

*El contenido de este documento ha sido sometido a un proceso de seudonimización de datos en cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento Europeo de Protección de Datos (2016/679)



PROYECTO HÍBRIDO ROYAL

GENERACIÓN EÓLICA Y FOTOVOLTAICA

DOCUMENTO 1: MEMORIA

Términos Municipales de Zaragoza y El Burgo de Ebro (Zaragoza)



En Zaragoza, septiembre de 2024

ÍNDICE

1	ANTECEDENTES.....	3
2	OBJETO Y ALCANCE	4
2.1	PARQUE EÓLICO	4
2.2	PARQUE FOTOVOLTAICO	4
3	DATOS DEL PROMOTOR.....	5
4	NORMATIVA DE APLICACIÓN PARQUE EÓLICO	6
4.1	SEGURIDAD Y SALUD.....	6
4.2	OBRA CIVIL.....	6
4.3	INSTALACIONES ELÉCTRICAS	7
5	NORMATIVA DE APLICACIÓN PARQUE FOTOVOLTAICO.....	9
5.1	INSTALACIONES ELÉCTRICAS	9
5.2	OBRA CIVIL.....	10
5.3	SEGURIDAD Y SALUD.....	11
5.4	NORMAS Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE OBLIGADO CUMPLIMIENTO.....	12
5.5	EQUIPOS.....	13
6	UBICACIÓN DEL PROYECTO HÍBRIDO ROYAL.....	14
7	PARQUE EÓLICO ROYAL	16
7.1	DESCRIPCIÓN GENERAL	16
7.2	AEROGENERADORES	16
7.2.1	COORDENADAS DE LOS AEROGENERADORES	17
7.2.2	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS AEROGENERADORES	17
7.3	TORRES DE MEDICIÓN	20
7.4	OBRA CIVIL.....	21
7.4.1	VIALES DEL PARQUE EÓLICO.....	21
7.4.2	PLATAFORMAS.....	23
7.4.3	CIMENTACIÓN DE LOS AEROGENERADORES	23
7.4.4	MOVIMIENTO DE TIERRAS	23
7.4.5	ZANJAS.....	24
7.4.6	ARQUETAS.....	26
7.4.7	HITOS DE SEÑALIZACIÓN.....	26
7.4.8	DRENAJE.....	26
7.5	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	27
7.5.1	CIRCUITOS DEL PARQUE EÓLICO DE 30 KV	27
7.5.2	CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.....	31
7.5.3	PUESTA A TIERRA.....	35
7.5.4	RED DE COMUNICACIONES	35
8	PARQUE FOTOVOLTAICO ROYAL	37
8.1	DESCRIPCIÓN GENERAL	37
8.2	CRITERIOS DE DISEÑO	37

8.3	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA.....	39
8.4	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS.....	39
8.4.1	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	39
8.4.2	SEGUIDOR SOLAR A UN EJE	41
8.4.3	CAJAS DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCIÓN.....	41
8.4.4	POWER STATION.....	42
8.4.5	CONTROLADOR DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.....	47
8.4.6	SERVIDOR WEB.....	47
8.5	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	48
8.5.1	CONFIGURACIÓN DEL PARQUE FOTOVOLTAICO.....	48
8.5.2	CIRCUITOS ELÉCTRICOS	50
8.5.3	CABLES DE FIBRA ÓPTICA.....	53
8.5.4	PUESTA A TIERRA.....	53
8.6	OBRA CIVIL.....	55
8.6.1	DESBROCE, LIMPIEZA DEL TERRENO Y GESTIÓN DE LA TIERRA VEGETAL.....	55
8.6.2	MOVIMIENTO DE TIERRAS	55
8.6.3	VIALES DEL PARQUE FOTOVOLTAICO	57
8.6.4	HINCADO DE LOS SEGUIDORES SOLARES.....	58
8.6.5	CIMENTACIÓN DE POWER STATIONS.....	59
8.6.6	ZANJAS PARA EL CABLEADO.....	59
8.6.7	ARQUETAS.....	60
8.6.8	HITOS DE SEÑALIZACIÓN.....	61
8.7	INSTALACIONES AUXILIARES.....	61
8.7.1	VALLADO PERIMETRAL	61
8.7.2	SISTEMA DE SEGURIDAD Y VIGILANCIA.....	62
8.7.3	CENTRO DE CONTROL Y MANTENIMIENTO	62
8.7.4	ESTACIÓN METEOROLÓGICA.....	62
9	RELACIÓN DE ORGANISMOS AFECTADOS.....	63
10	PLANIFICACIÓN	64
11	CONCLUSIÓN.....	65

1 ANTECEDENTES

INDUSTRIE CARTARIE TRONCHETTI IBÉRICA, S.L.U. (“ICT Ibérica”) es una empresa papelera de origen italiano, implantada en El Burgo de Ebro, cuya actividad es la producción de papel tissue y la transformación de éste en rollos de papel para distintos usos domésticos, que tiene unos consumos de energía eléctrica importantes, y está interesada en implementar generación de energía renovable.

ICT Ibérica es promotora del PROYECTO HÍBRIDO ROYAL, un proyecto de generación de energía renovable eólica y fotovoltaica para el suministro de energía eléctrica a la fábrica que ICT Ibérica tiene en el Burgo de Ebro, en régimen de autoconsumo sin excedentes.

2 OBJETO Y ALCANCE

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

2.1 PARQUE EÓLICO

En la parte de obra civil del parque eólico 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 la SET ROYAL 45/30 kV, donde se realizará la evacuación de la energía.

2.2 PARQUE FOTOVOLTAICO

En la parte de obra civil del parque fotovoltaico se incluye el acondicionamiento del terreno, el hincado de los seguidores, las zanjas eléctricas de baja y media tensión (BT y MT), las cimentaciones de las Power Station (estación que incluye los inversores y el centro de transformación), los viales del parque fotovoltaico y las instalaciones auxiliares.

En la parte de infraestructura eléctrica del parque fotovoltaico se realizará el dimensionado del generador fotovoltaico, así como de los conductores de corriente continua que conectan los módulos fotovoltaicos con las cajas de seccionamiento y protección y llegan hasta los inversores.

Además, también se dimensionarán los conductores de corriente alterna que componen la red subterránea de media tensión. Dicha red transportará la energía generada desde los centros de transformación del parque hasta la SET ROYAL 45/30 kV.

3 DATOS DEL PROMOTOR

- Titular: **INDUSTRIE CARTARIE TRONCHETTI IBÉRICA, S.L.U.**
- CIF: B-82337171
- Domicilio a efectos de notificaciones: Ctra Castellón Km 216 – Polígono Industrial El Espartal 50730 El Burgo de Ebro (Zaragoza)
- Teléfono: 976 104 672
- Correo electrónico: a.jordan@ictes.eu

4 NORMATIVA DE APLICACIÓN PARQUE EÓLICO

4.1 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.

4.2 OBRA CIVIL

- Instrucción de hormigón estructural, R.D. 470/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba el Código Estructural.
- 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.
- 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 la 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.

4.3 INSTALACIONES ELÉCTRICAS

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- 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.
- DECRETO-LEY 2/2016, de 30 de agosto, de medidas urgentes para la ejecución de las sentencias dictadas en relación con los concursos convocados en el marco del Decreto 124/2010, de 22 de junio, y el impulso de la producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica en Aragón.

- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueba 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.
- Reglamento Electrotécnico de baja tensión aprobado por Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto, publicado en BOE Nº 224 de 18 de septiembre de 2003.
- Instrucciones Complementarias del Reglamento Electrotécnico para baja tensión.
- Ministerio de Industria y Energía. Orden de 5 de septiembre de 1985 por la que se establecen normas administrativas y técnicas para el funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 kVA y centrales de Autogeneración eléctrica.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 223/2008 de 15 de febrero por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias.

5 NORMATIVA DE APLICACIÓN PARQUE FOTOVOLTAICO

5.1 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.
- Proyecto Tipo Línea Aérea de Media Tensión – AYZ10000 1ª Edición (E-DISTRIBUCIÓN).
- Proyecto Tipo Línea Subterránea Media Tensión– DYZ10000 1ª Edición (E-DISTRIBUCIÓN).
- NRZ102 - Especificaciones Particulares de Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.: Instalaciones privadas conectadas a la red de distribución. Consumidores en Alta y Media Tensión, y su Guía de Interpretación.
- NRZ104 - Especificaciones Particulares de Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.: Instalaciones privadas conectadas a la red de distribución. Generadores en Alta y Media Tensión, y su Guía de Interpretación.
- 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.

5.2 OBRA CIVIL

- Pliego de prescripciones técnicas generales para obras de carreteras y puentes PG-3, con la última revisión de los artículos del pliego vigente en el momento de ejecución de la obra civil del parque.
- ORDEN FOM/3460/2003, de 28 de noviembre, por la que se aprueba la norma 6.1-IC «Secciones de firme», de la Instrucción de Carreteras.
- Real Decreto 470/2021, de 29 de junio de 2021, por el que se aprueba el Código Estructural.

- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Las disposiciones, normas y reglamentos que figuran en el Pliego de Prescripciones Técnicas, tanto en lo referente a instalaciones eléctricas como en lo referente a obra civil.
- 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
- Norma 3.1-IC de Trazado, de la Instrucción de Carreteras.
- Norma 5.2-IC de Drenaje superficial, de la Instrucción de Carreteras.
- Norma 6.1-IC de Secciones de firme, de la Instrucción de Carreteras.
- Norma 8.1-IC de Señalización Vertical, de la Instrucción de Carreteras.
- Norma 8.2-IC de Marcas Viales, de la Instrucción de Carreteras.
- Norma 8.3-IC de Señalización de Obras, de la Instrucción de Carreteras.
- Manual de Ejemplos de Señalización de Obras Fijas de la DGC del Ministerio de Fomento.
- Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para Obras de Carreteras y Puentes de la Dirección General de Carreteras y Caminos Vecinales PG-3/75.

5.3 SEGURIDAD Y SALUD

- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, sobre disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en obras de construcción.
- Resolución de 8 de abril de 1999, sobre Delegación de Facultades en Materia de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción, complementa art. 18 del Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre de 1997, sobre Disposiciones Mínimas de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción.
- Real Decreto 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.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y Salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

- Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorso-lumbares, para los trabajadores.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo (O.M. Mº Trabajo de 09-03-1971) en sus partes no derogadas.
- O.C. 300/89 P y P, de 20 de marzo, sobre “Señalizaciones de Obras” y consideraciones sobre “Limpieza y Terminación de las obras”.
- 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 286/2006, de 10 de marzo, por el que se establecen las medidas de protección de los trabajadores frente a los riesgos derivados de su exposición al ruido.
- Real Decreto 2177/2004, de 12 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 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, en materia de trabajos temporales en altura.
- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.
- Reglamento de actividades molestas, insalubres, nocivas y peligrosas.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

5.4 NORMAS Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE OBLIGADO CUMPLIMIENTO

- Serán de obligado cumplimiento las normas y especificaciones técnicas detalladas en la ITC-RAT 02 del 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)

- Serán de obligado cumplimiento las normas y especificaciones técnicas detalladas en la ITC-LAT 02 del 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)
- Serán de obligado cumplimiento las normas de referencia detalladas en la ITC-BT 02 del 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)).

5.5 EQUIPOS

- Todos los equipos que se instalen deberán incorporar marcado CE.
- Los módulos fotovoltaicos incorporarán el marcado CE, según Directiva 2016/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.
- Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, deberán satisfacer la norma UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- Los seguidores solares cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.
- La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas: UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales, UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento, y según la IEC 62116: *Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters*.

6 UBICACIÓN DEL PROYECTO HÍBRIDO ROYAL

El Proyecto Híbrido ROYAL está ubicado en los términos municipales de Zaragoza y El Burgo de Ebro, en la provincia de Zaragoza.

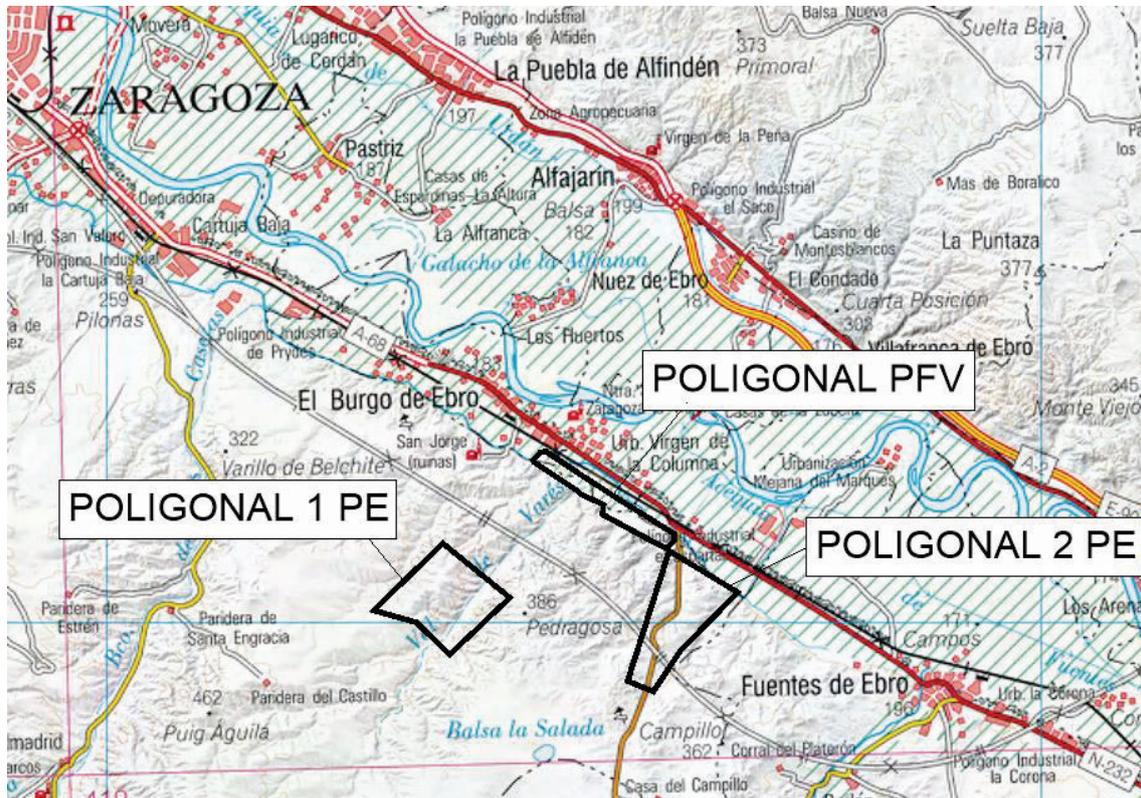


Ilustración 1: Ubicación del Proyecto Híbrido

Los límites del proyecto vienen definidos por las coordenadas de las poligonales del parque eólico y del parque fotovoltaico, que se recogen en las siguientes tablas.

Tabla 1: Coordenadas de las poligonales del parque eólico

POLIGONAL 1 PE Coordenadas UTM ETRS 89 30N			POLIGONAL 2 PE Coordenadas UTM ETRS 89 30N		
Vértice	X _{UTM}	Y _{UTM}	Vértice	X _{UTM}	Y _{UTM}
1	685.596	4.600.056	1	691.923	4.601.338
2	686.195	4.600.623	2	693.392	4.600.441
3	686.793	4.601.190	3	692.197	4.599.231
4	687.077	4.601.504	4	691.831	4.598.620
5	688.510	4.600.330	5	691.583	4.598.307
6	687.223	4.599.101	6	691.033	4.598.530
7	686.894	4.599.457			
8	686.511	4.599.795			

Tabla 2: Coordenadas de la poligonal del parque fotovoltaico

POLIGONAL PFV Coordenadas UTM ETRS 89 30N		
Vértice	X _{UTM}	Y _{UTM}
1	689.162	4.603.466
2	689.010	4.603.292
3	689.024	4.603.256
4	689.921	4.602.660
5	690.011	4.602.578
6	690.162	4.602.500
7	690.515	4.602.342
8	690.499	4.602.123
9	691.668	4.601.487
10	691.863	4.601.395
11	692.037	4.601.565
12	692.029	4.601.707
13	690.876	4.602.431
14	690.101	4.602.936
15	689.287	4.603.484

Las coordenadas geográficas ETRS89 UTM 30N, así como las fincas destinadas para la implantación del proyecto, se encuentran detalladas en el documento Anejos.

7 PARQUE EÓLICO ROYAL

7.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

El Parque Eólico consta de 5 aerogeneradores de 6 MW de potencia unitaria. La potencia total de la instalación eólica es de 30 MW.

El aerogenerador que se va a instalar es del fabricante Vestas modelo V162 – 6,0 MW, o similar, de 119 metros de altura de buje y rotor de 162 metros.

En el interior de cada aerogenerador se instalará un transformador para elevar la tensión de generación desde 720 V hasta la tensión de distribución en el interior del parque de 30 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 (RSMT), llevando la energía generada hasta la subestación de transformación ROYAL 45/30 kV, subestación objeto de otro proyecto.

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 instalará una torre de medición permanente de parque eólico para obtener detalles del recurso eólico.

7.2 AEROGENERADORES

El Parque Eólico ROYAL consta de 5 aerogeneradores de 6,0 MW de potencia unitaria del modelo V162-6,0 de Vestas (o similar) de, 119 metros de altura de buje y diámetro de rotor de 162 metros. La potencia total del parque es de 30 MW.

7.2.1 COORDENADAS DE LOS AEROGENERADORES

Las coordenadas de los aerogeneradores que componen el Parque Eólico ROYAL son las siguientes:

Aerogeneradores	Coordenadas ETRS89 UTM 30N	
	X _{UTM}	Y _{UTM}
R-1	686.149	4.600.044
R-2	686.566	4.600.354
R-3	687.077	4.600.830
R-4	691.615	4.600.071
R-5	692.446	4.600.497

7.2.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS AEROGENERADORES

El aerogenerador a instalar en el Parque Eólico ROYAL es el modelo V162 – 6,0 MW de Vestas o similar.

Este aerogenerador de tres palas orientado a barlovento con diámetro de rotor de 162 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 119 m de altura.

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

Modelo	Vestas V162 (o similar)
Potencia	6.000 kW
Diámetro de rotor	162 m
Altura de buje	119 m
Número de palas	3
Área de barrida	20.612 m ²
Paso	Variable
Tensión	720 V
Frecuencia de red	50 Hz
Orientación del rotor	Barlovento

7.2.2.1 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.

7.2.2.2 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 otro 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.

7.2.2.3 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.

7.2.2.4 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.

7.2.2.5 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.

7.2.2.6 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.

7.2.2.7 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.

7.2.2.8 Torre

El aerogenerador está montado en la parte superior de una torre de acero tubular (119 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.

7.2.2.9 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.

7.2.2.10 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.

7.3 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 119 metros, en la posición que se detalla a continuación:

Coordenadas ETRS89 UTM 30N		
Torre de medición	X _{UTM}	Y _{UTM}
MM-R1	686.997	4.600.450

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 de la turbina más cercana a través de zanja y enviará la información al sistema de control del parque por medio de la red de fibra óptica directamente hasta la subestación.

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 por lo 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 de cada uno de los aerogeneradores.

7.4 OBRA CIVIL

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

7.4.1 VIALES DEL PARQUE EÓLICO

El objetivo de la red de viales es la de proporcionar un acceso hasta los aerogeneradores, 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 65 m con sobreebanco en función de especificaciones del fabricante.
- Pendientes en viales de firme de zahorra: recta 10%, curva 7%.
- Pendientes en viales de firme de pavimento mejorado: recta 13%, curva 10%.
- Sección de firme en tierra formada por dos capas: 10 cm de espesor de base y 25 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 25 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.

7.4.1.1 Acceso al parque eólico

Existen tres accesos al parque eólico. El primer acceso parte del PK 0+150 de la carretera A-222 de Zaragoza a Montalbán utilizando el acceso existente para acceder a los aerogeneradores del Parque Eólico Romerales. Este acceso dará entrada a los aerogeneradores R-1, R-2 y R-3.

El segundo acceso parte del PK 1+100 de la A-222. Este acceso dará entrada al aerogenerador R-4.

Por último, para acceder al aerogenerador R-5 se parte del PK 0+400 de la A-222.

7.4.1.2 Viales interiores

Para acceder a cada aerogenerador y a las torres meteorológicas, se han diseñado 6.635 metros de viales.

7.4.2 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 desmante..... 1/1
- Taludes en terraplén 3/2
- Cunetas.....1.0 x 0.5 m

7.4.3 CIMENTACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

La cimentación de los aerogeneradores 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 24 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.

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

Tabla 3: Volumen de tierras y firmes del parque eólico

	Longitud (m)	Volumen Tierras			Volumen Firmes	
		Desmonte (m ³)	Terraplén (m ³)	T. Vegetal (m ³)	Subbase (m ³)	Base (m ³)
VIALES	6.635	75.701,30	29.093,38	19.774,45	11.615,11	6.242,43
CIMENTACIONES	-	13.105,00	-	-	-	-
PLATAFORMAS	-	49.963,40	28.015,43	10.677,50	301,00	150,5
SUMA TOTAL	6.635	138.769,70	57.108,81	30.451,95	11.916,11	6.392,93

- Volumen de desmonte = 138.769,70 m³
- Volumen de terraplén = 57.108,81 m³

De lo anterior se obtiene un balance de tierras de 81.660,89 m³, en este caso se trata de tierras sobrantes. La gestión de las tierras consiste en reutilizarlas en la medida de lo posible en la propia obra, siendo el resto retirado prioritariamente a plantas de fabricación de áridos para su reciclaje o, si esto no fuera posible, a vertederos autorizados.

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.

7.4.5 ZANJAS

Las zanjas tendrán por objeto alojar las líneas subterráneas de media tensión, 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

7.4.5.1 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.

7.4.5.2 Zanjas para cruces

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 160 ó 200 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.

7.4.6 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.

7.4.7 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.

7.4.8 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.

7.5 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

En el interior de cada aerogenerador se instalará un transformador para elevar la tensión de generación desde 720 V hasta la tensión de distribución en el interior del parque de 30 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.

7.5.1 CIRCUITOS DEL PARQUE EÓLICO DE 30 kV

Los aerogeneradores se enlazan en 3 circuitos subterráneos de media tensión hasta la SET Royal 45/30 kV. Esta red subterránea será en régimen permanente, con corriente alterna trifásica, a 50 Hz de frecuencia y a la tensión nominal de 30 kV.

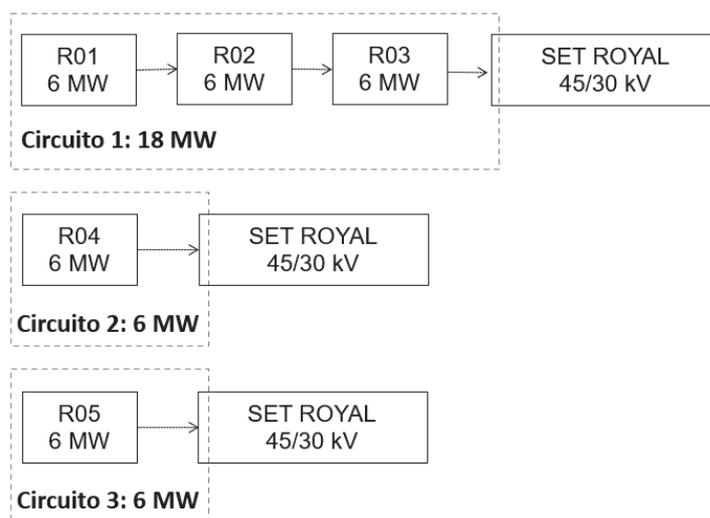


Ilustración 2. Circuitos de la red eléctrica de media tensión.

En la Tabla 4, se muestra la información relevante de cada tramo de cada circuito.

Tabla 4. Red de MT de 30 kV

Circuito	Tramo	Potencia Acumulada	Intensidad acumulada	Long. km	Nº ternas	Sección mm ²	I _{max} A	Pérdida potencia	
		MW	A					%	kW
1	R01-R02	6	124,83	0,730	1	150	205,40	0,15	9,01
	R02-R03	12	249,66	1,160	1	400	351,55	0,18	21,69
	R03-SET	18	374,50	6,765	1	630	454,25	0,95	171,07
TOTAL Circuito1								1,12%	201,77
2	R04-SET	6	124,83	3,060	1	150	205,40	0,63	37,77
TOTAL Circuito2								0,63%	37,77
3	R05-SET	6	124,83	2,375	1	150	205,40	0,49	29,31
TOTAL Circuito3								0,49%	29,31

Los circuitos de media tensión se han dimensionado con cables de 150, 400 y 630 mm² en aluminio. Se puede ver que las pérdidas de potencia son inferiores a los límites establecidos del 2 %.

Cable aislado de potencia

Los conductores a utilizar serán cables unipolares tipo RHZ1 18/30 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:* 18/30 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

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	≥ 0,6 m de vial	Siempre que sea posible, el cruce se realizará perpendicular al eje del vial
Ferrocarriles	Entubada y hormigonada	≥ 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 (*)	≥ 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 constituidos 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.

7.5.2 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

En el interior de cada aerogenerador se instalará un centro de transformación que elevará la tensión de 720 V generada en bornes del generador hasta 30 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 0,72/30 kV: ubicado en la góndola
- Celdas de Media Tensión: ubicadas en la base de la torre

7.5.2.1 Transformadores

Los transformadores serán del tipo seco encapsulado, de 7.300 kVA y relación de transformación 720/30.000 V. Serán trifásicos de servicio continuo, y totalmente homologados por la compañía suministradora eléctrica.

Las características fundamentales de los transformadores serán las siguientes:

Tipo de transformador	Trifásico seco
Servicio	Interior
Potencia Nominal	7.300 kVA
Tensión Nominal, lado de generador	0,720 kV
Tensión Nominal, lado de red	30 kV
Grupo de conexión	Dyn 11
Frecuencia	50 Hz

7.5.2.2 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.

Se distinguen varios tipos de agrupaciones de Celdas de Media Tensión, según la posición que ocupe el aerogenerador dentro del circuito de interconexión entre aerogeneradores, presentando una de las siguientes configuraciones:

- Configuración 0L1V: Para aerogeneradores situados en extremo de línea.
- Configuración 0L1L1V: Para aerogeneradores con posición intermedia.
- Configuración 0L2L1V: Para aerogeneradores con posición de interconexión de varias líneas

La distribución y composición de las celdas será la siguiente:

- 3 conjuntos de celdas en configuración 0L1V con las funciones de una protección de transformador por interruptor automático con seccionador de puesta a tierra y una salida de línea (remonte) y señalización de presencia de tensión, en aerogeneradores R-1, R-4 y R-5.

- 2 conjuntos de celdas en configuración 0L1L1V con las funciones de una protección de transformador por interruptor automático con seccionador de puesta a tierra, una entrada de línea con seccionador y una salida de línea (remonte) y señalización de presencia de tensión, en aerogeneradores R-2 y R-3.

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

- Tipo: Modular o compacto
- Tensión más elevada para el material: 36 kV
- Tensión soportada a frecuencia industrial:
 - o A tierra y entre fases (eficaces) 70 kV
 - o A la distancia de seccionamiento 80 kV
- Tensión soportada a impulso tipo rayo:
 - o A tierra y entre fases (cresta) 170 kV
 - o A la distancia de seccionamiento (cresta) 195 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 36KV-630 A:

- Interruptor automático, 36KV-630 A, I_{ter}=20 KA(1s) e I_d=50 KA con bobina de disparo y mando manual.
- Seccionador 36 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 36KV-630 A:

- Seccionador 36 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.

7.5.3 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 50 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.

7.5.4 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 PARQUE FOTOVOLTAICO ROYAL

8.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

Las infraestructuras del sistema fotovoltaico de conexión a red eléctrica se componen de dos partes fundamentales: un generador fotovoltaico donde se recoge y se transforma la energía de la radiación solar en electricidad, mediante módulos fotovoltaicos, y una parte de transformación de esta energía eléctrica de corriente continua a corriente alterna que se realiza en el inversor y en los transformadores, para su inyección a la red.

El conjunto está formado por 33.120 módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino de 635 Wp, 587 seguidores fotovoltaicos a un eje de 1V48 y 206 seguidores fotovoltaicos a un eje de 1V24 con pitch de 5,5 metros, 100 cajas de seccionamiento y protección (CSP), 2 Power Station (PS) de 2,005 MVA, 2 Power Station (PS) de 3,290 MVA y 2 Power Station (PS) de 3,820 MVA, conectadas en un circuito eléctrico hasta la SET ROYAL 45/30 kV mediante una red subterránea a 30 kV.

En la siguiente tabla se recogen las dimensiones generales del parque:

Tabla 5: Dimensiones PFV

Dimensiones PFV	
Superficie vallada PFV	35,46 ha
Longitud del vallado del PFV	7,03 km

8.2 CRITERIOS DE DISEÑO

Para el desarrollo del proyecto eléctrico del parque fotovoltaico se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones.

1. La distancia entre módulos (pitch):

Se ha optimizado en función de:

- Maximizar la producción de energía.
- Minimizar las pérdidas por sombras entre los seguidores.
- Superficie de terreno disponible.

Se determina un pitch de 5,5 metros.

2. El número de módulos en serie de las ramas:

Este número está limitado por los siguientes valores:

- Voc: La tensión de circuito abierto a la temperatura máxima de la celda debe de estar por debajo de la máxima tensión admisible del inversor.
- Vmpp:
 - o La tensión a la máxima potencia a la temperatura mínima de la celda debe de estar por debajo del límite superior de tensión a máxima potencia del inversor.
 - o La tensión para la máxima potencia a la temperatura máxima de la celda debe ser mayor que la tensión mínima para la potencia nominal del inversor.

En este caso, se ha seleccionado 24 módulos en serie por rama.

3. El número de ramas que entran a la CSP será menor que el número máximo de entradas que ésta permite:

Se utilizan CSPs con 14 entradas.

4. El número de CSP que entran al inversor será menor que el número máximo de entradas que éste permite:

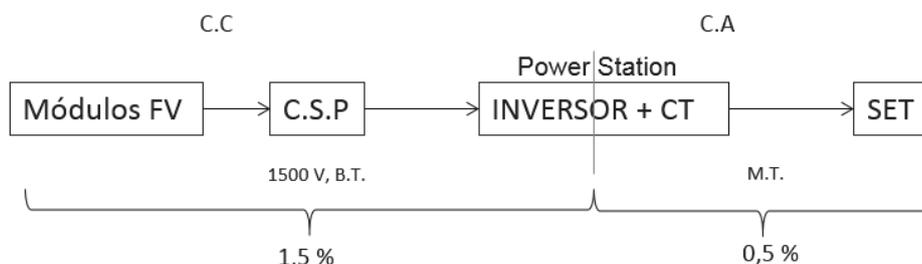
El número máximo de entradas que admiten los inversores es de más de 30.

5. La óptima ubicación de las Power Stations:

Se han tenido en cuenta los criterios de:

- Sombras: Para evitar provocar sombras en los módulos, se han ubicado al norte de los mismos. Cuando haya alguno ubicado al sur, se ha dejado siempre la separación del camino para evitar la sombra.
- Pérdidas eléctricas: Con objeto de reducir las pérdidas en BT, se busca la mínima distancia posible de cable entre los inversores y los módulos. Así, los inversores están colocados aproximadamente en el centro de los bloques.
- Zanjas y cableado: A fin de evitar costes elevados y labor de construcción, se busca la minimización de las longitudes de zanja y cableado eléctrico.

6. Pérdidas eléctricas:



- En BT continua entre las ramas y los inversores:
 - o Caída tensión < 1,5 %

- En MT entre los inversores y la Subestación:
 - o Pérdidas potencia < 0,5 % de la potencia total instalada

7. Potencia instalada:

En la disposición final tercera del RD 1183/2020 se define la potencia instalada como la menor entre la potencia máxima unitaria de los módulos fotovoltaicos que componen la instalación y la suma de las potencias máximas de los inversores. En este caso, la potencia en inversores (18,23 MW) es menor que la potencia de los módulos fotovoltaicos (21,03 MWp).

8.3 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

La simulación energética se ha realizado mediante el programa PVSYST, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 6: Producción de energía del PFV

Producción energía del PFV	
Estimación de la energía eléctrica producida anual (MWh/año)	39.966,50
Producción específica (kWh/kWp/año)	1.863
Performance ratio	86,39 %

La metodología y los resultados completos del estudio de producción de energía se muestran en el *Documento Anejos*.

8.4 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS

En este apartado se van a describir los equipos que forman la instalación solar fotovoltaica de generación: los módulos fotovoltaicos, los seguidores de un eje, las cajas de seccionamiento y protección, los inversores, los centros de transformación y el resto de infraestructura necesaria.

8.4.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para el presente estudio se consideran módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino de la marca Yingli Solar modelo PANDA 3.0 Pro YL635CF78 e/2 de 635 Wp cuyas características técnicas se muestran en la Tabla 7 y en el documento Anejos. Datos proporcionados para condiciones estándar (STC): 1000W/m², 25°C, AM1,5.

8.4.2 SEGUIDOR SOLAR A UN EJE

Para el máximo aprovechamiento de la radiación solar, y por tanto para la obtención del mayor rendimiento posible de la instalación, los módulos fotovoltaicos se montarán en estructuras mecánicas de acero que contarán con un sistema de seguimiento solar Este-Oeste mediante un eje Norte-Sur horizontal para seguir el movimiento diario del sol.

La distribución de los seguidores se diseña de forma que el pitch (la distancia entre los ejes de dos filas paralelas de seguidores fotovoltaicos) permita maximizar la radiación solar, evitando sombras y permitiendo la construcción de viales de paso.

Para el presente proyecto se propone utilizar el modelo de seguidor solar a un eje MONOLINE+ 1P de PVH o similar, con dos tipos de configuraciones: de 48 (1V x 48) módulos por seguidor y de 24 (1V x 24) módulos por seguidor, con un pitch de 5,5 metros variable en función de la orografía del terreno.

En las zonas en que se supere la pendiente máxima adecuada para el seguidor y en zonas de orografía irregular, se podrá realizar movimientos de tierras para adecuar la pendiente del terreno.

El control de la orientación de los módulos (rango +/- 60°) se realiza mediante una tarjeta electrónica con microprocesador y algoritmo con cálculos astronómicos con backtracking. Este control permite modificar la orientación de los módulos en caso de viento excesivo u horas de baja iluminación. El sistema de control de los seguidores es a través de Ethernet con transmisión inalámbrica Zigbee.

El seguidor cuenta con un sistema de almacenamiento de energía para el funcionamiento durante horas de baja producción fotovoltaica. La alimentación del sistema motriz se realizará por medio de placa fotovoltaica dedicada instalada en el mismo seguidor.

El seguidor permite cimentaciones de varios tipos como por hincado directo, pre-drilling + hincado, micropilote, pre-drilling + compactado + hincado que lo hacen apto para gran tipo de terrenos. El equipo contará con sensor de inclinación.

8.4.3 CAJAS DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCIÓN

Para agrupar todos los circuitos de las ramas se han instalado adosadas a la estructura del seguidor las Cajas de Seccionamiento y Protección (CSP). Su función es adecuar el número de salidas de las ramas al número de entradas de los inversores y optimizar las secciones del cableado en la parte de corriente continua.

El número de CSP conectadas al inversor utilizado dependerá del máximo voltaje e intensidad de entrada admisibles por el mismo. El número máximo de ramas conectadas a cada CSP viene dado por el número de entradas del modelo utilizado, pudiéndose conectar menos ramas en algunas CSP en caso de que fuese necesario para poder adaptar la potencia requerida por el PFV.

Para la protección de cada una de las ramas de módulos fotovoltaicos se instalan fusibles de tipo gPV de 30 A / 1500V. Las cajas deben ser de tipo IP 65, para asegurar el aislamiento frente a la humedad, al agua y al polvo que producen una progresiva degradación en los circuitos.

Para el parque proyectado se propone el modelo STRING-COMBINER de la marca Kako (ver Tabla 8). Toda la información se encuentra disponible en el documento Anejos.

Tabla 8: Especificaciones técnicas de las CSPs. Fuente: Kako

Modelo: DC-COMBINER BOX		
Entrada	Voltaje de entrada nominal	< 1.500 V DC
	Corriente de entrada máxima por entrada	15 / 20 / 30 A
	Máxima corriente de cortocircuito	250 / 400 / 500 A
	Número de entradas	10 / 14 / 18 ² y 16 / 20 / 24 ³
Salida	Rango de voltaje de salida	0 - 1.500 V DC
	Rango de corriente de salida	0 - 360 A
	Número de salidas	1

8.4.4 POWER STATION

Se propone utilizar una solución integrada que incluye el inversor y el centro de transformación en una misma estación denominada Power Station. La solución propuesta son las estaciones Twin Skid y MV Skid de Power Electronics (o similar). Es una solución Plug & Play que funciona con voltajes de hasta 1.500 V DC y contiene todo el equipamiento necesario para la transformación de la energía generada.

La estación ha sido diseñada para cumplir con los requisitos de plantas de energía fotovoltaica a gran escala. Son instalaciones compactas de exterior fabricadas en acero galvanizado de alta resistencia que contienen los inversores y la aparamenta de media tensión (celda de protección, transformador exterior, tanque de aceite y filtro).

² Fusible estándar de 20 A

³ Fusible estándar de 30 A

La cimentación de las PS queda descrita en el *Documento Anejos*.



Ilustración 4: Power Station Twin Skid. Fuente: Power Electronics

Las Power Stations que se proponen utilizar para ajustarse en mejor medida a la potencia de la planta son la MV Skid de 2,005 MVA, de 3,29 MVA y de 3,82 MVA.

Las Power Station MV Skid tienen un inversor de 2.005/3.290/3.820 kW y un transformador.

Tabla 9: Descripción general de componentes de la Power Station

Designación	Descripción
Inversor	Inversor fotovoltaico que convierte la corriente directa generada en el campo de módulos fotovoltaicos a CA compatible con la red.
Transformador de MT	Convierte el voltaje de salida del inversor al nivel de voltaje de la red de MT.
Compartimiento de MT	Aparata de MT: Conecta y desconecta el transformador de MT a la red de MT.
	Transformador de BT: El transformador de BT provee el voltaje para los equipos auxiliares del CT.
	Estación sub-distribuidora: Contiene los fusibles e interruptores para el suministro de voltaje.
Plataforma de Servicio	Plataforma elevada que facilita la operación de los dispositivos.

8.4.4.1 Inversores

Los inversores se encargan de transformar la tensión de corriente continua de los paneles fotovoltaicos en tensión de corriente alterna apta para la conexión a la red eléctrica.

Para el parque proyectado se utilizarán inversores trifásicos modelo FS2005K, FS3290K y FS3820K de la marca Power Electronics (o similar), cuyas características técnicas se resumen en la tabla a continuación. Estos modelos de inversor permiten hasta más de 30 entradas de corriente continua en paralelo a las que se conectan las salidas de las C.S.P. Los fabricantes dan varias potencias para diferentes temperaturas ambiente,

siendo la máxima potencia del inversor aquella asociada a la menor temperatura ambiente, en este caso 40°C.

Tabla 10: Características inversor

Modelo		FS2005K	FS3290K	FS3820K
Salida	Potencia Nominal a 25°C (kW)	2.005	3.290	3.820
	Potencia Nominal a 40°C (kW)	2.005	3.290	3.820
	Potencia Nominal a 55°C (kW)	1.860	3.055	3.545
	Máxima corriente de salida (A)	1.837	2.756	3.674
	Tensión (V _{ac})	630	690	600
	Frecuencia (Hz)	50	50	50
	Factor de potencia	1	1	1
Entrada	Min. Tensión M _{pp} (V _{dc})	891	976	849
	Máxima Tensión M _{pp} (V _{dc})	1.500	1.500	1.500
	Máxima tensión (V _{dc})	1.500	1.500	1.500
	Máxima corriente a 25°C (A)	2.295	3.443	4.590

Como se puede observar en la siguiente gráfica de intensidad en función de la temperatura, la intensidad se mantiene constante hasta los 40°C, iniciando su *derating* a partir de dicha temperatura.

Power vs Temperature

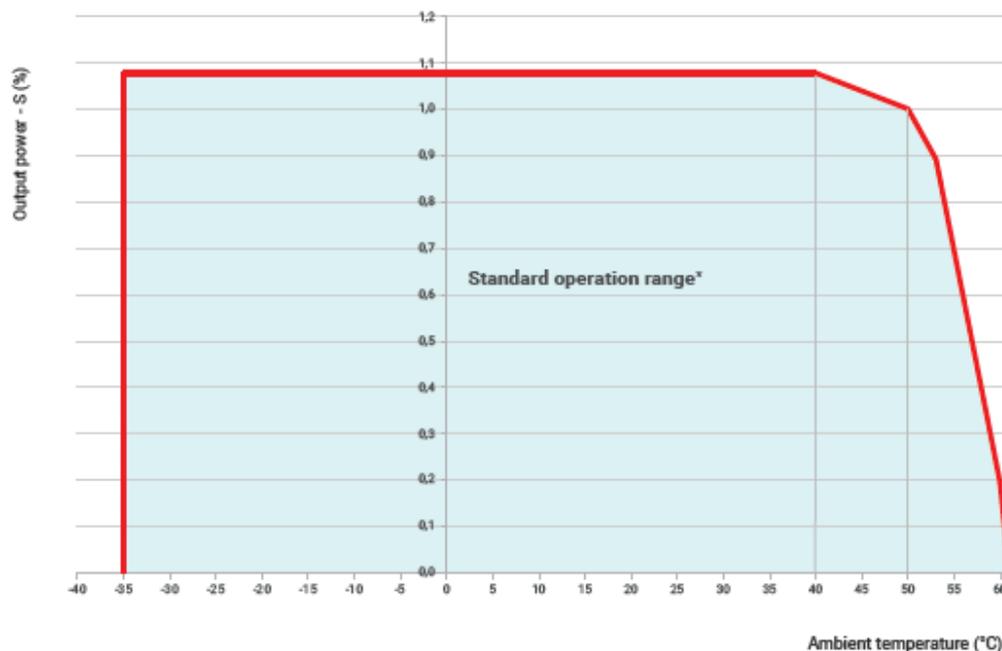


Ilustración 5: Curva potencia vs temperatura para los inversores fotovoltaicos. Fuente: Power Electronics

8.4.4.2 Transformador

La salida de tensión del inversor se eleva en el transformador hasta la tensión de los circuitos de 30 kV que conectan las diferentes Power Station y llegan hasta la subestación de evacuación de energía.

El transformador es de tipo seco / aceite con conexión Dy11y11 o Dy11 con bajos requisitos de mantenimiento y está optimizado para el mejor funcionamiento durante toda la vida útil de la planta.

La conexión eléctrica entre las celdas de MT y el transformador será con cables de 18/30 kV del tipo RH5Z1, unipolares, con conductores de sección y material 1x150 Al.

La conexión eléctrica en baja tensión entre los inversores y los transformadores de potencia se realizará mediante pletinas de Cu de sección adecuada a la corriente a transportar.

8.4.4.3 Aparamenta

La aparamenta de media tensión incluye todo lo necesario para la conexión segura y automática a la red (interruptor, fusible, relés, protecciones, celdas...). Prácticamente no requiere de mantenimiento y permite una configuración versátil. Las celdas son de SF₆ aisladas herméticamente.

Cada centro de transformación tendrá:

- Una celda de salida con interruptor/seccionador en carga y seccionador de puesta a tierra.
- Celda/s de entrada con interruptor/seccionador en carga y seccionador de puesta a tierra.
- Una celda de transformador con interruptor-fusible combinado de salida y seccionador de puesta a tierra.

A continuación, se detallan las características de las celdas:

Celdas entrada/salida de línea con interruptor-seccionador

La celda está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal mediante bornas enchufables. Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de

acometida y un sistema de alarma sonora de puesta a tierra, que suena cuando habiendo tensión en la línea se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a tierra. Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa la maniobra.

Dimensiones: 500 mm de ancho x 2.100 mm de alto x 1.100 mm de fondo.

- Tensión nominal: 30 kV
- Tensión máxima del material: 36 kV
- Intensidad asignada: 630 A
- Intensidad de corta duración (1 s), eficaz: 20 kA
- Intensidad de corta duración (1 s), cresta: 50 kA
- Nivel de aislamiento
 - Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases: 70 kV
 - Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta): 170 kV
- Capacidad de cierre: 50 kA

Esta celda dispondrá de mecanismos motorizados para su telemando.

Celda de transformador con interruptor-seccionador

La celda está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal mediante bornas enchufables. Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida y un sistema de alarma sonora de puesta a tierra, que suena cuando habiendo tensión en la línea se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a tierra. Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa la maniobra.

Dimensiones: 500 mm de ancho x 2.100 mm de alto x 1.100 mm de fondo.

- Tensión nominal: 30 kV
- Tensión máxima del material:
36 kV
- Intensidad asignada: 1.000 A
- Intensidad de corta duración (1 s), eficaz: 20 kA
- Intensidad de corta duración (1 s), cresta: 50 kA

- Nivel de aislamiento
 - Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases: 70 kV
 - Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta): 170 kV
- Capacidad de cierre: 50 kA

Esta celda dispondrá de mecanismos motorizados para su telemando

8.4.5 CONTROLADOR DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

El controlador de planta fotovoltaica, PPC (de las siglas en inglés Power Plant Controller) permite:

- Gestionar la energía activa y reactiva para emparejar generación y consumo
- Regular el factor de potencia en el punto de acoplamiento común.
- Regular el voltaje en el punto de acoplamiento común.
- Inyección de corriente reactiva durante caídas de voltaje o inmediatamente después de éstos.
- Inyectar / absorber energía reactiva por la noche
- Controlar la potencia activa, regulación de frecuencia, control en rampa...
- Controlar ocasionalmente equipos adicionales como bancos de condensadores bobinas o baterías.

8.4.6 SERVIDOR WEB

Cada inversor es accesible a través de internet introduciendo su dirección IP. En el caso que no hubiera conexión a internet, se puede acceder a los datos del inversor mediante un cable de Ethernet.

El servidor web, permite tanto el control remoto como la monitorización del PFV.

- Control:
 - Iniciar o parar el inversor
 - Definir el factor de potencia
 - Definir un máximo de potencia activa.
- Monitorización:
 - Parámetros eléctricos
 - Parámetros térmicos
 - Avisos y alarmas
 - Energía activa y reactiva generada

Toda esta información se puede enviar a un SCADA particular para su posterior análisis.

8.5 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

8.5.1 CONFIGURACIÓN DEL PARQUE FOTOVOLTAICO

El esquema general de conexión de un parque fotovoltaico se puede observar en la Ilustración 6. Los módulos FV agrupados en ramas se conectan a las CSP, las cuales combinan este cableado adaptándolo para poder conectarse a los inversores.

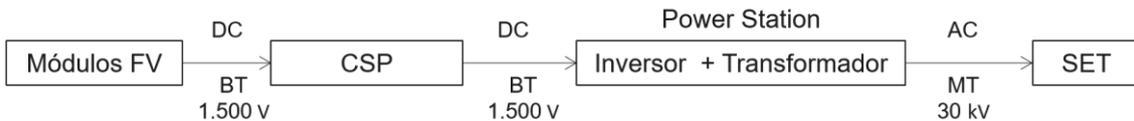


Ilustración 6: Esquema general de conexión del PFV

Por lo tanto, el PFV ROYAL está compuesto por dos bloques de potencia de 2,005 MW, uno de 3,29 MW y tres de 3,82 MW sumando 18,23 MW (a 25°C). La potencia pico del parque fotovoltaico es de 21,03 MWp.

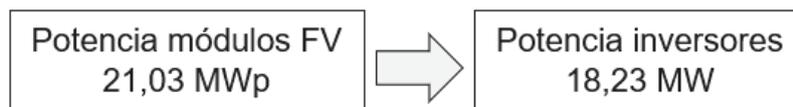


Ilustración 7: Diagrama de potencias del PFV

8.5.1.1 Tramo ramas de módulos FV – CSP

Las ramas están formadas por 24 módulos fotovoltaicos conectados en serie. Los seguidores que sostienen los módulos son de configuración verticales. La configuración de los seguidores es 1V x 24 (24 módulos) y es de 1V x 48 (48 módulos) por lo que cada seguidor contiene 1 o 2 ramas de 24 módulos.

Los cables de baja tensión (BT) para la conexión entre las ramas y las CSP son de cobre de 2 x 1 x 4/6/10/16 mm² de sección de tipo ZZ-F con aislamiento 1,8 kV en continua. Van instalados bajo los seguidores fotovoltaicos hasta uno de los extremos donde bajan a tierra y se entierran en zanjas excepto en los cruces donde van entubados.

8.5.1.2 Tramo CSP – inversores

Para ajustar la potencia total de los módulos fotovoltaicos, se utilizan tres diferentes tipos de bloques ramas – C.S.P:

Tabla 11: Características bloques tipo C.S.P.

Características bloques CSP	Tipo A	Tipo B
Módulos fotovoltaicos bifaciales 635 Wp	336	216
Módulos en serie	24	24
Ramas en paralelo	14	9
Cable String – C.S.P.	ZZ-F 0,6/1 kV 2 x 1 x 4 / 6 / 10 / 16 Cu	
Fusible protección ramas	25A, 1.500 V	
Cable C.S.P. - Inversor	XZ1 0,6/1 kV 2 x 1 x 185/240/300/400/500 Al	
Potencia pico (kWp)	213,36	137,16
Número de bloques CSP en el PFV	96	4

Los cables de baja tensión para la conexión entre las C.S.P. y los inversores podrán ser de aluminio de 2 x 1 x 185/240/300/400/500 mm² de sección de tipo XZ1 con aislamiento 1,8 kV en continua e irán directamente enterrados en zanja excepto en los cruces donde irán entubados. En la tabla anterior se resumen los elementos principales de esta instalación. En el *Documento Planos* se muestran en detalle estas configuraciones.

8.5.1.3 Bloque inversor

En la siguiente tabla se resumen los elementos principales de esta instalación. Ver detalles en el documento Planos.

Tabla 12: Componentes básicos para bloque inversor

Caract. bloque Inversor	FS 3820K	FS 3290K	FS 2005K
Número de bloques en el PFV	2	2	2
Módulos fotovoltaicos bifaciales 635 Wp	6.936	5928	3696
Módulos en serie	24	24	24
Ramas en paralelo	289	247	154
Bloques C.S.P	20 CSP A + 1 CSP B	17 CSP A + 1 CSP B	11 CSP A
Cable C.S.P. - Inversor	XZ1 0,6/1 kV 2 x 1 x 185/240/400/500 Al		
Fusibles protección inversor	200, 315 A, 1.500 V		
Potencia módulos fotovoltaicos (kWp)	4.404	3.764	2.347
Potencia inversores a 25 °C (kW)	3.820	3.290	2.005

8.5.1.4 PFV ROYAL

El PFV ROYAL está conectado en un circuito eléctrico, que unen los bloques de potencia hasta llegar a la SET ROYAL 45/30 kV:



Ilustración 8: Esquema de conexión del PFV

Los componentes básicos para el parque fotovoltaico se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 13: Componentes básicos para Parque Fotovoltaico

PFV ROYAL	
Descripción	Cantidad
Módulos fotovoltaicos bifaciales 635 Wp	33.120
Ramas en paralelo	1.380
Cable String – C.S.P.	ZZ-F 0,6/1 kV 2 x 1 x 4 / 6 / 10 / 16 Cu
Fusible protección ramas	25A, 1.500 V
Bloques CSP	48 CSP A + 2 CSP B
Cable C.S.P. – Inversor	XZ1 0,6/1 kV 2 x 1 x 185/240/300/400/500 Al
Fusibles protección inversor	200, 315 A, 1.500 V
Inversores FS3820K de 3.820 kW a 25°C	2
Inversores FS3290K de 3.290 kW a 25°C	2
Inversores FS2005K de 2.005 kW a 25°C	2
Power Station 3.820 kVA	2
Power Station 3.290 kVA	2
Power Station 2.005 kVA	2
Potencia total módulos fotovoltaicos (MWp)	21,03
Potencia en inversores a 25°C (MW)	18,23

8.5.2 CIRCUITOS ELÉCTRICOS

8.5.2.1 Circuitos de Baja Tensión

Los circuitos de energía eléctrica en BT corresponden a los circuitos de corriente continua desde las ramas de módulos fotovoltaicos hasta las CSP y a los circuitos de corriente continua desde las CSP hasta los inversores.

Los cables de las ramas serán de tipo solar e irán instalados bajo los seguidores fotovoltaicos hasta uno de los extremos donde bajarán a tierra e irán enterrados bajo tubo hasta las CSP. Serán necesarios para evacuar la energía generada cables de cobre (Cu) $2 \times 1 \times 4/6/10/16 \text{ mm}^2$ de sección tipo ZZ-F/H1Z2Z2-K. Estos cables serán – según IEC 60228 - de cobre electrolítico estañado clase 5, finamente trenzado, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) HEPR 120°C y cubierta exterior de elastómero termoestable libre de halógenos. El aislamiento y la cubierta están sólidamente unidos (aislamiento de dos capas). La tensión nominal del cable en CC es de 1,5 kV, siendo la máxima tensión de servicio admisible de 1,8 kV.

Los cables de BT para la conexión entre las CSP y el inversor central serán de aluminio (Al) de $2 \times 1 \times 185/240/300/400/500 \text{ mm}^2$ de sección tipo XZ1. Según UNE-EN 60228, serán cables rígidos de clase 2, con aislamiento XLPE tipo DIX3 y cubierta tipo cubierta

exterior de poliolefina termoplástica libre de halógenos. El nivel de aislamiento del cable será de 0,6/1 kV en CA e irá directamente enterrado en zanja excepto en los cruces donde irá entubado.

8.5.2.2 Circuitos de Media Tensión

La energía generada en el parque fotovoltaico se recoge con tres circuitos subterráneos de media tensión (30 kV) pasando por las Power Stations hasta la SET ROYAL 45/30 kV.

Esta red subterránea será en régimen permanente, con corriente alterna trifásica, a 50 Hz de frecuencia y a la tensión nominal de 30 kV.

Circuito	Tramo	Potencia Acumulada MW	Intensidad Acumulada A	Long km	Nº de Ternas del tramo	Nº máx. de ternas que comparten zanja	Sección mm ²	I _{max} A	Caída tensión %	Pérdida potencia % kW	
1	PS1 - PS2	3,290	66,7	0,74	1	1	150	278,8	0,07%	0,06%	2,09
	PS2 - PS3	7,110	144,0	0,42	1	1	150	278,8	0,09%	0,08%	5,80
	PS3 - PS4	10,400	210,7	0,67	1	2	240	298,5	0,14%	0,12%	12,85
	PS4 - PS5	14,220	288,1	1,11	1	2	400	382,3	0,22%	0,18%	25,05
	PS5 - PS6	16,225	328,7	0,58	1	2	630	500,3	0,09%	0,06%	10,00
	PS6 - SET	18,230	369,3	0,20	1	2	630	500,3	0,03%	0,02%	4,47
TOTAL Circuito1		18,230							0,63%	0,33%	60,27
TOTAL PFV		18,23	MW							0,33%	60,27

Cable aislado de potencia

Los conductores a utilizar serán cables unipolares tipo RHZ1 18/30 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:* 18/30 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

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.

8.5.3 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.

8.5.4 PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra consiste en una unión metálica directa entre los elementos eléctricos que componen el PFV y electrodos enterrados en el suelo con objeto de garantizar la seguridad de personas y equipos en caso de faltas o descargas a tierra.

La red de tierras se realizará siguiendo un esquema TT. De esta forma, se conectarán todas las masas del parque entre sí y por otro lado se realizará un mallazo de tierra independiente para cada transformador de servicios auxiliares de los inversores.

Todo el sistema estará interconectado en paralelo, y unirá también mediante un latiguillo de tierras toda la estructura metálica de la planta.

Alrededor de los centros de transformación e inversión se instalará un mallazo de tierra al cual se conectará todas las puestas a tierra previstas de los equipos, de forma que se forme un anillo entre los centros de transformación e inversión y el centro de control del parque. Este anillo será interconectado con la red de tierras de la planta.

Además de este mallazo, se realizará otro mallazo independiente cercano a cada inversor para conectar el neutro de los transformadores de servicios auxiliares de los inversores.

La instalación de puesta a tierra estará constituida por una red de tierra mallada, reforzada por electrodos de puesta a tierra (en caso de ser necesario) para asegurar un valor de resistencia de puesta a tierra acorde a las indicaciones de los estándares de aplicación. A la malla se conectarán alternativamente las armaduras metálicas de pilares de hormigón, así como las estructuras metálicas.

Las características principales de los componentes de la red de tierras serán:

- Cable de cobre desnudo
 - Alrededor de las Power Station.....50 mm²
 - Resto de zonas35 / 50 mm²
- Picas de acero recubierto de cobre de 2 metros de longitud y diámetro de 14 mm²:
 - En cada CSP
 - En las esquinas del mallazo de cada Power Station
 - A lo largo del vallado perimetral, ubicadas en los puntos donde se hallan los báculos del sistema CCTV
 - En las esquinas del mallazo de cada transformador de servicios auxiliares

Los conductores de tierra se tenderán en la misma zanja que los circuitos de fuerza del parque directamente enterrados, y grapados a los postes de los seguidores hasta su canalización por zanja.

8.6 OBRA CIVIL

La instalación del PFV requiere una serie de actuaciones sobre el terreno para poder implantar todas las instalaciones necesarias para su construcción. Estas actuaciones comienzan con el desbroce y limpieza del terreno, y el movimiento de tierras necesario incluyendo accesos y viales interiores, así como las zanjas para el tendido de los diferentes circuitos de baja y media tensión.

Además, se realizarán todas las catas del terreno necesarias para efectuar todos los trabajos objeto del presente documento.

8.6.1 DESBROCE, LIMPIEZA DEL TERRENO Y GESTIÓN DE LA TIERRA VEGETAL

Se trata de un terreno de tierra labrada sin vegetación, por lo tanto, el desbroce se considerará casi nulo.

El desbroce y limpieza del terreno de la zona afectada se realizará mediante medios mecánicos. Comprenderá los trabajos necesarios para la retirada de maleza, broza, maderas caídas, escombros, basuras o cualquier otro material existente en la zona proyectada.

En el trazado de caminos y zanjas se retirará la capa de tierra vegetal hasta una profundidad media de 25 cm.

La tierra vegetal no se llevará a vertedero. En el caso de la zanja, se acopiará en un cordón lateral de no más de 1 metro de altura junto a la excavación de la misma para su posterior extendido sobre ella, minimizando así el posible impacto visual que se podría generar. En el caso de caminos, se acopiará la tierra vegetal retirada para su posterior extendido en parcelas adyacentes.

8.6.2 MOVIMIENTO DE TIERRAS

Dadas las características de la orografía del terreno, solo será necesario realizar movimientos de tierra en algunas zonas de la explanada donde se ubican los seguidores con objeto de adecuar el terreno a la pendiente asumible por los mismos.

Otros movimientos de tierra a realizar en la construcción del parque son los asociados a la formación de la explanada donde se ubica el centro de transformación, al trazado de los caminos interiores y de acceso al parque, así como a la ejecución de las zanjas para el alojamiento de los cables de baja y media tensión.

El trazado en planta y alzado de los caminos se ha ajustado a la orografía del terreno con el fin de minimizar el movimiento de tierras y siempre atendiendo al criterio de menor afección al medio.

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/píxel.

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 cálculo de la cubicación se ha realizado con el software topográfico MDT, obteniendo los siguientes resultados (ver tabla):

Tabla 14: Volumen de tierras y firmes de los ramales del PFV

	Longitud (m)	Volumen Tierras			Volumen Firmes	
		Desmonte (m ³)	Terraplén (m ³)	T. Vegetal (m ³)	Subbase (m ³)	Base (m ³)
ADECUACIONES	147,98	486,26	261,50	327,23	163,78	106,03
CAMINOS INTERIORES	1.026,92	115,82	1.058,01	1.569,66	697,02	426,17
EXPLANADAS CT	-	503,62	431,68	359,73	-	-
EXPLANADA PFV	-	41.217,47	40.409,28	67.348,80	-	-
SUMA TOTAL	1.174,90	42.323,17	42.160,47	69.605,42	860,80	532,20

- Volumen de desmonte = 42.323,17 m³
- Volumen de terraplén = 42.160,47 m³

De lo anterior se obtiene un balance de tierras de 162,70 m³, en este caso se trata de tierras sobrantes. La gestión de las tierras consiste en reutilizarlas en la medida de lo posible en la propia obra, siendo el resto retirado prioritariamente a plantas de fabricación de áridos para su reciclaje o, si esto no fuera posible, a vertederos autorizados.

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.

8.6.3 VIALES DEL PARQUE FOTOVOLTAICO

La red de viales del parque fotovoltaico está constituida por el vial de acceso al parque y los caminos interiores para el montaje y mantenimiento de los diferentes componentes.

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.

Como características más importantes de los viales del parque hay que señalar el hecho de que se cumple con las especificaciones mínimas necesarias con un aprovechamiento máximo de los viales existentes, por lo que la afección resultante es la menor posible.

8.6.3.1 Vial de acceso

El acceso al parque fotovoltaico parte de la carretera A-222 de Zaragoza a Montalbán, utilizando un camino existente que se conecta con dicha carretera en el PK 0+150 mediante un entronque existente que no requiere ningún tipo de adecuación al estar ya acondicionado para camiones de grandes dimensiones. Continuando por dicho camino durante aproximadamente 500 metros se llega a la zona en la que se ubica el PFV.

Se contempla la adecuación del camino existente en los tramos en los que no tenga los requisitos mínimos necesarios para la circulación de vehículos de montaje y mantenimiento de los componentes fotovoltaicos.

Los caminos tendrán las siguientes características:

- Anchura del vial: 4 m
- Sección de firme formada por dos capas: 10 cm de espesor de base y 15 cm de espesor de sub-base de zahorra, compactada al 98 % P.M.
- Pendiente longitudinal máxima del 8 %.
- Radio mínimo de curvatura en el eje de 14 m.
- Talud de desmonte 1/1.
- Talud de terraplén 3/2.
- Talud de firme 3/2.
- Cunetas de 80 cm de anchura y 40 cm de profundidad (para la evacuación de las aguas de escorrentía).
- Espesor de excavación de tierra vegetal de 25 cm.

8.6.3.2 Viales interiores

Los viales interiores del parque fotovoltaico partirán desde los puntos de acceso al recinto. Se construirán caminos principales que llegarán a los Centros de Transformación así como viales perimetrales que se conectarán con los caminos principales.

Tendrán las siguientes características:

- Anchura del vial: 4 m
- Sección de firme formada por dos capas: 10 cm de espesor de base y 15 cm de espesor de sub-base de zahorra, compactada al 98 % P.M.
- Pendiente longitudinal máxima del 8 %.
- Radio mínimo de curvatura en el eje de 14 m.
- Talud de desmonte 1/1.
- Talud de terraplén 3/2.
- Talud de firme 3/2.
- Cunetas de 80 cm de anchura y 40 cm de profundidad (para la evacuación de las aguas de escorrentía).

8.6.3.3 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.

8.6.4 HINCADO DE LOS SEGUIDORES SOLARES

El método principal de instalación de seguidores fotovoltaicos en este parque es el hincado, ya que es el más apropiado debido a las características geológicas del terreno. Esta tecnología permite minimizar la afección sobre el terreno ya que no requiere cimentaciones.

Este sistema permite fijar cada pilote al terreno ajustando la profundidad del hincado mediante la utilización de una máquina hidráulica. Para ello, se fija el pilote a la parte superior de la máquina y mediante un control electrónico, se regula la velocidad, orientación y fuerza de hincado. Este proceso resulta ágil y económico.

Durante la fase de construcción del parque se llevará a cabo un estudio geotécnico del terreno, así como el test de hincado. Si en alguna de las zonas, el terreno no fuese apropiado para este método, se estudiará otro tipo de anclaje de la estructura, como podría ser mediante tornillo o zapata de hormigón.

8.6.5 CIMENTACIÓN DE POWER STATIONS

El inversor y centro de transformación forman la Power Station que se ubicará sobre plataforma de hormigón cubierta de cama de arena y con un acerado perimetral que evite la entrada de humedad, tanto si es un contenedor metálico o un prefabricado de hormigón.

La cimentación se realizará con base de zapatas de hormigón y muros de ladrillo de fábrica para el apoyo del contenedor y elevarlo sobre el nivel del terreno para facilitar la ventilación y el acceso al montaje y mantenimiento del cableado.

8.6.6 ZANJAS PARA EL CABLEADO

Las zanjas tendrán por objeto alojar las líneas subterráneas de baja y media tensión, el conductor de puesta a tierra, el cableado de vigilancia 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

Para ver las diferentes zanjas tipo consultar el documento Planos.

8.6.6.1 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.

8.6.6.2 Zanjas para cruces

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 160 ó 200 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.

8.6.7 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.

8.6.8 HITOS DE SEÑALIZACIÓN

Para identificar el trazado de la red subterránea de media tensión fuera del parque fotovoltaico 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.

8.7 INSTALACIONES AUXILIARES

Se construirán instalaciones auxiliares para mantener la seguridad y el correcto funcionamiento del parque. Durante la fase de construcción se habilitará una zona de acopio que permita el desarrollo de la obra. El resto de instalaciones descritas a continuación serán de carácter permanente.

8.7.1 VALLADO PERIMETRAL

Para disminuir el efecto barrera debido a la instalación de la planta fotovoltaica, y para permitir el paso de fauna, el vallado perimetral de la planta se ejecutará dejando un espacio libre desde el suelo de 20 cm, con malla cinética y pasos a ras de suelo cada 50 m, como máximo, con unas dimensiones de 50 cm de ancho por 40 cm de alto. El vallado perimetral carecerá de elementos cortantes o punzantes como alambres de espino o similar. En el recinto quedarán encerrados todos los elementos descritos de las instalaciones. Las puertas de acceso a la planta solar serán de dos hojas.

Se ejecutará una franja vegetal de 8 m de anchura en torno al vallado perimetral. Esta franja vegetal se realizará con especies propias de la zona (tomillo, romero, retama, espino negro, sabina, coscoja, carrasca, pino, etc...) mediante las plantaciones al tresbolillo de plantas procedentes de vivero de al menos dos savias en una densidad

suficiente, de forma que se minimice la afección de las instalaciones fotovoltaicas sobre el paisaje. Se realizarán riegos periódicos al objeto de favorecer el más rápido crecimiento durante al menos los tres primeros años desde su plantación. Asimismo, se realizará la reposición de marras que sea necesaria para completar el apantallamiento vegetal. No se dispondrá esta franja vegetal en aquellos tramos del perímetro externo que linden con teselas de vegetación natural.

8.7.2 SISTEMA DE SEGURIDAD Y VIGILANCIA

Para la protección del perímetro se utilizará un sistema de vídeo vigilancia con cámaras térmicas motorizadas. Las cámaras se distribuirán por todo el perímetro de la instalación alimentándose mediante un Sistema de Alimentación Ininterrumpida (SAI), los cables para esta alimentación se llevarán enterrados en zanjas que discurren por todo el perímetro del vallado.

El sistema analiza las imágenes de las cámaras detectando los objetos móviles e identifica personas o el tipo de objetos indicados. El sistema descarta objetos como bolsas, sombras, reflejos, pequeños animales, etc... Cuando una persona accede al área que se ha señalado como protegida, un vídeo con la alarma es enviado a la central de monitorización, que chequea la alarma en cuestión.

No es imprescindible que el centro de control se sitúe dentro del parque fotovoltaico, ya que el sistema de vigilancia es accesible desde cualquier lugar vía internet.

8.7.3 CENTRO DE CONTROL Y MANTENIMIENTO

El parque fotovoltaico se encuentra muy próximo a la SET ROYAL 45/30 kV. Por esta razón, el control y mantenimiento del PFV, en lugar de realizarse desde un edificio independiente dentro del vallado del parque, se realizará desde el edificio de control y mantenimiento de la SET.

8.7.4 ESTACIÓN METEOROLÓGICA

Para el correcto funcionamiento del PFV es necesario conocer las condiciones ambientales en tiempo real. Para ello, que propone la inclusión de una estación meteorológica con un mínimo de cinco puntos de monitorización ambiental.

La estación meteorológica deberá medir las siguientes variables: irradiación, precipitaciones, temperatura, velocidad y dirección del viento.

9 RELACIÓN DE ORGANISMOS AFECTADOS

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

ORGANISMO AFECTADO	AFECCIÓN	INSTALACIÓN
Ayuntamiento de El Burgo de Ebro	-	PFV, RSMT y Viales
Ayuntamiento de Zaragoza	-	PE, PFV, RSMT y Viales
Confederación Hidrográfica del Ebro (CHE)	Cruzamiento Barranco de Valdevares	RSMT
	Cruzamiento Barranco SN	RSMT
	Afección a la zona de policía del Barranco de Val Podrida	PE, RSMT
	Cruzamiento Barranco Valdemoracho	RSMT
	Cruzamiento Barranco SN	RSMT
E-Distribución Redes Digitales S.L.	Línea Aérea 10 kV	Viales y RSMT
	Línea Aérea 45 kV	RSMT
Red Eléctrica de España	Línea Aérea 220 kV Espartal-Montetorrero	RSMT y Vial
Nedgia Aragon S.A.	Cruzamiento con gasoducto	Vial
Enagás S.A.	Cruzamiento con gasoducto	Vial
Diputación General de Aragón – Carreteras	Entronques con Carretera A-222	Viales
Enel Green Power	Cruzamiento con línea 15 kV	Vial, PE
ADIF	Cruzamiento con Ferrocarril Alta Velocidad	RSMT
Retevisión S.A.	-	PE
Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana	Proximidad con Carretera Nacional N-232	PFV

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.

10 PLANIFICACIÓN

Descripción	MES 1	MES 2	MES 3	MES 4	MES 5	MES 6	MES 7	MES 8	MES 9	MES 10	MES 11	MES 12
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 zanjás												
Relleno zanjás												
CIMENTACIÓN AEROGENERADORES												
Excavaciones												
Suministro de carretes												
Puesta a tierra												
Armados												
Hormigonado												
Rellenos												
MONTAJE DEL PARQUE												
Acopio de materiales												
Montaje												
OBRA ELÉCTRICA												
Tendido de conductores												
Conexión												
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 Proyecto Híbrido ROYAL, sin perjuicio de cualquier otra ampliación o aclaración que las autoridades competentes consideren oportunas.

Consta la firma

Zaragoza, septiembre 2024
Fdo. xxxxxxxxxxxx Ingeniera
Industrial
Colegiada Nºxxxxxxxx
Al servicio de la empresa
Atalaya Generación S.L.