*	Vidrio, plástico y madera que contienen sustancias peligrosas o están contaminados por ellas
	17 03	Mezclas bituminosas, alquitrán de hulla y otros productos alquitranados
	17 03 01*	Mezclas bituminosas que contienen alquitrán de hulla
	17 03 02	Mezclas bituminosas distintas de las especificadas en el código 17 03 01
	17 03 03*	Alquitrán de hulla y productos alquitranados
	17 04	Metales (incluidas sus aleaciones)
	17 04 01	Cobre, bronce, latón
	17 04 02	Aluminio
	17 04 03	Plomo
	17 04 04	Zinc
X	17 04 05	Hierro y acero
	17 04 06	Estaño



	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
	17 04 07	Metales mezclados
	17 04 09*	Residuos metálicos contaminados con sustancias peligrosas
	17 04 10*	Cables que contienen hidrocarburos, alquitrán de hulla y otras sustancias peligrosas
	17 04 11	Cables distintos de los especificados en el código 17 04 10
	17 05	Tierra (incluida la excavada de zonas contaminadas), piedras y lodos de drenaje
X	17 05 03*	Tierra y piedras que contienen sustancias peligrosas
X	17 05 04	Tierra y piedras distintas de las especificadas en el código 17 05 03
	17 05 05*	Lodos de drenaje que contienen sustancias peligrosas
	17 05 06	Lodos de drenaje distintos de los especificados en el código 17 05 05
	17 05 07*	Balasto de vías férreas que contienen sustancias peligrosas
	17 06	Materiales de aislamiento y materiales de construcción que contienen amianto
	17 06 01*	Materiales de aislamiento que contienen amianto
	17 06 03*	Otros materiales de aislamiento que consisten en, o contienen, sustancias peligrosas
	17 06 04	Materiales de aislamiento distintos de los especificados en los códigos 17 06 01 y 17 06 03
	17 06 05*	Materiales de construcción que contienen amianto (6)
	17 08	Materiales de construcción a partir de yeso
	17 08 01*	Materiales de construcción a partir de yeso contaminados con sustancias peligrosas
	17 08 02	Materiales de construcción a partir de yeso distintos de los especificados en el código 17 08 01
	17 09	Otros residuos de construcción y demolición
	17 09 01*	Residuos de construcción y demolición que contienen mercurio
	17 09 02*	Residuos de construcción y demolición que contienen PCB (por ejemplo, sellantes que contienen PCB, revestimientos de suelo a partir de resinas que contienen PCB, acristalamientos dobles que contienen PCB, condensadores que contienen PCB)



	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
	17 09 03*	Otros residuos de construcción y demolición (incluidos los residuos mezclados) que contienen sustancias peligrosas
X	17 09 04	Residuos mezclados de construcción y demolición distintos de los especificados en los códigos 17 09 01, 17 09 02 y 17 09 03
	15	<i>Residuos de envases ; absorbentes, trapos de limpieza, materiales de filtración y ropas de protección no especificados en otra categoría</i>
	15 01	Envases (incluidos los residuos de envases de la recogida selectiva municipal)
	15 01 01	Envases de papel y cartón
	15 01 02	Envases de plástico
	15 01 03	Envases de madera
	15 01 04	Envases metálicos
	15 01 05	Envases compuestos
	15 01 06	Envases mezclados
	15 01 07	Envases de vidrio
	15 01 09	Envases textiles
X	15 01 10*	Envases que contienen restos de sustancias peligrosas o están contaminados por ellas
	15 01 11*	Envases metálicos, incluidos los recipientes a presión vacíos, que contienen una matriz porosa sólida peligrosa (por ejemplo, amianto)
	15 02	Absorbentes, materiales de filtración, trapos de limpieza y ropas protectoras
	15 02 02*	Absorbentes, materiales de filtración (incluidos los filtros de aceite no especificados en otra categoría), trapos de limpieza y ropas protectoras contaminados por sustancias peligrosas
X	15 02 03	Absorbentes, materiales de filtración, trapos de limpieza y ropas protectoras distintos de los especificados en el código 15 02 02
	13	<i>Residuos de aceites y de combustibles líquidos (excepto los aceites comestibles y los de los capítulos 05, 12 y 19)</i>
	13 01	Residuos de aceites hidráulicos
	13 01 09*	Aceites hidráulicos minerales clorados
	13 01 10*	Aceites hidráulicos minerales no clorados



	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
	13 01 11*	Aceites hidráulicos sintéticos
	13 01 12*	Aceites hidráulicos fácilmente biodegradables
	13 02	Residuos de aceites de motor, de transmisión mecánica y lubricantes
	13 02 04*	Aceites minerales clorados de motor, de transmisión mecánica y lubricantes
X	13 02 05*	Aceites minerales no clorados de motor, de transmisión mecánica y lubricantes
	13 02 06*	Aceites sintéticos de motor, de transmisión mecánica y lubricantes
	13 02 07*	Aceites fácilmente biodegradables de motor, de transmisión mecánica y lubricantes
	13 02 08*	Otros aceites de motor, de transmisión mecánica y lubricantes
	13 07	Residuos de combustibles líquidos
	13 07 01*	Fuel oil y gasóleo
	13 07 02*	Gasolina
X	13 07 03*	Otros combustibles (incluidas mezclas)
	20	Residuos municipales (residuos domésticos y residuos asimilables procedentes de los comercios, industrias e instituciones), incluidas las fracciones recogidas selectivamente
	20 01	Fracciones recogidas selectivamente (excepto las especificadas en el subcapítulo 15 01)
X	20 01 01	Papel y cartón
	20 01 02	Vidrio
	20 01 08	Residuos biodegradables
	20 01 13*	Disolventes
	20 01 39	Plásticos
	20 01 40	Metales
	20 03	Otros residuos municipales
X	20 03 01	Mezclas de residuos municipales

Los residuos que aparecen en la lista señalados con un asterisco (*) se consideran residuos peligrosos de conformidad con la Directiva 91/689/CEE sobre residuos



peligrosos a cuyas disposiciones están sujetos a menos que se aplique el apartado 5 del artículo 1 de esa Directiva.

3. ESTIMACIÓN DE LA CANTIDAD DE CADA TIPO DE RESIDUO

Dadas las características de la obra, se ha realizado una estimación, tanto en peso como en volumen, en función de la tipología del residuo generado, y que se especifica en la siguiente tabla:

	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	TONELADAS	METROS CÚBICOS
X	17.01.01	Hormigón	13,2730	5,7709
X	17.02.01	Madera	0,0400	0,0800
X	17.02.03	Plástico	0,0220	0,0085
X	17.04.05	Hierro y acero	0,1120	0,0142
X	17.05.03*	Tierra y piedras que contienen sustancias peligrosas	0,0023	0,0014
X	17.05.04	Tierra y piedras distintas a las especificadas en el código 17.05.03*	2.518,9446	1.574,3404
X	17.09.04	Residuos mezclados de construcción y demolición distintos de los especificados en los códigos 17.09.01*, 17.09.02 y 17.09.03	0,0045	0,0027
X	13.02.05*	Aceites minerales no clorados de motor, de transmisión mecánica y lubricantes.	0,0055	0,0057
X	13.07.03*	Combustibles (incluido mezclas)	0,0002	0,0002
X	15.01.10*	Envases que contiene restos de sustancias peligrosas o están contaminados por ellas	0,0032	0,0159
X	15.02.03	Absorbentes, materiales de filtración (incluidos los filtros de aceite no especificados en otra categoría), trapos de limpieza y ropas protectoras distintos de los especificados en el código 15.02.02*	0,0027	0,0031
X	20.01.01	Papel y cartón	0,0255	0,0282
X	20.03.01	Mezclas de residuos municipales	0,0227	0,0073

El total, en peso, de los residuos generados será el siguiente:

- Residuos inertes: 2.518,94 T.
- Resto de residuos: 13,51T.



4. MEDIDAS DE MINIMIZACIÓN Y PREVENCIÓN DE RESIDUOS

Para prevenir la generación de residuos de la construcción y demolición durante la fase de obra o de reducir la generación de los mismos se han tenido en cuenta las siguientes acciones:

NO	SI	MEDIDA PREVENCIÓN / REDUCCIÓN
	X	Separación de residuos en origen (en obra)
	X	Inventario de residuos peligrosos (si los hay)
	X	Separación de residuos biodegradables (basura orgánica)
	X	Nombramiento de responsable de prevención / reducción de residuos.
	X	Utilización de materiales prefabricados (elementos de hormigón, bloques prefabricados...)
	X	Utilización de materiales con mayor vida útil o que favorezcan su reutilización, reciclado, etc.
	X	Evitar derrames, fugas, roturas de material o inservible mediante un control de calidad.
X		Posibilidad de utilizar el material sobrante o No válido en otra obra o uso distinto.
	X	Control y medición de unidades de obra durante la recepción del material.
	X	Utilización de envases y embalajes reciclables de materiales para la construcción.
	X	Implantación de medidas de vigilancia y control de vertidos incontrolados.
	X	Otras a incluir por el poseedor de residuos (constructor)



5. MEDIDAS DE SEPARACIÓN DE RESIDUOS

De acuerdo al artículo 5 del R.D.105/2008 el poseedor de residuos deberá proceder a su separación en fracciones, cuando se prevea que los residuos superen las siguientes cantidades:

RESIDUO RCD	PREVISTO (T)	LÍMITE (T)
HORMIGÓN	13,27 T	80,00 T
METAL	0,11 T	2,00 T
MADERA	0,04 T	1,00 T
VIDRIO	0,00 T	1,00 T
PLÁSTICO	0,02 T	0,50 T
PAPEL Y CARTÓN	0,03 T	0,50 T

Según la estimación de volumen de residuos realizada, se deberán tomar medidas de separación para cada fracción identificada en la tabla, que deberán ser confirmadas o modificadas por el poseedor de residuos. La cantidad de residuos de metales, madera, plástico y papel y cartón son inferiores a las cantidades establecidas en el Real Decreto, por lo que se dispondrá en la obra un único contenedor en el que se depositen dichos residuos hasta su posterior recogida por la empresa gestora de residuos autorizada por el Gobierno de Aragón.

Además, será necesario contar con una zona en la que ubicar distintos bidones para almacenar los distintos residuos peligrosos generados en la obra, hasta su posterior recogida por la empresa gestora de residuos autorizada por el Gobierno de Aragón.

NO	SI	MEDIDA SEPARACIÓN
X		Eliminación previa de materiales desmontables (solo en caso de demolición)
X		Utilización de contenedores de gran volumen para RCD's (solo en caso de demolición)
X		Recogida de RCD's en obra (todo mezclado)
	X	Separación de residuos peligrosos RRPP's (si los hay)
	X	Acondicionamiento de zonas en obra para efectuar la separación de RCD's
	X	Nombramiento de responsable en obra de controlar y supervisar la separación de RCD's
	X	Utilización de contenedores públicos para residuos biodegradables (si los hay)
	X	Utilización de envases / sacos de 1 m³ para separación de RCD's
	X	Identificación de residuos mediante etiquetas o símbolos



6. GESTIÓN DE RESIDUOS

Los RCD's generados durante la ejecución de la obra se gestionarán mediante alguna de las operaciones siguientes (reutilización, valorización o eliminación). Estas medidas deberán ser confirmadas o modificadas por el poseedor de residuos.

6.1. REUTILIZACIÓN

Se ha estimado que una parte de las tierras procedentes de la excavación será reutilizada en la propia obra, para relleno y explanación. El excedente será transportado a vertedero o será utilizado para llevar a cabo una mejora de finca.

NO	SI	OPERACIÓN PREVISTA
	X	Se prevé alguna operación de reutilización
X		Previsión de reutilización en la misma obra o en otro emplazamiento externo
X		Reutilización de mezclas bituminosas en otras obras
	X	Reutilización de arena y grava en áridos reciclados o urbanización
X		Reutilización de ladrillos triturados o deteriorados en otras obras
X		Reutilización de material cerámico en otras obras
X		Reutilización de materiales NO pétreos: madera, yeso, vidrio en otras obras
X		Reutilización de materiales metálicos en otras obras

6.2. VALORIZACIÓN

La valorización de los residuos evita la necesidad de enviarlos a un vertedero controlado. Una gestión responsable de los residuos persigue la máxima valorización para reducir tanto como sea posible el impacto medioambiental.

NO	SI	OPERACIÓN PREVISTA
X		Valorización en la misma obra
	X	Entrega a gestor de RCD's autorizado
X		Utilización principal como combustible o como otro medio de generar energía
X		Recuperación o regeneración de disolventes
	X	Reciclado o recuperación de sustancias orgánicas (basuras)
	X	Reciclado o recuperación de compuestos metálicos en fundiciones o similar
	X	Reciclado o recuperación de hormigones, gravas y arenas para hormigón nuevo, material de base en carreteras, sellado de vertederos...
	X	Reciclado o recuperación de mezclas bituminosas en plantas de asfalto
X		Regeneración de ácidos o bases
X		Tratamiento de suelos en beneficio de la agricultura



6.3. ELIMINACIÓN

Para el resto de residuos que no se contempla reutilización o valorización, serán almacenados en los contenedores y recogidos por una empresa gestora de residuos autorizada por el Gobierno de Aragón.

NO	SI	OPERACIÓN PREVISTA
	X	Se prevé alguna operación de eliminación
	X	Depósito de RCD's en vertedero autorizado de residuos inertes
	X	Depósito en vertedero de residuos peligrosos
X		Eliminación de RCD's en incinerador



7. VALORACIÓN DEL COSTE PREVISTO DE LA GESTIÓN DE LOS RESIDUOS

La valoración del coste previsto de la gestión de residuos de construcción y demolición, será el siguiente:

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	TONELADAS	VOLUMEN ESTIMADO RESIDUOS (m³)	TOTAL ESTIMADO (€)
17.01.01	Hormigón	13,2730	5,7709	80
17.02.01	Madera	0,0400	0,0800	350
17.02.03	Plástico	0,0220	0,0085	
17.04.05	Hierro y acero	0,1120	0,0142	
20.01.01	Papel y cartón	0,0255	0,0282	
17.05.03*	Tierra y piedras que contienen sustancias peligrosas	0,0023	0,0014	100
17.05.04	Tierra y piedras distintas a las especificadas en el código 17.05.03*	2.518,9446	1.574,3404	189
17.09.04	Residuos mezclados de construcción y demolición distintos de los especificados en los códigos 17.09.01*, 17.09.02 y 17.09.03	0,0045	0,0027	150
13.02.05*	Aceites minerales no clorados de motor, de transmisión mecánica y lubricantes.	0,0055	0,0057	100
13.07.03*	Combustibles (incluido mezclas)	0,0002	0,0002	100
15.01.10*	Envases que contiene restos de sustancias peligrosas o están contaminados por ellas	0,0032	0,0159	100
15.02.03	Absorbentes, materiales de filtración (incluidos los filtros de aceite no especificados en otra categoría), trapos de limpieza y ropas protectoras distintos de los especificados en el código 15.02.02*	0,0027	0,0031	100
20.03.01	Mezclas de residuos municipales	0,0227	0,0073	40
TOTAL COSTE ESTIMADO				1.309 €

Con lo expuesto en el presente anejo, se consideran identificados y estimados los residuos generados durante la construcción del Parque Eólico AZABACHE, así como la valorización del coste previsto en la gestión de dichos residuos.

ANEJO 8

Medidas a tener en cuenta para la minimización de riesgos de incendios



ÍNDICE

1. ANTECEDENTES.....	2
2. OBJETO	2
3. NORMATIVA APLICABLE	2
4. MEDIDAS PREVENTIVAS	2
5. MEDIDAS PARA DISMINUIR EL RIESGO DE INCENDIO	3
6. CONCLUSIONES	6



1. ANTECEDENTES

Los incendios forestales en Aragón han sufrido un importante incremento en los dos últimos decenios, tanto en su número como en la superficie total afectada por los mismos. Este incremento es imputable no sólo a causas meteorológicas, sino también a diversas causas estructurales y coyunturales. Así, un fenómeno que era natural en nuestros ecosistemas, ha derivado en un importante problema ecológico, social y económico por la importancia de las pérdidas que ocasionan, por su grave repercusión en la protección del suelo contra la erosión y, en general, por su impacto negativo sobre el patrimonio natural de la Comunidad Autónoma de Aragón.

2. OBJETO

El objeto del presente anejo es describir las medidas que se deberán tener en cuenta para la prevención y extinción de incendios, en las diferentes fases de construcción, explotación y desmantelamiento del Parque Eólico Azabache ubicado en el término municipal de La Puebla de Valverde (provincia de Teruel).

3. NORMATIVA APLICABLE

- ORDEN AGM/112/2021, de 1 de febrero, por la que se prorroga la Orden de 20 de febrero de 2015, del Consejero de Agricultura, Ganadería y Medio Ambiente, sobre prevención y lucha contra los incendios forestales en la Comunidad Autónoma de Aragón para la campaña 2015/2016.
- Ley 1/2017, de 20 de junio, de Montes de Aragón (BOA Nº124 de 30/06/2017).

4. MEDIDAS PREVENTIVAS

A continuación, se describe el periodo y zona de riesgo de incendio a tener en cuenta según la Administración:

- La Administración establece la época de peligro alto de incendios forestales desde el 1 de abril hasta el 15 de octubre.
- El departamento competente en materia de medio ambiente podrá declarar de alto riesgo aquellas zonas que, por sus características, muestren una mayor



incidencia y peligro en el inicio y propagación de los incendios o de la importancia de los valores amenazados precisen de medidas especiales de protección.

- Dicha declaración de Alto Riesgo conllevará la aprobación de un plan de defensa que contenga la delimitación de dichas zonas y las medidas a aplicar, así como el restante contenido que prevea la legislación básica estatal, y que se incluirá en el apartado de prevención contra incendios forestales del plan de ordenación de los recursos forestales correspondiente a la comarca donde se ubiquen.

En la Fase de proyecto del Parque se tendrá en cuenta:

- Reducción del campo visual de los observatorios de prevención de incendios.
- Limitación de los medios aéreos en las labores de extinción en los parques eólicos y su entorno inmediato.

En la Fase de construcción y desmantelamiento se tendrá en cuenta:

- Entorpecimiento de operaciones de extinción por corte de caminos o pistas forestales.
- Generación de polvo, en las fases de construcción y desmantelamiento, que podría ser, si se diesen las circunstancias oportunas, explosivo, y por ello, ser fuente generadora de incendio.
- Acumulación y acopio de materiales fácilmente inflamables o capaces de originar focos de fuego en días calurosos, como pueden ser metales o materiales reflectantes.
- Utilización de maquinaria que, en su arranque o durante su funcionamiento, podría originar chispas y ser detonante de un incendio.

5. MEDIDAS PARA DISMINUIR EL RIESGO DE INCENDIO

En primer término se analizan los posibles impactos negativos, diferenciándolos en los generados en fase de ejecución y desmantelamiento, como son la producción de incendios forestales, entorpecimiento de operaciones de extinción por corte de caminos o pistas forestales, de los de explotación, como son la reducción del campo visual de los observatorios de prevención de incendios y limitación de la utilización de medios aéreos en las labores de extinción en los parques eólicos y entorno inmediato.



A continuación, se proponen una serie de Medidas para cada una de las fases:

Fase de Ejecución y Desmantelamiento

- Según Normativa, durante la fase de construcción y desmantelamiento se quedará prohibido el empleo de fuego en la zona.
- Para evitar el incremento de partículas en suspensión, polvo, etc. durante las obras, que de esta forma se produzca una mínima alteración del medio ambiente atmosférico, se proponen las siguientes medidas:
 - Evitar que el material removido quede directamente a merced del viento, acopiando el mismo a reparo, o mantenerlo constantemente húmedo ante la previsión de vientos, evitando así la voladura de los materiales más finos del suelo.
 - Regar periódicamente los accesos y todas aquellas vías que sean necesarias para el acceso a la obra y que estén desprovistos de capa asfáltica de rodadura, para reducir al mínimo el levantamiento de polvo durante la fase de obras.
- Habrá un agente forestal encargado de vigilar que las obras se realicen con el menor riesgo posible de incendio. Esta persona se pondrá en contacto con las brigadas de extinción en caso de producirse alguna incidencia de este tipo.
- Se evitará la instalación de aerogeneradores en el entorno de puntos de agua con posibilidades de carga de helicópteros.
- Se primará la concentración de aerogeneradores, evitando dispersiones que dificulten aún más las labores de los medios de extinción.
- Los aerogeneradores dispondrán de transformadores de tipo seco.
- Limpiar la zona en la que se efectúen actividades en las que se utilice un soplete o elemento similar, en un radio de 3.5 m. Dichas tareas, se efectuarán con un radio mínimo de 10 m de distancia de árboles que posean una circunferencia mayor de 60 cm, medida ésta a 1,20 m del suelo.
- En todas las actuaciones en las que intervengan máquinas, sean automotrices o no, que utilicen materiales inflamables y que puedan ser generadoras de riesgo de incendio o de explosión, se facilitará un extintor (tipo ABC) de 5 Kg a menos de 5 m de la misma.



- La maquinaria que funcione defectuosamente será sustituida, ya que puede producirse un incendio al saltar una chispa.
- En todo momento se mantendrán en buen estado de conservación y libres de obstáculos los caminos y pistas forestales afectados por los trabajos, de tal manera que no interrumpa el funcionamiento normal de los medios de prevención y extinción de incendios.
- Se realizará de manera general la mejora de los accesos y del firme para facilitar la llegada de los vehículos de extinción, disponiendo viales interiores para facilitar las tareas de mantenimiento y acceso a los aerogeneradores.
- Para el adecuado cumplimiento de las medidas de seguridad, se alertará del riesgo de incendios forestales con la colocación de carteles informativos, en aquellas áreas más susceptibles de sufrir un incendio (masas forestales, matorrales...) además de en los principales accesos del parque eólico.
- En la revegetación de taludes, las especies forestales que se utilicen tendrán que mantener un contenido de humedad elevado durante la época de máximo riesgo de incendio.
- Se retirarán inmediatamente todos los restos de los desbroces.
- Seleccionar, dentro de las especies adecuadas para la revegetación en esta zona, aquellas menos inflamables.
- Contemplar en la restauración la pendiente adecuada.

Fase de Explotación

Como se ha indicado anteriormente, la instalación de aerogeneradores en terrenos forestales genera una disminución de eficacia de los medios de prevención, al tratarse de obstáculos de gran envergadura, que en caso de incendio pueden estar ocultos por el humo, por lo que las medidas correctoras han de ir dirigidas fundamentalmente al refuerzo de estos medios de tal manera que se compense esta disminución de efectividad. Así pues, en los parques:

- Se evitará la instalación de aerogeneradores en el entorno de los observatorios forestales que puedan entorpecer el campo visual de los mismos.



- Se vigilarán así mismo las instalaciones, de manera que éstas estén en perfectas condiciones y no puedan provocar riesgos de incendio. En estas inspecciones periódicas se revisarán fundamentalmente las subestaciones eléctricas y la línea de alta tensión.
- En esta fase, la vigilancia se llevará a cabo por el personal dedicado al mantenimiento de los parques.
- Se reforzará la vigilancia en la zona de influencia, bien mediante sistemas automáticos de detección de incendios forestales o mediante el personal del parque.
- Se dispondrá de un sistema de vigilancia y alerta de incendios integrado en un sistema que permita, en caso de incendio, la parada de los aerogeneradores y su orientación más adecuada en función de las características y localización del incendio. Así mismo, los aerogeneradores dispondrán de señales y balizamientos que faciliten su detección por medios aéreos.

6. CONCLUSIONES

Con lo expuesto anteriormente en el presente anejo, se consideran suficientemente descritos los elementos constitutivos de riesgo durante las fases de construcción, explotación y desmantelamiento, así como las medidas idóneas a tomar para minimizar el riesgo de incendio en el Parque Eólico Azabache.

ANEJO 9

Especificaciones técnicas



ÍNDICE

DESCRIPCIÓN TÉCNICA Y DATOS DE LOS AEROGENERADORES

CÁLCULO DE LA CURVA DE POTENCIA Y EL COEFICIENTE DE EMPUJE

Technical Documentation Wind Turbine Generator Systems Cypress 158 - 50/60Hz



Technical Description and Data

Rev. 07 - Doc-0075288 - EN 2021-06-17



imagination at work

Visit us at
www.gerenewableenergy.com

Copyright and patent rights

All documents are copyrighted within the meaning of the Copyright Act. We reserve all rights for the exercise of commercial patent rights.

© 2021 General Electric Company. All rights reserved.

This document is public. GE and the GE Monogram are trademarks and service marks of General Electric Company.

Other company or product names mentioned in this document may be trademarks or registered trademarks of their respective companies.



imagination at work

Table of Contents

	Document Revision Table	4
1	Introduction	5
2	Technical Description of the Wind Turbine and Major Components.....	5
2.1	Rotor	6
2.2	Blades.....	6
	Blade Split.....	6
2.3	Blade Pitch Control System.....	7
2.4	Hub.....	7
2.5	Gearbox.....	7
2.6	Bearings.....	7
2.7	Brake System.....	7
2.8	Generator	7
2.9	Gearbox/Generator Coupling.....	7
2.10	Yaw System.....	8
2.11	Tower	8
2.12	Nacelle.....	8
2.13	Wind Sensor and Lightning Rod.....	8
2.14	Lightning Protection (according to IEC 61400-24 Level I).....	8
2.15	Wind Turbine Control System	9
2.16	Power Converter	9
2.17	Transformer and Medium Voltage Switch Gear	9
	Transformer.....	9
	Medium Voltage Switchgear	9
3	Technical Data for the Cypress-158.....	10
3.1	Operational Limits.....	12
3.2	Cypress Overview Drawing and Dimensions.....	13

Document Revision Table

Rev.	Date (YYYY/MM/DD)	Affected Pages	Change Description
06	2020-08-10	7	ADDED new HHs.
		11	EDITED section 2.11.
		13	ADDED Cypress 158m rotor the dimensional details in Section 4.
		14	EDITED section 3.1.
		15	MODIFIED section 4.
07	2021-06-17	5, 10, 12	ADDED information on 5.8/6.1 uprate
		8	UPDATED Section 2.12 Nacelle
		5, 12, 13	ADDED 117 m tower information

1 Introduction

This document summarizes the technical description and specifications of the Cypress 158 wind turbine.

2 Technical Description of the Wind Turbine and Major Components

The Cypress -158 is a three-bladed, upwind, horizontal-axis wind turbine with a rotor diameter of 158 meters. The turbine rotor and nacelle are mounted on top of:

- a tubular steel tower with a hub height of 96 m
- a tubular steel tower with a hub height of 101 m (config supports 5.8/6.1 50/60 Hz)
- a tubular steel tower with a hub height of 107.4 m
- a tubular steel tower with a hub height of 117 m (config supports 5.8/6.1 60 Hz)
- a tubular steel tower with a hub height of 120.9 m (config supports 5.8/6.1 50 Hz)
- a tubular steel tower with a hub height of 125.4 m (config supports 5.8/6.1 60 Hz)
- a tubular steel tower with a hub height of 141 m
- a concrete hybrid tower with a hub height of 150 m
- a tubular steel tower with a hub height of 151 m
- a concrete hybrid tower with a hub height of 161 m

The Cypress 158 turbine, available with these ratings: 4.2/4.5/4.8/5.0/5.2/5.3/ 5.5/5.8/6.1 employs active yaw control (designed to steer the wind turbine with respect to the wind direction), active blade pitch control (to regulate turbine rotor speed) and a variable speed generator with a power electronic converter system.

The Cypress -158 turbine features a modular drive train design where the major drive train components, including main shaft bearing, gearbox, generator and yaw drives, are attached to a bedplate.

The increased ratings 5.8 and 6.1 are available for the listed configurations others may be added on demand.

2.1 Rotor

Rotor speed is regulated by a combination of blade pitch angle adjustment and generator/converter torque control. The rotor spins in a clockwise direction under normal operating conditions when viewed from an upwind location.

Full blade pitch angle range is approximately 90 degrees, with the zero degree position being with the blade flat to the prevailing wind. Pitching the blades to a full feather pitch angle of approximately 90 degrees accomplishes aerodynamic braking of the rotor, thus reduces the rotor speed.

2.2 Blades

There are three logistics optimized rotor blades used on the Cypress -158 wind turbine. Optional the blades can be equipped with Leading Edge Protection. Values below are typically needed to perform shadow casting calculations.

	Rotor Diameter
	158 m
Longest chord	4.0 m
Chord at 0.9 x rotor radius	1.35 m

In order to optimize noise emissions, the rotor blades are equipped with Low-Noise-Trailing-Edges (LNTes) at the pressure side of the blade's rear edge. LNTes are thin jagged plastic strips. The rotor blades of the Cypress -158 are equipped with these strips at the factory.



Fig 1: LNTes at the wind turbine rotor blade

Blade Split

To ease transportation of blade, GE developed a solution using a split blade which has transportation requirements comparable to 137 m product. The two parts of the blade are connected using a mechanical connection which has been extensively tested.

2.3 Blade Pitch Control System

The rotor utilizes a pitch system to provide adjustment of the blade pitch angle during operation.

The active pitch controller enables the wind turbine rotor to regulate speed, when above rated wind speed, by allowing the blade to “spill” excess aerodynamic lift. Energy from wind gusts below rated wind speed is captured by allowing the rotor to speed up.

Independent back up is provided to drive each blade in order to feather the blades and shut down the wind turbine in the event of a grid line outage or other fault. By having all three blades outfitted with independent pitch systems, redundancy of individual blade aerodynamic braking capability is provided.

2.4 Hub

The hub is used to connect the three rotor blades to the turbine main shaft. The hub also houses the blade pitch system and is mounted directly to the main shaft. To carry out maintenance work, the hub can be entered through one of three hatches at the area close to the nacelle roof.

2.5 Gearbox

The gearbox in the wind turbine is designed to transmit torsional power between the low-rpm turbine rotor and high-rpm electric generator. The gearbox is a multi-stage planetary/helical design. The gearbox is mounted to the wind turbine bedplate. The gearbox mounting is designed to reduce vibration and noise transfer to the bedplate. The gearbox is lubricated by a forced, cooled lubrication system and a filter assist to maintain oil cleanliness.

2.6 Bearings

The blade pitch bearing is designed to allow the blade to pitch about a span-wise pitch axis. The inner race of the blade pitch bearing is outfitted with a blade drive gear that enables the blade to pitch.

The spherical roller main bearing supports and aligns the main shaft to the main gearbox and is absorbing radial and axial loads from the rotor.

2.7 Brake System

The blade pitch system acts as the main braking system for the wind turbine. Braking under normal operating conditions is accomplished by feathering the blades out of the wind. Only two feathered rotor blades are required to decelerate the rotor safely into idling mode, and each rotor blade has its own backup to drive the blade in the event of a grid line loss.

2.8 Generator

The generator is a doubly fed induction generator. It is mounted to the generator frame with a mounting designed to reduce vibration and noise transfer to machine.

2.9 Gearbox/Generator Coupling

To protect the drive train from excessive torque loads, a special coupling including a torque-limiting device is provided between the generator and gearbox output shaft.

2.10 Yaw System

A bearing positioned between the nacelle and tower facilitates yaw motion. Yaw drives mesh with the gear of the yaw bearing and steer the wind turbine to track the wind in yaw. The yaw drive system contains an automatic yaw brake. This brake engages when the yaw drive is not operating and prevents the yaw drives from being loaded due to turbulent wind conditions.

The controller activates the yaw drives to align the nacelle to the wind direction based on the wind vane sensor mounted on the top of the nacelle.

The wind turbine records nacelle yaw position following excessive rotation in one direction, the controller automatically brings the rotor to a complete stop, untwists the internal cables, and restarts the wind turbine.

2.11 Tower

The wind turbine is mounted on top of a tubular steel tower (or a hybrid tower). Access to the turbine is through a door at the base of the tower. Internal service platforms and interior lighting is included. A ladder provides access to the nacelle and also supports a fall arrest safety system.

Optional climb assist or service lifts are available upon request.

2.12 Nacelle

The nacelle houses the main components of the wind turbine generator. Access from the tower into the nacelle is through the bottom of the nacelle. The nacelle is ventilated and illuminated by electric lights. A hatch provides access to the blades and hub. The nacelle enclosure floor is designed to collect liquids (e.g. oil, grease) in cases of leakage with a safety factor of 1.5. Such capability has been proven by a test.

2.13 Wind Sensor and Lightning Rod

An ultrasonic wind sensor and lightning rod are mounted on top of the nacelle housing. Access is accomplished through the hatch in the nacelle.

2.14 Lightning Protection (according to IEC 61400-24 Level I)

The rotor blades are equipped with lightning receptors mounted in the blade. The turbine is grounded and shielded to protect against lightning; however, lightning is an unpredictable force of nature and it is possible that a lightning strike could damage various components notwithstanding the lightning protection employed in the wind turbine.

2.15 Wind Turbine Control System

The wind turbine can be controlled locally. Control signals can also be sent from a remote computer via a Supervisory Control and Data Acquisition System (SCADA), with local lockout capability provided at the turbine controller.

Service switches at the tower top prevent service personnel at the bottom of the tower from operating certain systems of the turbine while service personnel are in the nacelle. To override any wind turbine operation, emergency-stop buttons located in the tower base and in the nacelle can be activated to stop the turbine in the event of an emergency.

2.16 Power Converter

The wind turbine uses a power converter system that consists of a converter on the rotor side, a DC intermediate circuit, and a power inverter on the grid side.

The converter system consists of a power module and the associated electrical equipment.

2.17 Transformer and Medium Voltage Switch Gear

Transformer

The 3 winding transformer is located at the rear of the nacelle. The transformer is a dry type transformer supporting medium voltage range of 10 - 33 kV range. The transformer is completely separated from the rest of machine head. The transformer is in GE scope, a pad mounted variant is not available.

Medium Voltage Switchgear

The medium voltage switchgear is mounted in the tower entry area.

3 Technical Data for the Cypress-158

Turbine	4.2/4.5/4.8/5.0/5.2/5.3/5.5/5.8/6.1 158
Rated output [MW]	4.2/4.5/4.8/5.0/5.2/5.3/5.5/5.8/6.1
Rotor diameter [m]	158
Number of blades	3
Swept area [m²]	19607
Rotational direction (viewed from an upwind location)	Clockwise
Maximum speed of the blade tips [m/s]	4.2-4.8MW 50Hz - 74.5 m/s 5.0-5.5MW 50Hz - 80.3 m/s 4.8-6.1MW 50Hz - 82.0 m/s 4.8-6.1MW 60Hz - 83.6 m/s
Orientation	Upwind
Speed regulation	Pitch control
Aerodynamic brake	Full feathering
Color of outer components	RAL 7035 (light grey) and RAL 7023 (concrete grey, for concrete sections of hybrid tower only)
Reflection degree/Gloss degree Steel tower	30 - 60 gloss units measured at 60° as per ISO 2813
Reflection degree/Gloss degree Rotor blades, Nacelle, Hub	60 - 80 gloss units measured at 60° as per ISO 2813
Reflection degree/Gloss degree Hybrid Tower	Concrete gray (similar RAL 7023); gloss matte

Table 1: Technical data Cypress-158 wind turbine

Atmospheric corrosion protection (corrosion categories as defined by ISO 12944 2:1998)	
Corrosion protection - Tower Shell Coating internal/external	C-2/C-3 (standard) C-4/C-5 (enhanced)
Corrosion protection - Tower Flange Bolts (TFB) internal/external	C-4/C-4 (standard) C-4/C-4 (enhanced)
Corrosion protection - Tower Mechanical Fasteners and internals internal/external	C-3/C-3 (standard) C-3/C-5 (enhanced)
Corrosion protection - Hub internal/external	C-5/C-5
Corrosion protection - Nacelle & Hub Fasteners internal/external	C-3/C-5
Corrosion protection - Automatic Lubrication System, Yaw Drive Bolts internal	C-3
Corrosion protection - Pitch Motor, Pitch Gearbox internal	C-4
Corrosion protection - Main Shaft, Pillow Block, Gearbox internal	C-4
Corrosion protection - Bedplate, Generator Frame internal	C-5

Table 2: Atmospheric corrosion protection

3.1 Operational Limits

Turbine	4.2/4.5/4.8/5.0/5.2/5.3/5.5/5.8/6.1-158
Hub height	96 m tubular steel tower (only 50Hz) 101 m tubular steel tower (50/60Hz) 107.4 m tubular steel tower (only 60Hz) 117 m tubular steel tower (only 60Hz) 120.9 m tubular steel tower (only 50Hz) 125.4 m tubular steel (only 60Hz) 141 m tubular steel tower (only 50Hz) 150 m hybrid tower (only 50Hz) 151 m tubular steel tower (only 50Hz) 161 m hybrid tower (only 50Hz)
Wind turbine design standard	* IEC 61400-1, Ed. 3 ** DIBt 2012
Height above sea level	Maximum 1000 m with the maximum standard operational temperature of up to +40 °C. Above 1000 m, the maximum operational temperature is reduced per DIN IEC 60034 1 (e.g., maximum operational temperature reduced up to +30 °C at 2000 m). For installations above 1000 m isolation distances of medium voltage terminals must also be re-evaluated. De-rated operation additionally driven by ambient temperature, power rating or specific grid requirements and conditions may occur. Details on these can be found in Hot Weather High Altitude.
Standard Weather Option (STW)	Operation from -15 °C up to +40 °C. De-rated operation driven by ambient temperature, power rating or specific grid requirements and conditions may occur. Details on these can be found in Hot Weather High Altitude and Grid Interconnection documentation. Survival temperature of -20 °C to +50 °C without the grid. Survival means turbine not in operation including the heat transfer system due to lack of energy supply by the grid.
Cold Weather Option (CW)	Operation from -15 °C up to +34 °C. De-rated operation driven by ambient temperature, power rating or specific grid requirements and conditions may occur. Details on these can be found in Hot Weather High Altitude and Grid Interconnection documentation. Survive extreme temperature of -40 °C to +50 °C without the grid. Survive means: turbine not in operation including the heat transfer system due to lack of energy supply by the grid.
Wind class	IEC S + WZ (S)

Table 3: Operational limits

3.2 Cypress Overview Drawing and Dimensions

This document presents an overview of the relevant dimensions for the wind energy turbine with 158 m rotor diameter.

The table shown below fits to the GE drawing 450W1333.

Description		Dimension for hub height in [m]									
		96 m (tubular steel tower)	101 m (tubular steel tower)	107.4 m (tubular steel tower 60Hz only)	117 m (tubular steel tower 60Hz only)	120.9 m (tubular steel tower)	125.4 m (tubular steel tower 60Hz only)	141 m (tubular steel tower)	150 m (hybrid tower)	151 m (tubular steel tower)	161 m (hybrid tower)
Hub height [m]	A2	96	101	107.4	117	120.9	125.4	141	150	151	161
Total height [m]	A3	175	180	186.4	196	199.9	204.4	220	229	230	240
Height upper daylight identification (only when required) [m]	A4	-	60	60 m	-	60	60 m	60	60	-	60
Height lower daylight identification (only when required) [m]	A5	-	40	40 m	-	40	40 m	40	40	-	40
Top of soil to top of foundation EU [m]	A6	1.3	1.3		-	1.3			1.51		1.31
Top of soil to top of foundation Australia [m]	A6	0.2	0.2		-	0.2			-		-
Top of soil to top of foundation Australia & North America [m]	A6	0.745	0.745	0.745	0.745	-	0.745	-	-		-
Height aviation light [m]	A7	100 ±1	105 ±1	111.7 ±1 m	-	125 ±1	129 ±1 m	145 ±1	154 ±1		165 ±1
Foundation diameter [m]	B2	22	22	20-25 m	20-25 m	25.8	20-25 m	25.8	23.5 and 25		23.5 and 25
Distance aviation lights (only when required) [m]	C1		52.5 ±4	52.5 ±4 m	-	62.5 ±4	62.5 ±4 m	72.5 ±4	77 ±4		82.5 ±4
Tower bottom diameter [m]	C7	4.3	4.3	4.3 m	4.56	4.3	4.3 m	5.0	7.9	5.3	8.5

Table 4: Description

General information for all hub heights		
Description	Parameter	Dimension
Rotor diameter	A1	158 m
Longest chord	A8	4.0 m
Chord at 90% rotor radius	A9	1.35 m
Aviation light spacing on machine head	B1	Min 3.9 m
Blade tip distance in ideal position	C2	9.55 m
Blade tip distance in operation position	C3	5.55 m
Blade tip distance in ideal position	C4	20.48 m
Blade tip distance in operation position	C5	16.53 m
Tower top diameter	C6	3.7 m
Nacelle length	D1	12.8 m (max 14.3 m)
Distance from Yaw Bearing to Centre line crossing	D2	1.38 m
Aviation marking stripe width	D3	2 m
Nacelle height	D4	4.3 m (max 4.56 m)
Distance tower center - hub center	D5	4.17 m
Overhang	D6	4.18 m
Distance tower top - hub center	D7	1.92 m
Tilt drivetrain	D8	4°
Blade direction	D9	85°
Eccentricity area in idle	B3	20.562 m ²
Eccentricity area in operation	B4	19.910 m ²

Table 5: General information for all hub heights

Technical Documentation

Wind Turbine Generator Systems

4.2-158 - 50 Hz



Calculated Power Curve and Thrust Coefficient

Customer: WPD EUROPE GMBH

DUNS Number 329475714

Rev. 01 - EN 2019-03-19

Attachments to this pdf can be found by clicking the paper clip icon (📎) commonly found on the left-hand side when using Adobe Acrobat.



imagination at work

Visit us at
www.gerenewableenergy.com

Copyright and patent rights

This document is to be treated confidentially. It may only be made accessible to authorized persons. It may only be made available to third parties with the expressed written consent of General Electric Company.

All documents are copyrighted within the meaning of the Copyright Act. The transmission and reproduction of the documents, also in extracts, as well as the exploitation and communication of the contents are not allowed without express written consent. Contraventions are liable to prosecution and compensation for damage. We reserve all rights for the exercise of commercial patent rights.

© 2019 General Electric Company. All rights reserved.

GE and the GE Monogram are trademarks and service marks of General Electric Company.

Other company or product names mentioned in this document may be trademarks or registered trademarks of their respective companies.



imagination at work

Table of Contents

1 Calculated Power Curves.....5

2 Applicability.....6

3 Cut-Out and Re-Cut-In Wind Speeds7

4 Calculated Thrust Coefficient8

5 Guidelines for Pre-construction Energy Assessment.....9

1 Calculated Power Curves

Wind turbine type: 4.2-158

Grid standard: 50 Hz

Rotor diameter: 158 m

The calculated power curve at an average air density of 1.225 kg/m³ is listed in Table 1. The power curve is consistent with the power curve definition in the IEC 61400-12-1 for hub height wind speed.

Wind Speed at Hub Height [m/s]	Electrical Power [kW] with Medium TI Band
3.0	88
3.5	186
4.0	310
4.5	466
5.0	657
5.5	892
6.0	1168
6.5	1489
7.0	1856
7.5	2242
8.0	2625
8.5	2994
9.0	3331
9.5	3627
10.0	3851
10.5	4009
11.0	4112
11.5	4165
12.0	4186
12.5 to cutout ¹	4200

Table 1: Calculated power curve table as a function of hub height wind speed for standard air density

¹ For more details on the cut-out behavior visit section 3 "Cut-Out and Re-Cut-In Wind Speeds"

2 Applicability

The power curve information provided in this document applies under the following conditions:

- "Hub heights at or above 120 m. For hub heights below 120 m the shear band filter per the MPPT shall be adapted and applied to shear coefficients from -0.1 to 0.2 instead. Turbines with hub heights below 120 m and shear conditions outside the adapted shear band, require a site specific power curve."
- The site is characterized by one of the following turbulence intensity categories.

TI Band	Lower TI bound	Upper TI bound
Medium	$5 (0.75V_{\text{hub}} + 5.6)/V_{\text{hub}}$	$15 (0.75V_{\text{hub}} + 5.6)/V_{\text{hub}}$

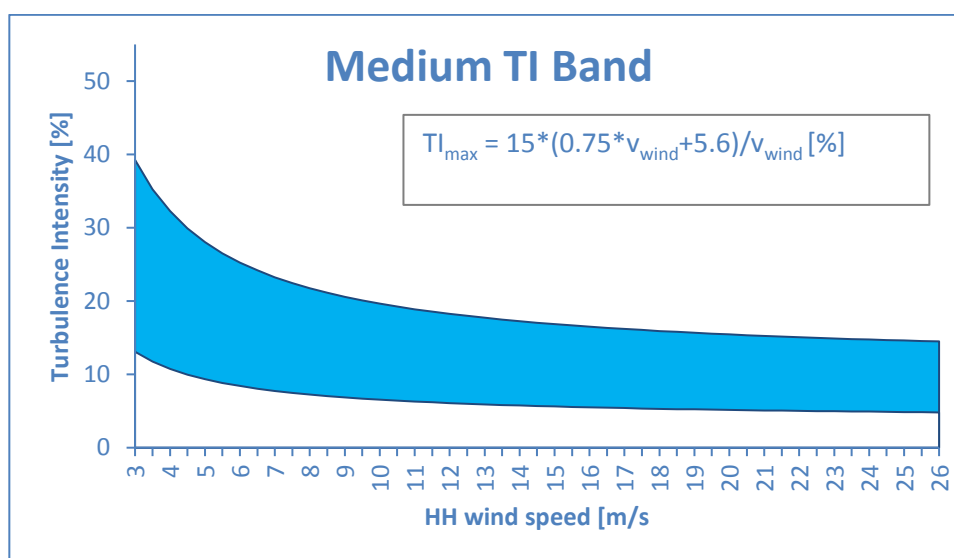


Figure 1: Applicable Turbulence Intensity Range

- Non-degraded and uncontaminated blade surfaces with no icing
- Power shall be measured on the generator side of the transformer unless the net electric power output is referenced otherwise in this document.
- Wind-speed labels are mid-bin values; for example, the 5.0 m/s bin extends from 4.75 to 5.25 m/s.
- Measured wind shear (10-minute average data) such that $-0.1 \leq \text{shear} \leq 0.5$.
- The wind turbine generator system whose power output is not being actively regulated or curtailed for any reason.
- Information on the influence of cold or hot weather and high altitude operation is provided in the documents "Technical Description – Cold Weather Adaptations" and "General Description High Temperature, High Altitude Operation".

3 Cut-Out and Re-Cut-In Wind Speeds

The wind turbine generator system will shut down when the average wind speed exceeds

- 25 m/s average in a 600-second time interval,
- 30 m/s average in a 30-second time interval, or
- 34 m/s average in a 3-second time interval.

After the turbine has been shut-down, it will restart when the 4-minute rolling average wind speed drops below 22 m/s.

A site-specific Mechanical Loads Analysis (MLA) is required to determine the turbine suitability and whether the above-listed cut-out and re-cut-in wind speeds require adjustment to mitigate site-specific loads. If, for example, the MLA concludes that curtailment is needed to reduce loads, the MLA report will state the reduced 600-second cut-out wind speeds and the applicable wind direction sector(s). The remaining cut-out and re-cut-in wind speeds will be reduced by the same amount that the 600-second wind speed is reduced. Any reduction of the wind speeds listed in this section may be turbine location-specific. Refer to the site-specific MLA report for details.

4 Calculated Thrust Coefficient

Wind Speed at Hub Height [m/s]	Thrust Coefficient [ct]	Wind Speed at Hub Height [m/s]	Thrust Coefficient [ct]
3.0	0.94	14.5	0.15
3.5	0.90	15.0	0.13
4.0	0.87	15.5	0.12
4.5	0.85	16.0	0.11
5.0	0.84	16.5	0.10
5.5	0.83	17.0	0.09
6.0	0.82	17.5	0.08
6.5	0.81	18.0	0.08
7.0	0.77	18.5	0.07
7.5	0.71	19.0	0.07
8.0	0.65	19.5	0.06
8.5	0.59	20.0	0.06
9.0	0.54	20.5	0.05
9.5	0.49	21.0	0.05
10.0	0.44	21.5	0.05
10.5	0.39	22.0	0.04
11.0	0.35	22.5	0.04
11.5	0.30	23.0	0.04
12.0	0.26	23.5	0.04
12.5	0.23	24.0	0.03
13.0	0.20	24.5	0.03
13.5	0.18	25.0	0.03
14.0	0.16		

Table 2: Calculated thrust coefficient table; as a function of hub height wind speed

Calculated using Standard Atmospheric Conditions according to ISO 2533 for geometric altitude of 0.

5 Guidelines for Pre-construction Energy Assessment

The following guidelines are offered for selecting power curves from this document for measurement purposes or assessment of the energy production of a new wind plant.

The air density should be the annual average air density expected at the site of the new wind plant over the life of the wind turbine.

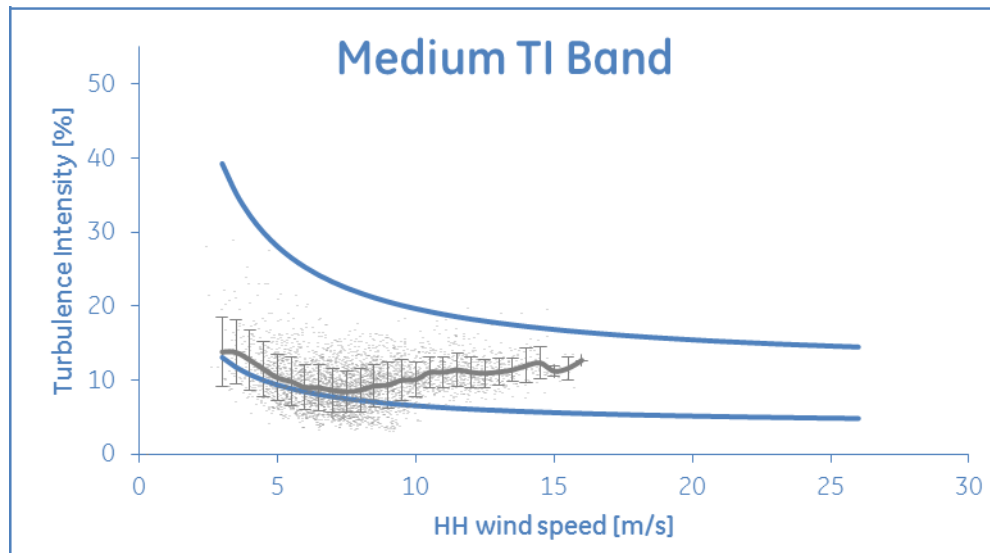


Figure 2: Example of site specific turbulence distribution with mean turbulence data and standard deviation relative to high TI (9%), medium TI (71%) and low TI (98%) band (figures in parenthesis represent the coverage rate)

ANEJO 10

Cálculos de la infraestructura de evacuación



ÍNDICE

1.	CÁLCULOS ELÉCTRICOS	3
1.1.	TRAMOS SUBTERRÁNEOS.....	3
1.1.1.	CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN	3
1.1.2.	CAPACIDAD DE TRANSPORTE	4
1.1.3.	CAÍDA DE TENSIÓN	5
1.1.4.	PÉRDIDA DE POTENCIA	6
1.1.5.	POTENCIA DE CORTOCIRCUITO	6
1.2.	TRAMO AÉREO.....	7
1.2.1.	DATOS ELÉCTRICOS DE LA INSTALACIÓN	7
1.2.2.	CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR.....	8
1.2.3.	CAPACIDAD DE TRANSPORTE	8
1.2.4.	CAÍDA DE TENSIÓN	9
1.2.5.	PÉRDIDA DE POTENCIA	10
1.3.	RESUMEN	10
2.	CÁLCULOS MECÁNICOS DEL TRAMO AÉREO	11
2.1.	TENSIÓN MÁXIMA DEL TENDIDO (To).....	11
2.2.	VANO DE REGULACIÓN.....	11
2.3.	ECUACIÓN DE CAMBIO DE CONDICIONES.....	11
2.4.	FLECHA MÁXIMA.....	12
2.5.	DISTANCIAS DE SEGURIDAD.....	14
2.5.1.	DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES AL TERRENO	14
2.5.2.	DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES	14
2.5.3.	DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES Y A PARTES PUESTAS A TIERRA.....	15
2.5.4.	DESVIACIÓN DE LA CADENA DE AISLADORES	15
2.5.5.	RESUMEN Y COMPROBACIÓN DE DISTANCIAS	16
2.6.	APOYOS.....	18
2.6.1.	CRITERIOS DE CÁLCULO	18
2.6.2.	ACCIONES CONSIDERADAS	18
2.6.3.	RESUMEN DE HIPÓTESIS	21
2.6.4.	RESUMEN DE ESFUERZOS APLICADOS.....	24
2.6.5.	COEFICIENTES DE SEGURIDAD	26
2.7.	CIMENTACIONES	27
2.7.1.	CIMENTACIONES MONOBLOQUE.....	27
2.8.	AISLAMIENTO Y HERRAJES	27
2.8.1.	AISLADORES	27
2.8.2.	HERRAJES Y ACCESORIOS	28



1. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

1.1. TRAMOS SUBTERRÁNEOS

1.1.1. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

TRAMO I – CE-AP.1

Características del cable: RH5Z1 12/20 kV 3x1x400 mm² Al

- Conductor.....Al
- Sección 400 mm²
- Tensión aislamiento 12/20 kV
- Aislamiento..... Polietileno Reticulado
- Resistencia óhmica a 90°C y 50 Hz.....0,100 Ω/km
- Reactancia inductiva0,101 Ω/km
- Intensidad admisible en régimen permanente*445 A
- Longitud de cable 10.045 m *

* Incluye el incremento de cable por la pendiente del terreno y por el tendido

TRAMO II – AP.2-SET

Características del cable: RH5Z1 12/20 kV 3x1x400 mm² Al

- Conductor.....Al
- Sección 400 mm²
- Tensión aislamiento 12/20 kV
- Aislamiento..... Polietileno Reticulado
- Resistencia óhmica a 90°C y 50 Hz.....0,100 Ω/km
- Reactancia inductiva0,101 Ω/km
- Intensidad admisible en régimen permanente*445 A
- Longitud de cable 1.740 m *

* Incluye el incremento de cable por la pendiente del terreno y por el tendido

** : El valor de intensidad máxima indicado se da en instalaciones directamente enterradas, con el cable a una profundidad de 1 m, terreno a temperatura de 25 °C, temperatura del ambiente de 40 °C, y resistividad térmica del terreno de 1,5 K·m/W.

La sección del cable ha sido dimensionada de tal manera que supera ampliamente las necesidades de la red, de la cual forma parte el tendido en proyecto, en lo que se refiere



a pérdidas de potencia, caídas de tensión, capacidad de transporte, sobrecargas admisibles y corrientes de cortocircuito.

De acuerdo con las características eléctricas del cable, se adjuntan los cálculos eléctricos correspondientes a los tramos subterráneos en proyecto.

1.1.2. CAPACIDAD DE TRANSPORTE

Según se indica en la tabla 6 de la ITC-LAT 06 del Reglamento de líneas de alta tensión, la intensidad máxima admisible por un cable unipolar aislado de hasta 12/20 kV, directamente enterrado, de sección 400 mm² en aluminio, con aislamiento de polietileno reticulado XLPE, es de 445 A. Se suponen cables no armados, con las pantallas puestas directamente a tierra en ambos extremos del cable.

Esta intensidad indicada supone el cable a una profundidad de 1 m, terreno a temperatura de 25 °C, temperatura del ambiente de 40 °C, y resistividad térmica del terreno de 1,5 K·m/W.

Para la instalación en proyecto, los cables se instalarán a una profundidad de 1,2 m en zonas de cultivo. Según la tabla 11 de la citada ITC-LAT 06 del Reglamento de líneas de alta tensión, reproducida a continuación, la intensidad admisible del cable deberá reducirse:

Tabla 11. Factores de corrección para profundidades de la instalación distintas de 1m

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤185 mm ²	>185 mm ²	≤185 mm ²	>185 mm ²
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Para este circuito, en ambos tramos se tiende **una terna de cable por la zanja**.

De esta forma, hay que considerar la influencia del número de ternas en la capacidad de transporte. Esta influencia se representa con un factor de corrección a la capacidad de transporte del cable, recogido en la tabla 10 de la citada ITC-LAT 06.



Tabla 10. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

Combinando todos los factores que modifican la intensidad admisible del cable, resulta:

TRAMO I – CE-AP.1

$$I_{adm} = n \cdot I \cdot C_{T \text{ terreno}} \cdot C_{T \text{ ambiente}} \cdot C_{Profundidad} \cdot C_{Simultaneidad} \cdot C_{resistividad} = 445 \text{ A}$$

TRAMO II – AP.2-SET

$$I_{adm} = n \cdot I \cdot C_{T \text{ terreno}} \cdot C_{T \text{ ambiente}} \cdot C_{Profundidad} \cdot C_{Simultaneidad} \cdot C_{resistividad} = 445 \text{ A}$$

Para esta intensidad máxima admisible, la potencia máxima a transportar, considerando una tensión nominal de 20 kV y un factor de potencia de 0,95 es de:

TRAMO I – CE-AP.1

$$P = \sqrt{3} \cdot I_{adm} \cdot U \cdot \cos \varphi = \sqrt{3} \cdot 445 \cdot 20 \cdot 0,95 = 14,64 \text{ MW}$$

TRAMO II – AP.2-SET

$$P = \sqrt{3} \cdot I_{adm} \cdot U \cdot \cos \varphi = \sqrt{3} \cdot 445 \cdot 20 \cdot 0,95 = 14,64 \text{ MW}$$

Valores suficientes para la potencia prevista a transportar, de 5,53 MW.

1.1.3. CAÍDA DE TENSIÓN

La caída de tensión por resistencia y reactancia de la red subterránea (despreciando la influencia capacitiva), viene dada por la expresión:

$$e = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi)$$

donde:

e = Caída de tensión en V/Km

I = Carga en servicio permanente en amperios



R = Resistencia eléctrica a 90°C y 50 Hz. (Ω/Km)

X = Reactancia eléctrica a $f=50$ Hz. (Ω/Km)

$\cos \varphi$ = Factor de potencia de la instalación (0,95)

resultando:

TRAMO I – CE-AP.1

$$e = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) = \sqrt{3} \cdot 445 \cdot (0,100 \cdot 0,95 + 0,101 \cdot 0,31) = 97,36 \text{ V/km}$$

TRAMO II – AP.2-SET

$$e = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) = \sqrt{3} \cdot 445 \cdot (0,100 \cdot 0,95 + 0,101 \cdot 0,31) = 97,36 \text{ V/km}$$

Teniendo en cuenta la longitud de cada uno de los tramos subterráneos:

TRAMO	LONGITUD (m)	CAÍDA DE TENSIÓN (V)	CAÍDA DE TENSIÓN (%)
I subt.	10.045	370	1,85%
II subt.	1.740	64	0,32%

1.1.4. PÉRDIDA DE POTENCIA

La pérdida de potencia de la red subterránea viene dada por la expresión:

$$P = 3 \cdot I^2 \cdot R (\text{kW/km})$$

Teniendo en cuenta la longitud de cada uno de los tramos subterráneos:

TRAMO	LONGITUD (m)	PÉRDIDA DE POTENCIA (kW)	PÉRDIDA DE POTENCIA (%)
I subt.	10.045	85,09	1,54%
II subt.	1.740	14,74	0,27%

1.1.5. POTENCIA DE CORTOCIRCUITO

La potencia admisible por el cable en régimen de cortocircuito vendrá dada por la fórmula:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}}$$

donde:

I_{cc} es la intensidad de cortocircuito para el conductor, en A.



S es el área de la sección del conductor, en mm².

t es el tiempo de duración del cortocircuito, en segundos.

K es la densidad máxima de corriente admisible por el cable, en A/mm². Su valor puede aproximarse en función del material del conductor y del aislamiento, según lo indicado a continuación:

K = 115 para conductor de cobre y aislamiento de PVC

K = 145 para cable de cobre y aislamiento de XLPE

K = 75 para cable de aluminio y aislamiento de PVC

K = 94 para cable de aluminio y aislamiento de XLPE.

Esta formulación supone una temperatura del cable de 90 °C al inicio del cortocircuito, y una temperatura máxima de 250 °C.

Teniendo en cuenta un tiempo de cortocircuito de 0,5 segundos, y la sección de cable de 400 mm² en aluminio, la intensidad admisible en régimen de cortocircuito será:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}} = \frac{94 \cdot 400}{\sqrt{0,5}} = 53,17 \text{ kA}$$

Según los datos del punto de conexión facilitados por la empresa distribuidora, la potencia de cortocircuito en el punto de conexión es de 866 MVA. Con este valor, y teniendo en cuenta una tensión de 20 kV, la intensidad de cortocircuito esperada es de:

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{866.000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 24,99 \text{ kA}$$

Valor inferior al máximo admisible por los cables propuestos.

1.2. TRAMO AÉREO

Se trata de justificar que el tipo de conductor elegido, LA-110 (94-AL1/22-ST1A), supera las necesidades de la red.

1.2.1. DATOS ELÉCTRICOS DE LA INSTALACIÓN

- Tensión nominal: 20 kV
- Potencia máxima a transportar: 5,53 MW
- Longitud del tramo aéreo 115 m
- Circuitos: 1



- Conductor: LA-110 (94-AL1/22-ST1A)
- Frecuencia: 50 Hz
- Factor de potencia considerado: 0,95

1.2.2. CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR

- Denominación: LA-110 (94-AL1/22-ST1A)
- Composición: 30 + 7
- Sección: 116,2 mm²
- Intensidad máxima admisible: 318,04 A
- Resistencia eléctrica kilométrica: 0,306 Ω/km

Características del conductor LA-110 (942-AL1/22-ST1A) a efectos de cálculo:

- Disposición de conductores: Capa T (D = 1,75 m) (D_{media} = 2,288 m)
- Reactancia eléctrica kilométrica: 0,378 Ω/km

El conductor elegido en la Línea en proyecto se justifica según dos factores:

- Capacidad de transporte
- Caída de tensión

1.2.3. CAPACIDAD DE TRANSPORTE

Para una potencia máxima prevista a transportar de 5,53 MW, la intensidad prevista en el conductor es de:

$$I_{prevista} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{5.530}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,95} = 168,04 \text{ A}$$

Dada la sección del conductor LA-110 (94-AL1/22-ST1A), 116,2 mm², se tiene una densidad de corriente para esta potencia de:

$$\delta = \frac{168,04}{116,2} = 1,45 \text{ A/mm}^2$$

La densidad máxima de corriente en régimen permanente según indica el Reglamento en el apartado 4.2.1. de la ITC-LAT 07 para una sección total de 116,2 mm² en aluminio, es de 2,737 A/mm². A este valor se le aplica un coeficiente reductor de 0,916 por tratarse de un cable de Aluminio-Acero de composición 30 + 7 resultando:

$$\delta_{adm} = 2,737 \cdot 0,916 = 2,988 \text{ A/mm}^2$$

superior a la densidad de corriente requerida para transportar 5,53 MW.



La intensidad máxima admisible por el conductor, para la densidad de corriente admisible, será:

$$I_{m\acute{a}x} = \delta_{adm} \cdot S = 2,737 \cdot 116,2 = 318,04 \text{ A}$$

La potencia máxima a transportar por el conductor LA-110 (94-AL1/22-ST1A) será:

$$P_{m\acute{a}x} = I_{m\acute{a}x} \cdot \sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi = 10,47 \text{ MW}$$

1.2.4. CAÍDA DE TENSIÓN

La caída de tensión por kilómetro de línea, considerando una capacidad despreciable, viene dada por la expresión:

$$e = \sqrt{3} \cdot I_{prevista} \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi)$$

siendo:

e = Caída de tensión, en voltios por km.

$I_{prevista}$ = Intensidad de corriente, en amperios.

R = Resistencia eléctrica kilométrica por fase en Ohmios por km.

X = Reactancia eléctrica kilométrica por fase en Ohmios por km.

φ = Angulo de desfase.

En este caso:

$$I_{prevista} = 168,04 \text{ A}$$

$$R = 0,306 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$X = 0,378 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Se considera $\cos\varphi = 0,95$, $\sin\varphi = 0,31$

donde:

$$e = \sqrt{3} \cdot 168,04 \cdot (0,306 \cdot 0,95 + 0,378 \cdot 0,31) = 118,72 \text{ V/km}$$

Dada la longitud de la línea en proyecto, 115 m, se obtiene una caída de tensión en la misma de:



TRAMO	LONGITUD (m)	CAÍDA DE TENSIÓN (V)	CAÍDA DE TENSIÓN (%)
aéreo	115	14	0,07%

1.2.5. PÉRDIDA DE POTENCIA

La pérdida de potencia del tramo aéreo viene dada por la expresión:

$$P = 3 \cdot I^2 \cdot R = 25,92 \text{ kW/km}$$

Teniendo en cuenta la longitud del tramo aéreo:

TRAMO	LONGITUD (m)	PÉRDIDA DE POTENCIA (kW)	PÉRDIDA DE POTENCIA (%)
aéreo	115	3,00	0,05%

1.3. RESUMEN

Las pérdidas a lo largo de todo el trazado de la línea se resumen a continuación:

TRAMO	LONGITUD (m)	CAÍDA DE TENSIÓN (V)	CAÍDA DE TENSIÓN (%)
I subt.	10.045	370	1,85%
aéreo	115	14	0,07%
II subt.	1.740	64	0,32%
TOTAL	11.900	448	2,24%

TRAMO	LONGITUD (m)	PÉRDIDA DE POTENCIA (kW)	PÉRDIDA DE POTENCIA (%)
I subt.	10.045	85,09	1,54%
aéreo	115	3,00	0,05%
II subt.	1.740	14,74	0,27%
TOTAL	11.900	102,83	1,86%



2. CÁLCULOS MECÁNICOS DEL TRAMO AÉREO

2.1. TENSIÓN MÁXIMA DEL TENDIDO (T_0)

La tensión horizontal del conductor en las condiciones iniciales (T_0), se realizará teniendo en cuenta las condiciones siguientes:

- Que el coeficiente de seguridad a la rotura, sea como mínimo igual a 2,5 en las condiciones atmosféricas que provoquen la máxima tensión de los conductores según apartado 3.2.1 de ITC-LAT 07 del R.L.A.T.
- Que la tensión de trabajo de los conductores a una temperatura media según la Zona (15 °C para Zona A y 10 °C para Zona B o C) sin ninguna sobrecarga, no exceda de un porcentaje de la carga de rotura recomendado. Este fenómeno es el llamado E.D.S. (Every Day Stress).

2.2. VANO DE REGULACIÓN

El vano ideal de regulación, limitado por dos apoyos de amarre, viene dado por:

$$a_r = \frac{\sum \frac{b_i^3}{a_i^2}}{\sum \frac{b_i^2}{a_i}} \sqrt{\frac{\sum a_i^3}{\sum \frac{b_i^2}{a_i}}}$$

- a_r : Longitud proyectada del vano de regulación (m)
- b_i : Distancia en línea recta entre los dos puntos de fijación del conductor en el vano i (m)
- a_i : Proyección horizontal de b_i (m)

2.3. ECUACIÓN DE CAMBIO DE CONDICIONES

La “ecuación de cambio de condiciones” permite calcular la componente horizontal de la tensión para unos valores determinados de sobrecarga (que será el peso total del conductor y cadena + sobrecarga de viento o nieve, si existiesen) y temperatura, partiendo de una situación de equilibrio inicial de sobrecarga, temperatura y tensión mecánica. Esta ecuación tiene la forma:

$$T^2 * (T + A) = B$$

$$A = \alpha * (\theta - \theta_0) * S * E - T_0 + \frac{a_r^2}{24} * \frac{P_0^2}{T_0^2} * S * E \quad ; \quad B = \frac{a_r^2 * P^2}{24} * S * E$$

- a_r : Longitud proyectada del vano de regulación (m)



- T_o : Tensión horizontal en las condiciones iniciales (kg)
- θ_o : Temperatura en las condiciones iniciales (°C)
- P_o : Sobrecarga en las condiciones iniciales según Zona (kg/m)
- T : Tensión horizontal en las condiciones finales (kg)
- θ : Temperatura en las condiciones finales (°C)
- P : Sobrecarga en las condiciones finales (kg/m)
- S : Sección del conductor (mm²)
- E : Módulo de elasticidad del conductor (kg/mm²)
- α : Coeficiente de dilatación lineal del conductor (m/°C)

Como se señaló anteriormente, la sobrecarga en condiciones finales será:

$$P = P_{cond} + Sobrecarga_{(hielo o viento)}$$

2.4. FLECHA MÁXIMA

Las flechas que se alcanzan en cada vano, se han calculado utilizando la ecuación de Truxá:

$$f = \frac{p * a * b}{8 * T} * \left(1 + \frac{a^2 * p^2}{48 * T^2}\right)$$

- a : Longitud proyectada del vano (m)
- h : Desnivel (m)
- b : Longitud real del vano (m) $\rightarrow b = \sqrt{a^2 + h^2}$
- T : Componente horizontal de la tensión (kg)
- p : Peso del conductor por metro lineal en las condiciones consideradas (kg/m)

PARQUE EÓLICO AZABACHE 5,53 MW Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

Anejo 11



TABLA DE TENSIONES Y FLECHAS – CONDUCTOR DE FASE

Vano	Zona	Long. Vano (m)	Desnivel de conductores (m)	Vano Reg. (m)	Tensión máx. (kg)	EDS (10°C) (%)	CHS (%)	Tensión (-15°C +1/2V) (kg)	Tensión (-15°C+V)	Tensión (-20°C+H)	Tensión (50°C) (kg)	Flecha (50°C) (m)	Tensión (15°C+V) (kg)	Flecha (15°C+V) (m)	Tensión (0°C+H) (kg)	Flecha (0°C+H) (m)	Flecha mín. (m)	Flecha máx. (m)
1-2	C	115,48	8,18	115	1.000	5,86	6,37	402	590	1.000	216	3,36	515	3,12	930	3,25	2,34	3,36

TABLA DE TENDIDO PARA EL CONDUCTOR DE FASE

Vano	Zona	Long. Vano (m)	Desnivel de conductores (m)	Vano Reg. (m)	-5 °C		0°C		5°C		10°C		15°C		20°C		25°C		30°C		35°C		40°C		45°C		50°C	
					T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F
1-2	C	115,48	8,18	115	280	2,58	272	2,66	265	2,74	258	2,81	251	2,88	245	2,95	239	3,02	234	3,09	229	3,16	224	3,23	220	3,29	216	3,36



2.5. DISTANCIAS DE SEGURIDAD

2.5.1. DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES AL TERRENO

De acuerdo con el apartado 5.5 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T. En todo momento la distancia de los conductores al terreno deberá ser superior a:

$$D_{add} + D_{el} = 5,3 + D_{el}$$

con un mínimo de 6 m.

Para una tensión de 20 kV, corresponde un valor de D_{el} de 0,22 m.

Por tanto, se obtiene una distancia mínima de: $D_{add} + D_{el} = 5,52$ metros.

El tendido de la línea se realizará de modo que la curva catenaria mantenga una distancia al terreno mínima de 7 metros.

2.5.2. DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES

La distancia mínima de los conductores entre sí viene marcada por el artículo 5.4.1 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T., esto es:

$$D = K \cdot \sqrt{F + L} + K' \cdot D_{pp}$$

- D : Separación entre conductores de fase del mismo circuito o circuitos distintos en metros.
- K : Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento, que se tomará de la tabla 16 del apartado 5.4.1 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T.
- F : Flecha máxima en metros, para las hipótesis según el apartado 3.2.3 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T. (m).
- L : Longitud en metros de la cadena de suspensión. En el caso de conductores fijados al apoyo por cadenas de amarre o aisladores rígidos $L = 0$.
- D_{pp} : Distancia mínima aérea especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido. Los valores de D_{pp} se indican en el apartado 5.2 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T., en función de la tensión más elevada de la línea.

En el apartado 2.5.5 “Resumen y comprobación de distancias” pueden consultarse estas distancias para cada uno de los apoyos.



2.5.3. DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES Y A PARTES PUESTAS A TIERRA

Según el artículo 5.4.2 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T. la separación mínima entre los conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos, no será inferior a D_{el} .

- D_{el} : Distancia de aislamiento en el aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase y objetos a potencial de tierra en sobretensiones de frente lento o rápido. D_{el} puede ser tanto interna, cuando se consideran distancias del conductor a la estructura de la torre, como externa, cuando se considera una distancia del conductor a un obstáculo. Los valores de este parámetro están en la tabla 15 del apartado 5.2 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T.

Para una tensión de 20 kV, le corresponde un valor de D_{el} de 0,22 m.

La separación mínima entre los conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos no será inferior a D_{el} , con un mínimo de 0,2 m.

2.5.4. DESVIACIÓN DE LA CADENA DE AISLADORES

Se calcula el ángulo de desviación de la cadena de aisladores en los apoyos de alineación, con presión de viento mitad de lo establecido con carácter general, según la ecuación:

$$\operatorname{tg} \gamma = \frac{K_v * d * \left(\frac{a_1 + a_2}{2} \right) + \frac{E_c}{2}}{P \left(\frac{a_1 + a_2}{2} \right) + T_{-t+\frac{v}{2}} * \left(\frac{h_1}{a_1} + \frac{h_2}{a_2} \right) + \frac{P_c}{2}}$$

- γ : Ángulo de desviación
- E_c : Esfuerzo del viento sobre la cadena de aisladores (kg)
- P_c : Peso de cada cadena (kg)
- a_1 y a_2 : Longitud proyectada del vano anterior y posterior (m)
- h_1 y h_2 : Desnivel de vano anterior y posterior (m).
- $T_{t+v/2}$: Componente horizontal de la tensión según Zona con sobrecarga $1/2$ de viento a 120 km/h
- d : Diámetro del conductor (m)
- P : Peso unitario del conductor (kg/m)
- K_v : Presión mitad del viento (kg/m²)

Se calculará en el apartado 2.5.5 “Resumen y comprobación de distancias”.



2.5.5. RESUMEN Y COMPROBACIÓN DE DISTANCIAS

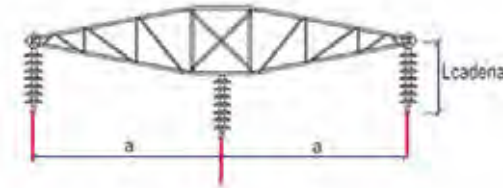
Ver tabla “APOYOS FL”.

PARQUE EÓLICO AZABACHE 5,53 MW Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

Anejo 11



APOYOS FL																			
Nº APOYO	FUNCIÓN	TIPO	ARMADO	ALTURA ÚTIL (m)	ALTURA ÚTIL DEF (m)	Datos armado (m)				Comprobación dist. entre conductores en el apoyo (m)			Comprobación dist. entre conductores en el vano (m)				Comprobación dist. a masa (m)		
						b	a	c	h	Dist. f-f min. exigida	Dist. f-f exist.	Dist. f-t exist.	Dist f-f vano ant. exigida	Dist f-f vano ant. exist.	Dist f-f vano pos. exigida	Dist f-f vano pos. exist.	L	D1	D2inf
1	FL	C-4500-16	T3	12,93	12,93	0,6	1,75	---	---	1,25	2,12	---	---	---	1,25	---	0,74	0,7	---
2	FL	C-4500-14	T3	10,99	10,99	0,6	1,75	---	---	1,25	2,12	---	1,25	---	---	---	0,74	0,7	---





2.6. APOYOS

2.6.1. CRITERIOS DE CÁLCULO

Se calcularán los apoyos estudiando las cargas a las que están sometidos bajo cuatro hipótesis diferentes: Hipótesis de Viento, Hipótesis de Hielo, Hipótesis de Hielo + Viento, Hipótesis de Desequilibrio de fases e Hipótesis de Rotura de conductores. El análisis de tales hipótesis estará condicionado por la función del apoyo y por la Zona en la que se encuentra (en este caso Zona C).

2.6.2. ACCIONES CONSIDERADAS

2.6.2.1. Cargas verticales

Carga vertical permanente (P_{vp}):

$$P_{vp} = n \cdot \left[P_{cond} \cdot \left(\frac{a_1 + a_2}{2} \right) + P_{cad} + T \cdot \left(\frac{h_1}{a_1} + \frac{h_2}{a_2} \right) \right] \text{ (kg)}$$

siendo:

- a_1 y a_2 : Longitud proyectada del vano anterior y posterior.
- P_{cond} : Peso propio del conductor.
- P_{cad} : Peso de la cadena, aisladores más herrajes.
- n : Número de conductores.
- h_1 y h_2 : Desnivel del vano anterior y posterior (m).
- T : Tensión máxima del conductor en la hipótesis considerada (Kg).

Sobrecarga por hielo (S_h):

$$S_h = P_h \cdot \left(\frac{a_1 + a_2}{2} \right) \cdot n$$

- P_h : Sobrecarga de hielo. En Zona B = $0,18 \cdot \sqrt{d}$ (Kg/m); en Zona C = $0,36 \cdot \sqrt{d}$ (kg/m). Siendo d el diámetro del conductor (mm).

2.6.2.2. Cargas horizontales

Fuerza del viento sobre un apoyo de alineación (F):

$$F = q \cdot d \cdot \left(\frac{a_1 + a_2}{2} \right) \text{ (Kg)}$$



- q: Presión del viento sobre el conductor (Kg/m^2). Siendo $q = 60 \cdot (V_v/120)^2 \text{ Kg/m}^2$ cuando $d \leq 16 \text{ mm}$ y $50 \cdot (V_v/120)^2 \text{ kg/m}^2$ cuando $d \geq 16 \text{ mm}$.
- d: diámetro del conductor en mm.

Resultante de ángulo (R_a):

$$R_a = T \cdot 2 \cdot n \cdot \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) \text{ (Kg)}$$

Siendo, al igual que antes, α el ángulo interno que forman los conductores entre sí.

Desequilibrio de tracciones (D_t):

Se denominan desequilibrio de tracciones al esfuerzo longitudinal existente en el apoyo, debido a la diferencia de tensiones en los vanos contiguos. Los desequilibrios se consideran como porcentajes de la tensión máxima aplicada a todos los conductores.

$$D_t = \% \cdot T_{\text{máxima}}$$

- Desequilibrio en apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de asilamiento de suspensión:

$U_n > 66 \text{ kV}$, 15%, aplicados en los puntos de fijación de los conductores y cables de tierra.

$U_n \leq 66 \text{ kV}$, 8%, distribuidos en el eje a la altura de los puntos de fijación de los conductores y cables de tierra.

- Desequilibrio en apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de amarre:

$U_n > 66 \text{ kV}$, 25%, aplicados en los puntos de fijación de los conductores y cables de tierra.

$U_n \leq 66 \text{ kV}$, 15%, distribuidos en el eje a la altura de los puntos de fijación de los conductores y cables de tierra.

- Desequilibrio en apoyos de anclaje:

$U_n > 66 \text{ kV}$, 50%, aplicados en los puntos de fijación de los conductores y cables de tierra.

$U_n \leq 66 \text{ kV}$, 50%, distribuidos en el eje a la altura de los puntos de fijación de los conductores y cables de tierra.

- Desequilibrio en apoyos de fin de línea:

100% de las tracciones unilaterales de todos los conductores y cables de tierra, considerándose aplicado cada esfuerzo en el punto de fijación del



correspondiente conductor o cable de tierra al apoyo. Se deberá tener en cuenta la torsión a que estos esfuerzos pudieran dar lugar.

- Desequilibrios muy pronunciados:

Deberá analizarse el desequilibrio de tensiones de los conductores en las condiciones más desfavorables de los mismos. Si el resultado de este análisis fuera más desfavorable que los valores fijados anteriormente, se aplicarán estos.

- Desequilibrio en apoyos especiales:

Desequilibrio más desfavorable que puedan ejercer los conductores. Se aplicarán los esfuerzos en el punto de fijación de los conductores.

Rotura de conductores (R_c):

La rotura de conductores se aplica con un % de la tensión máxima del conductor roto.

$$R_c = \% \cdot T_{m\acute{a}xima}$$

- Rotura de conductores en apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de asilamiento de suspensión:

Rotura de un solo conductor o cable de tierra.

Esfuerzo de rotura aplicable (% de la tensión del cable roto):

El 50% en líneas de 1 ó 2 conductores por fase.

El 75% en líneas de 3 conductores.

No se considera reducción en líneas de 4 o más conductores por fase.

- Rotura de conductores en apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de amarre:

Rotura de un solo conductor o cable de tierra. Sin reducción alguna en la tensión.

- Rotura de conductores en apoyos de anclaje:

Esfuerzo de rotura aplicable (% de la tensión total del haz de fase):

El 100% para líneas con un conductor por fase.

El 50% para líneas con 2 o más conductores por fase.

- Rotura de conductores en apoyos de fin de línea.

Se considerará este esfuerzo como en los apoyos de anclaje, pero suponiendo, en el caso de las líneas con haces múltiples, los conductores sometidos a la tensión mecánica que les corresponda, de acuerdo con la hipótesis de carga.

- Rotura de conductores en apoyos especiales.

Se considerará el esfuerzo que produzca la solicitación más desfavorable para cualquier elemento del apoyo.



2.6.3. RESUMEN DE HIPÓTESIS

Zona A

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1ª HIPÓTESIS (Viento)	3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
Suspensión de Alineación o Suspensión de Ángulo	V	CARGAS PERMANENTES		
	T	VIENTO SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE 		

*APLICA RESULTANTE DE ÁNGULO EN 3ª Y 4ª HIPÓTESIS

PARQUE EÓLICO AZABACHE 5,53 MW Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

Anejo 11



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS
INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA
Nº.Colegiado.: 0002474
PEDRO MACHIN ITURRIA
VISADO Nº.: VD04654-21A
DE FECHA : 23/12/21
E-VISADO

Zona B y C

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	**1ª HIPÓTESIS (Viento)	2ª HIPÓTESIS		3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
			(Hielo)	(Hielo + viento)		
Suspensión de Alineación o Suspensión de Ángulo	V	CARGAS PERMANENTES (SOMET VIENTO)	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA)	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA Y VIENTO A 60 km/h)	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA) CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA Y VIENTO A 60 km/h) – CATEGORÍA ESPECIAL	
	T	VIENTO SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	VIENTO A 60 km/h Y HIELO SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	ALINEACIÓN: No se aplica. *ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	
	L	No aplica.			DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES	ROTURA DE CONDUCTORES
Amarre de Alineación o Amarre de Ángulo	V	CARGAS PERMANENTES (SOMET VIENTO)	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA)	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA Y VIENTO A 60 km/h)	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA) CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA Y VIENTO A 60 km/h) – CATEGORÍA ESPECIAL	
	T	VIENTO SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	VIENTO A 60 km/h Y HIELO SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	ALINEACIÓN: No se aplica. *ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	
	L	No aplica.			DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES	ROTURA DE CONDUCTORES
Anclaje de Alineación o Anclaje de Ángulo	V	CARGAS PERMANENTES (SOMET VIENTO)	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA)	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA Y VIENTO A 60 km/h)	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA) CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA Y VIENTO A 60 km/h) – CATEGORÍA ESPECIAL	
	T	VIENTO SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	VIENTO A 60 km/h Y HIELO SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	ALINEACIÓN: No se aplica. *ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	
	L	No aplica.			DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES	ROTURA DE CONDUCTORES

PARQUE EÓLICO AZABACHE 5,53 MW Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

Anejo 11



TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	**1ª HIPÓTESIS (Viento)	2ª HIPÓTESIS		3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
			(Hielo)	(Hielo + viento)		
Fin de línea	V	CARGAS PERMANENTES	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA)	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA Y VIENTO A 60 km/h)	No aplica.	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA) CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA Y VIENTO A 60 km/h) - CATEGORÍA ESPECIAL
	T	VIENTO	No aplica.	VIENTO A 60 km/h Y HIELO		No aplica.
	L	DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES	DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES			ROTURA DE CONDUCTORES
V = Esfuerzo vertical			L = Esfuerzo longitudinal		T = Esfuerzo transversal	

*APLICA RESULTANTE DE ÁNGULO EN 3ª Y 4ª HIPÓTESIS

**1ª Hipótesis: VIENTO A 120 ó 140 km/h Y TEMPERATURA DE -10°C en Zona B y -15°C en Zona C.



2.6.4. RESUMEN DE ESFUERZOS APLICADOS

Ver tabla “Esfuerzos aplicados 1ª HIPOTESIS”.

Ver tabla “Esfuerzos aplicados 2ª HIPOTESIS”.

Ver tabla “Esfuerzos aplicados 3ª HIPOTESIS”.

Ver tabla “Esfuerzos aplicados 4ª HIPOTESIS ROT. FASE”.

PARQUE EÓLICO AZABACHE 5,53 MW Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

Anejo 11



ESFUERZOS. 1ª HIPOTESIS (Viento 120 Km/h)

Número Apoyo	Función Apoyo	Tipo cruceta	Torre seleccionada	ESFUERZOS VERTICALES			ESFUERZOS HORIZONTALES							
				Fase (Kg)	Protección (Kg)	Total (Kg)	Fase (Kg)		Protección (Kg)		Total (Kg)		Esfuerzo equivalente (Kg)	Momento torsor (Kg x m)
				Transversal	Longitudinal		Transversal	Longitudinal	Transversal	Longitudinal	Transversal	Longitudinal		
1	FL	T	C-4500	25	---	74	79	738	---	---	236	2.212	2.449	---
2	FL	T	C-4500	72	---	216	79	738	---	---	236	2.212	2.449	---

ESFUERZOS. 2ª HIPOTESIS (Hielo)

Número Apoyo	Función Apoyo	Tipo cruceta	Torre seleccionada	ESFUERZOS VERTICALES			ESFUERZOS HORIZONTALES							
				Fase (Kg)	Protección (Kg)	Total (Kg)	Fase (Kg)		Protección (Kg)		Total (Kg)		Esfuerzo equivalente (Kg)	Momento torsor (Kg x m)
				Transversal	Longitudinal		Transversal	Longitudinal	Transversal	Longitudinal	Transversal	Longitudinal		
1	FL	T	C-4500	59	---	178	0	1.250	---	---	0	3.750	3.750	---
2	FL	T	C-4500	236	---	709	0	1.250	---	---	0	3.750	3.750	---

ESFUERZOS. 3ª HIPOTESIS (Desequilibrio)

Número Apoyo	Función Apoyo	Tipo cruceta	Torre seleccionada	ESFUERZOS VERTICALES			ESFUERZOS HORIZONTALES							
				Fase (Kg)	Protección (Kg)	Total (Kg)	Fase (Kg)		Protección (Kg)		Total (Kg)		Esfuerzo equivalente (Kg)	Momento torsor (Kg x m)
				Transversal	Longitudinal		Transversal	Longitudinal	Transversal	Longitudinal	Transversal	Longitudinal		
1	FL	T	C-4500	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2	FL	T	C-4500	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

ESFUERZOS. 4ª HIPOTESIS FASE

Núm. Apoyo	Func. Apoyo	Tipo cruceta	Apoyo seleccionada	ESFUERZOS VERTICALES			ESFUERZOS HORIZONTALES											
				Fase (Kg)	Protección (Kg)	Total (Kg)	Fase con rotura (Kg)		Fase sin rotura (Kg)		Protección (Kg)		Total (Kg)		Torsión simple (Kg)	Torsión compuesta (AN y FL) (Kg)		
							Trans.	Long.	Trans.	Long.	Trans.	Long.	Trans.	Long.		Esf. Útil	Esf. Equiv.	M. Torsor (Kg x m)
1	FL	T	C-4500	47	---	142	0	0	0	1.000	0	0	0	2.000	---	2.000	2.000	1.750
2	FL	T	C-4500	189	---	567	0	0	0	1.000	0	0	0	2.000	---	2.000	2.000	1.750

PARQUE EÓLICO AZABACHE 5,53 MW Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

Anejo 11



2.6.5. COEFICIENTES DE SEGURIDAD

Número apoyo	Func. Apoyo	Tipo de apoyo	Tipo de seguridad	HIPÓTESIS 1ª (Viento 120 Km/h)				HIPÓTESIS 2ª (Hielo)			
				Esfuerzo equivalente incidente (Kg)	Momento torsor incidente (Kg x m)	Esfuerzo máximo admisible (Kg)	Coef. Seg.	Esfuerzo equivalente incidente (Kg)	Momento torsor incidente (Kg x m)	Esfuerzo máximo admisible (Kg)	Coef. Seg.
1	FL	C-4500	REFORZADA	2.449 (1)	---	4.770	2,92	3.750 (1)	---	5.190	2,08
2	FL	C-4500	REFORZADA	2.449 (1)	---	4.770	2,92	3.750 (1)	---	5.190	2,08

(1) Esfuerzo mayorado un 25% acorde a un C.S.: 1,875

Número apoyo	Func. Apoyo	Tipo de apoyo	Tipo de seguridad	HIPÓTESIS 3ª (Desequilibrio)				HIPÓTESIS 4ª (Rotura Fase)					
				Esfuerzo equivalente incidente (Kg)	Momento torsor incidente (Kg x m)	Esfuerzo máximo admisible (Kg)	Coef. Seg.	Torsión simple			Torsión compuesta (AN y FL)		
								Esfuerzo equivalente incidente (Kg)	Esfuerzo admisible (Kg)	Coef. Seg.	Esfuerzo equivalente incidente (Kg)	M. torsor incidente (Kg)	Coef. Seg.
1	FL	C-4500	REFORZADA	0	---	---	---	---	---	---	2.000	1.750	Gráfica (2)
2	FL	C-4500	REFORZADA	0	---	---	---	---	---	---	2.000	1.750	Gráfica (2)

(2) Gráficas disponibles en el catálogo de IMEDEXSA (www.imedexsa.es)



2.7. CIMENTACIONES

2.7.1. CIMENTACIONES MONOBLOQUE

Las dimensiones de las cimentaciones de los apoyos han sido calculadas por el fabricante teniendo en cuenta todo lo que al respecto se especifica en el apartado 3.6 de la ITC-LAT 07 del vigente Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión.

El momento de fallo a vuelco del apoyo es:

$$M_v = F \cdot \left(H_L + \frac{2}{3} \cdot h \right) = F \cdot \left(H - \frac{1}{3} \cdot h \right)$$

La fórmula de Sulzberger, que da el momento estabilizador tiene la expresión simplificada siguiente

$$M_e = 0,139 \cdot K \cdot b \cdot h^4 + 0,88 \cdot a^2 \cdot b \cdot h + 0,4 \cdot P \cdot a$$

donde:

M_v y M_e = momentos en Kg * m

K = coef. compresibilidad del terreno Kg/cm³

P = peso del apoyo, aislamiento y conductores en Kg.

a , b , h = medidas de la cimentación en m.

2.8. AISLAMIENTO Y HERRAJES

2.8.1. AISLADORES

Según establece la ITC-LAT 07 del R.L.A.T., apartado 3.4, el coeficiente de seguridad mecánico de los aisladores 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.

$$C_s = \frac{C_{rotura\ aislador}}{T_{máx}} \geq 3$$



En este caso se tienen aisladores tipo U70 BS, con lo que coeficiente de seguridad mecánico será:

$$C_s = \frac{7000}{1000} = 7,0 \geq 3$$

El aislamiento se realizará mediante aisladores de vidrio, del tipo caperuza y vástago, instalados formando cadenas. Para la tensión más elevada de 17,5 kV, la composición de las cadenas es la siguiente:

- Cadenas de amarre: Estarán formadas por cola de compresión, grapa de amarre a compresión, rótula R16, cuatro (4) aisladores U70 BS, anilla bola AB16 y dos grilletes normales rectos GN. Las características del aislador y la composición de las cadenas pueden verse en los planos que se acompañan.

El nivel de aislamiento para la cadena de 4 elementos será:

$$4 \cdot \frac{320}{24} = 53,33 \text{ mm/kV}$$

Valor aceptable para la zona que atraviesa la línea, para la que se recomienda un nivel de aislamiento entre 16 y 20 mm/kV.

La medida de los vástagos y caperuzas permitirán el montaje de aisladores y herrajes que provengan diferentes fabricantes. Las características y medidas, así como el montaje, se ajustarán a las Normas UNE y CEI de aplicación.

2.8.2. HERRAJES Y ACCESORIOS

Según establece el apartado 3.3 del de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T., los herrajes sometidos a tensión mecánica por los conductores y cables de tierra, o por los aisladores, deberán tener un coeficiente de seguridad mecánica no inferior a 3 respecto a su carga mínima de rotura. Cuando la carga mínima de rotura se comprobare sistemáticamente mediante ensayos, el coeficiente de seguridad podrá reducirse a 2,5. Las grapas de amarre del conductor deben soportar una tensión mecánica en el amarre igual o superior al 95% de la carga de rotura del mismo, sin que se produzca su deslizamiento.

- Herrajes de acero forjado y convenientemente galvanizados en caliente para su exposición a la intemperie, de acuerdo a la Norma UNE 21158.
- Grapas de amarre del tipo compresión compuestas por un manguito que se comprime contra el cable, de acuerdo con la Norma UNE 21159.



- Grapas de suspensión del tipo armadas, compuestas por un manguito de neopreno en contacto con el cable y varillas preformadas que suavizan el ángulo de salida del cable.
- Antivibradores (en caso de ser necesarios): En los cables de fase se instalarán uno por conductor y vano hasta 500 metros y dos por conductor y vano en los mayores de 500 metros.

ANEJO 11

**Prescripciones técnicas de protección de la
avifauna en instalaciones eléctricas aéreas de
alta tensión, de tensión nominal inferior a 30 kV**



ÍNDICE

1. OBJETO	2
2. MEDIDAS ADOPTADAS.....	3
2.1. MEDIDAS GENERALES.....	3
2.2. MEDIDAS PARA EVITAR ELECTROCUCIÓN	3
2.2.1. Aislamiento.....	3
2.2.2. Distancia entre conductores	3
2.2.3. Crucetas y armados.....	4
2.3. MEDIDAS PARA EVITAR COLISIONES	4
2.4. MEDIDAS PARA REDUCIR EL IMPACTO VISUAL.....	5
2.5. PLANOS.....	5



1. OBJETO

El presente documento tiene por objeto describir las actuaciones que se adoptan en las instalaciones eléctricas aéreas de media tensión, -con tensión nominal asignada inferior a 30 kV e igual o superior a 1 kV-, en cumplimiento de la siguiente legislación:

- Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.
- Decreto 34/2005, de 8 de febrero, del Gobierno de Aragón, por el que se establecen las normas de carácter técnico para las instalaciones eléctricas aéreas con objeto de proteger la avifauna.



2. MEDIDAS ADOPTADAS

Para conseguir el objeto definido en el primer punto del presente documento, a continuación se describen las acciones adoptadas en el proyecto y realización de las instalaciones eléctricas aéreas, -planteamiento del trazado, características constructivas y definición de las características técnicas de los equipos-, con el fin de reducir los riesgos de electrocución o colisión que las mismas suponen para la avifauna, así como para la reducción del impacto paisajístico.

Estas acciones se han estructurado en los puntos siguientes:

2.1. MEDIDAS GENERALES

Con carácter general se adoptarán las siguientes medidas:

- No se instalarán aisladores rígidos.
- No se instalarán puentes flojos no aislados por encima de travesaños o cabecera de los apoyos.
- No se instalarán autoválvulas y seccionadores en posición dominante, por encima de travesaños o cabecera de apoyos.
- En los apoyos especiales (seccionadores, conversiones subterráneas, derivaciones, etc.) se aislarán los puentes de unión entre los elementos en tensión.
- En los transformadores de intemperie, los puentes de unión entre conductores y transformadores se realizarán mediante cable aislado ó aislando dichos puentes de unión.

2.2. MEDIDAS PARA EVITAR ELECTROCUCIÓN

Para evitar la electrocución de la avifauna se han adoptado las siguientes prescripciones técnicas:

2.2.1. Aislamiento

Los apoyos se proyectan con cadenas de aisladores suspendidos o de amarre, pero nunca rígidos.

2.2.2. Distancia entre conductores

La distancia entre conductores no aislados será igual o superior a 1,50 m.



2.2.3. Crucetas y armados

Apoyos de alineación (suspensión): La fijación de las cadenas de aisladores en las crucetas se realizará a través de cartelas que permitan mantener una distancia mínima de 0,70 m entre el punto de posada y el conductor en tensión.

Apoyos de ángulo y anclaje (amarre): La fijación de los conductores a la cruceta se realizará a través de cartelas que permitan mantener una distancia mínima de 0,70 m entre zona de posada y punto en tensión (1.00 m en espacios naturales protegidos ya declarados o dotados de instrumentos de planificación de recursos naturales específicos). En su defecto se aislarán los puntos en tensión hasta alcanzar la distancia mínima requerida.

Apoyos con armado tipo bóveda: La distancia entre el conductor central y la base de la bóveda no será inferior a 0,88 m. En su defecto, se cumplirán las condiciones siguientes:

- En apoyos con cadenas de suspensión, para la fase central se procederá al aislamiento de la grapa y de 1 metro de conductor a cada lado de la misma.
- En apoyos con cadenas de amarre, se forrará el puente central.
- En zonas de protección, se respetará igualmente la citada distancia de seguridad de 0,88 m, y de forma adicional se cumplirán las condiciones de aislamiento anteriormente expuestas.

En todos los casos, queda prohibida la utilización en la fase central de contrapesos en tensión en los apoyos de alineación con armado tipo bóveda.

Apoyos con armado tipo tresbolillo: La distancia entre la semicruceta inferior y el conductor superior no será inferior a 1,50 m.

Apoyos con armado en hexágono (doble circuito): La distancia entre la semicruceta inferior y el conductor superior no será inferior a 1,50 m. En su defecto se aislará 1 m de conductor a cada lado de la grapa de suspensión o, en las cadenas de amarre, se aislarán los puentes.

2.3. MEDIDAS PARA EVITAR COLISIONES

La prescripción técnica prevista para este objetivo es la señalización de los vanos que atraviesan cauces fluviales, zonas húmedas, pasos de cresta, collados de rutas migratorias y/o colonias de nidificación. Dicha señalización se llevará a cabo mediante el empleo de dispositivos de balizamiento dispuestas en los conductores de fase y/o de



tierra, de diámetro aparente inferior a 20 mm, de manera que generen un efecto visual equivalente a una señal cada 10 m como máximo.

Los dispositivos de balizamiento serán del tamaño mínimo siguiente:

- Espirales: 30 cm de diámetro por 1 metro de longitud.
- Tiras de neopreno en X: 5 por 35 cm.

2.4. MEDIDAS PARA REDUCIR EL IMPACTO VISUAL

Con carácter general se adoptarán las siguientes medidas para reducir el impacto paisajístico:

- En la reforma de líneas existentes se mantendrá el mismo trazado de la línea a reformar.
- El trazado de la línea discurrirá próximo a vías de comunicación (carreteras, vías férreas, caminos, etc.).
- Se evitará el trazado por cumbres o lomas en zonas de relieve accidentado.
- Se evitarán los desmontes y la roturación de la cubierta vegetal en la construcción de los caminos de acceso a la línea, utilizando accesos existentes.
- Se retirarán los elementos sobrantes en la construcción
- Se evitará el arrastre de materiales sueltos a cursos de aguas superficiales durante los movimientos de tierras.
- Se adecuará la ubicación del apoyo al terreno, utilizando patas de longitud variable.

2.5. PLANOS

- Trazado de la línea.
- Montaje cadenas de aislamiento. Características y distancias.
- Tipos de apoyos. Distancias de seguridad.
- Dispositivos salvapájaros. Tipo, ubicación y cadencia.
- Red Natura 2000.



PROYECTO PARQUE EÓLICO AZABACHE 5,53 MW Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

DOCUMENTO 3: PLANOS

Término Municipal de La Puebla de Valverde (Teruel)

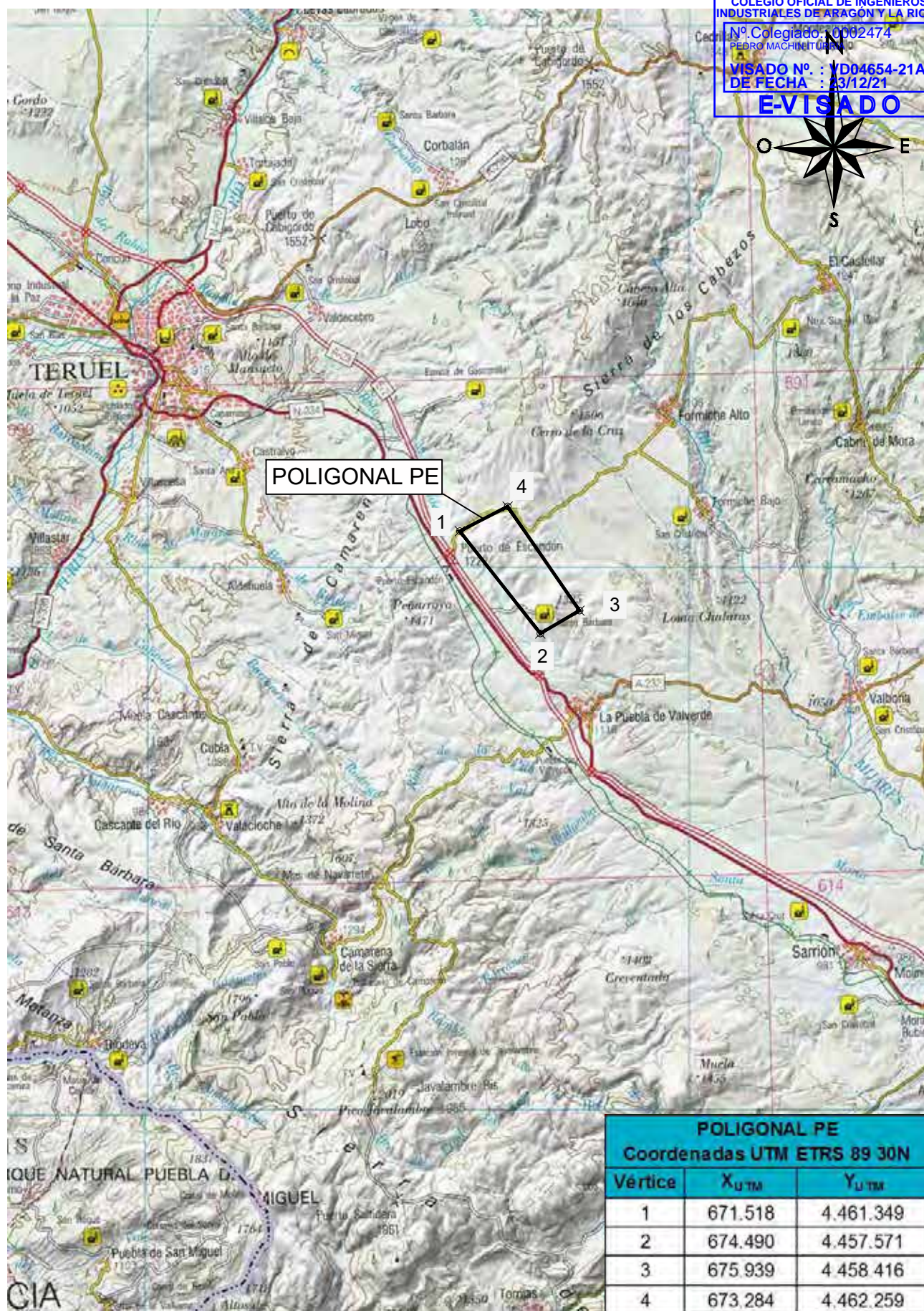


En Zaragoza, noviembre de 2021



ÍNDICE

1. Situación
2. Emplazamiento
3. Ortofoto
4. Planta general
5. Plantas de detalle
6. Perfiles longitudinales
7. Sección tipo viales
8. Sección tipo zanjas
9. Distribución de circuitos
10. Esquema unifilar
11. Afecciones
12. Parcelario
13. Cimentación tipo
14. Planta Perfil – Tramo aéreo
15. Apoyos
16. Cadenas de aislamiento conductor
17. Accesorios y Placa de Señalización
18. Toma de tierra de apoyos
19. Centro de entrega
20. Centro de control



YÉQUERA SOLAR 7 S.L.

1ª EMISIÓN

DIBUJADO

COMPROB.

FECHA

NOV. 2021

NOV. 2021

PROYECTO
PARQUE EÓLICO AZABACHE Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

NOMBRE

DJS

APS

PEDRO MACHÍN ITURRIA
INGENIERO INDUSTRIAL
Colegiado n.º 2474

TÍTULO

SITUACIÓN

PLANO N

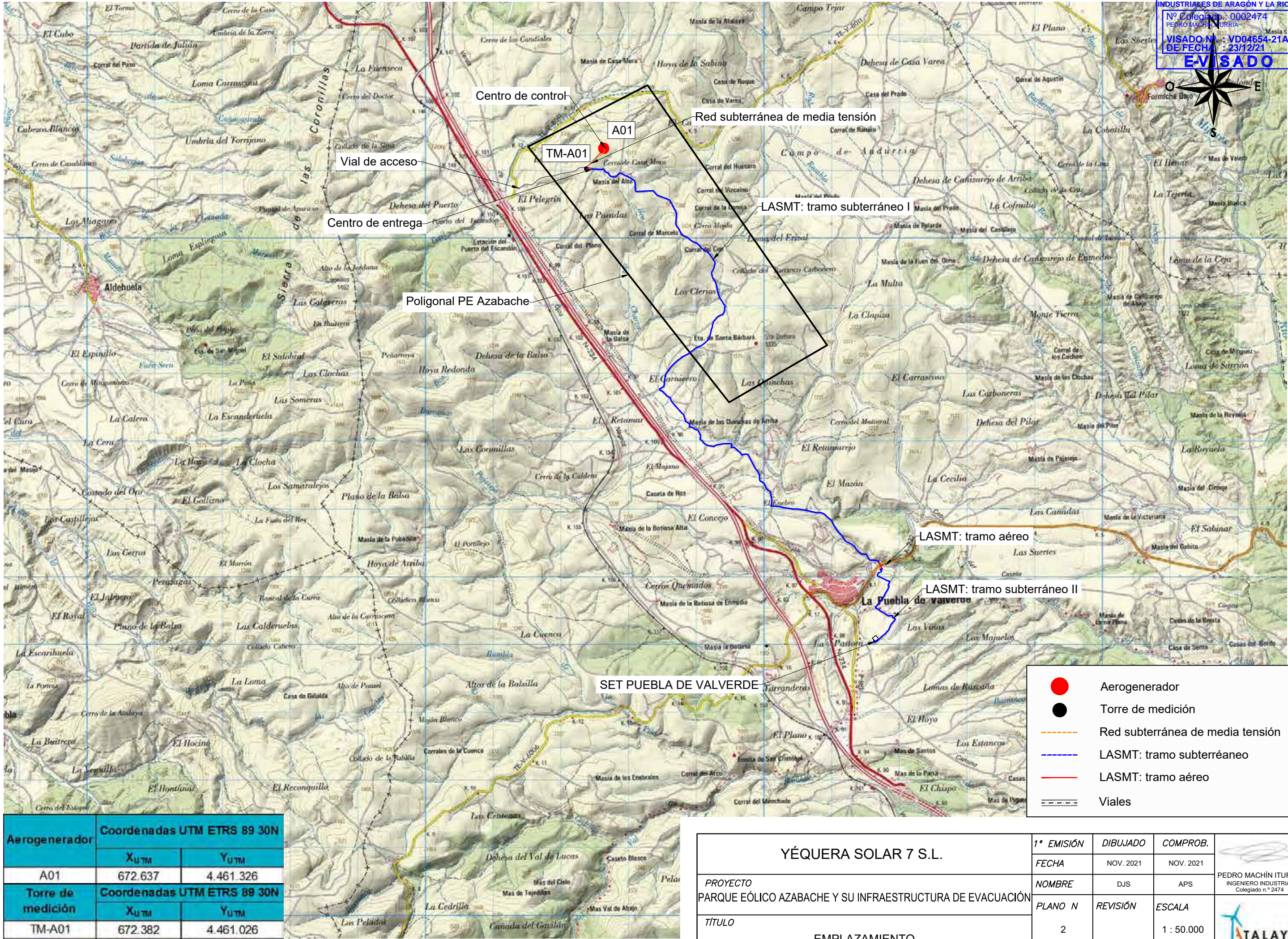
1

REVISIÓN

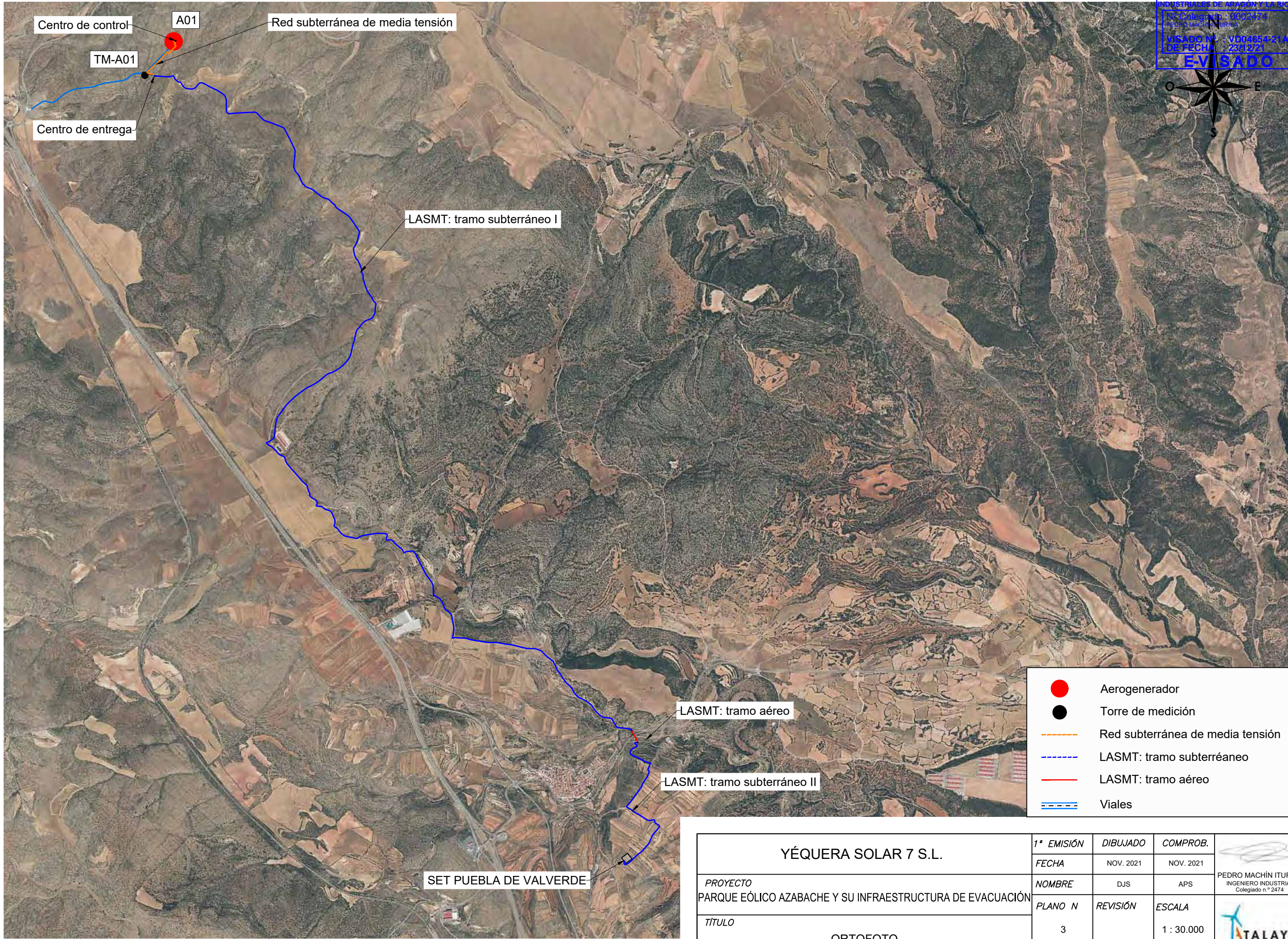
ESCALA

1 : 200.000







YÉQUERA SOLAR 7 S.L.	1ª EMISIÓN	DIBUJADO	COMPROB.	PEDRO MACHÍN ITURRIA INGENIERO INDUSTRIAL Colegiado n.º 2474
	FECHA	NOV. 2021	NOV. 2021	
PROYECTO	NOMBRE	DJS	APS	
PARQUE EÓLICO AZABACHE Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN	PLANO N	REVISIÓN	ESCALA	
TÍTULO	2		1 : 50.000	
EMPLAZAMIENTO				



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA
Nº Colegiado: 0002474
PEDRO MACHÍN ITURRIA
VISADO Nº: VD04654-21A
DE FECHA: 23/12/21
E-VISADO

YÉQUERA SOLAR 7 S.L.	1ª EMISIÓN	DIBUJADO	COMPROB.	 PEDRO MACHÍN ITURRIA INGENIERO INDUSTRIAL Colegiado n.º 2474
	FECHA	NOV. 2021	NOV. 2021	
PROYECTO	NOMBRE	DJS	APS	
PARQUE EÓLICO AZABACHE Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN	PLANO N	REVISIÓN	ESCALA	
TÍTULO	3		1 : 30.000	
ORTOFOTO				