

**ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE OTORGA A SISTEMAS ENERGÉTICOS LOMA DEL VIENTO, S.A.U. AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA PARA EL PROYECTO DEL PARQUE EÓLICO PUYLOBO DE 62,37 MW, Y LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS A 30 KV QUE CONECTAN DICHO PARQUE CON LA SUBESTACIÓN A 30/66 KV DE CORTES, UBICADO EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE BORJA Y MALLÉN, EN LA PROVINCIA DE ZARAGOZA, Y CORTES, EN LA PROVINCIA DE NAVARRA.**

**Expediente nº: INF/DE/121/18**

## **SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

### **Presidenta**

D<sup>a</sup> María Fernández Pérez

### **Consejeros**

D. Benigno Valdés Díaz  
D. Mariano Bacigalupo Saggese  
D. Bernardo Lorenzo Almendros  
D. Xabier Ormaetxea Garai

### **Secretario de la Sala**

D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo.

En Madrid, a 13 de febrero de 2019

Vista la solicitud de informe formulada por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM<sup>1</sup>) en relación con la Propuesta de Resolución por la que se otorga a SISTEMAS ENERGÉTICOS LOMA DEL VIENTO, S.A.U. autorización administrativa previa para el proyecto del Parque Eólico Puylobo de 62,37 MW, y las líneas eléctricas a 30 kV que conectan dicho parque con la subestación a 30/66 kV de Cortes, ubicado en los términos municipales de Borja y Mallén, en la provincia de Zaragoza, y Cortes, en la provincia de Navarra, la Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función que le atribuye el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), emite el siguiente acuerdo:

## **1. ANTECEDENTES**

### **1.1. Trámite de autorización administrativa y ambiental**

Con fecha 27 de marzo de 2017, SISTEMAS ENERGÉTICOS LOMA DEL VIENTO, S.A.U. (en adelante SELV) solicitó, ante el Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Zaragoza, autorización para el 'Parque

---

<sup>1</sup> Del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD) en ese momento de la tramitación del expediente; en la actualidad, Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO).

Eólico Puylobo 62,37 MW' (en adelante P.E. PUYLOBO), solicitud que, debido a los requerimientos de subsanación, fue reformulada mediante escrito de fecha 30 de marzo de 2017 como "Solicitud de Autorización Administrativa Previa" del P.E. PUYLOBO, aportando posteriormente, con fecha 20 de junio de 2017, el correspondiente anteproyecto de la instalación, incluyendo sus infraestructuras eléctricas de evacuación asociadas.

Con fecha 11 de julio de 2017 SELV solicitó, ante el Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Navarra, el trámite de Información pública respecto a la línea eléctrica de evacuación del P.E. PUYLOBO en los últimos 2.712 metros de línea que atraviesan el término municipal de Cortes, adjuntando la solicitud de Autorización Administrativa para la Dirección General de Política Energética y Minas y las necesarias separatas para organismos y entidades posiblemente afectadas.

De conformidad con lo establecido en el artículo 53.1.a) de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en el artículo 36 de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental y en los artículos 124 y 125 del 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, se ha sometido al trámite de información pública de manera conjunta tanto el Proyecto de Ejecución como el Estudio de Impacto Ambiental, del P.E. PUYLOBO y de sus infraestructuras de evacuación<sup>2</sup>.

Tras recibir las correspondientes alegaciones, las mencionadas áreas de la Subdelegación del Gobierno en Zaragoza y de la Delegación del Gobierno en Navarra remitieron sendos informes a la DGPEM de fecha 26 de enero de 2018 –complementado con otro informe de fecha 4 de mayo de 2018– y 13 de febrero de 2018, respectivamente.

Una vez sometido el proyecto y su estudio de impacto ambiental al procedimiento de evaluación de impacto ambiental, se ha remitido la información a la Secretaría de Estado de Medio Ambiente para que formule la consecuente DIA. A la fecha de redacción del presente informe, no consta la emisión de la correspondiente Resolución que formule DIA favorable al proyecto P.E. PUYLOBO y su infraestructura de evacuación asociada.

## **1.2. Informes de conexión a la red de transporte**

---

<sup>2</sup> Concretamente, dicho trámite se ha llevado a cabo mediante sendos Anuncios publicados en el Boletín Oficial del Estado (BOE) de 13 de julio de 2017, en el Boletín Oficial de Navarra de fecha 25 de agosto de 2017, en el Diario de Navarra de 11 de julio de 2017 y en el Boletín Oficial de la Provincia de Zaragoza de fecha 31 de agosto de 2017. Tanto la Autorización Administrativa Previa del Parque Eólico, cuya aprobación es competencia de la DGPEM, como la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), que emite la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental del Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO), antes Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente (MAPAMA).

Con fecha 14 de junio de 2018, Red Eléctrica de España (REE), en su calidad de Operador del Sistema y transportista único, emitió informe de actualización de la contestación remitida con anterioridad respecto al acceso y conexión de forma coordinada a la red de transporte en la subestación de La Serna 220 kV de un conjunto de parques eólicos, entre los que se encuentra al P.E. PUYLOBO, adjuntando los informes Cumplimiento de Condiciones Técnicas para la Conexión (ICCTC) y de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC). En estos Informes se analiza la solución coordinada de acceso y conexión a la red de transporte en la subestación de La Serna 220 kV, a través de la posición existente en Alcarama 220 kV, como consecuencia de la propuesta de **conexión transitoria** de cinco parques eólicos cuya conexión definitiva será en la subestación La Serna 400 kV que habrán de compartir la posición de evacuación con la generación existente y actualmente en servicio. El informe considera técnicamente viable la conexión del contingente de generación sujeto a análisis, siempre que se tengan en cuenta los condicionantes establecidos en el mismo. En cuanto al procedimiento de conexión coordinada contemplando el escenario de conexión transitorio respecto a determinadas instalaciones de generación, se actualizan o se otorgan los permisos de conexión de las instalaciones con las consideraciones incluidas en la ICCTC y con los condicionantes y aspectos pendientes de cumplimentación establecidos en la IVCTC.

Además, con fecha 18 de junio de 2018, REE emitió informe de actualización de la contestación remitida con anterioridad respecto al acceso y conexión de forma coordinada a la red de transporte en la subestación de La Serna 400 kV de un conjunto de parques eólicos, entre los que se encuentran las nuevas instalaciones de generación renovable con previsión de conexión provisional a la subestación La Serna 220 kV a través de la posición existente en Alcarama 220 kV, cuya conexión será **definitiva** en una posición planificada de La Serna 400 kV. Dicho informe considera técnicamente viable la conexión del contingente de generación prevista con conexión definitiva con los condicionantes establecidos. Se adjuntan el ICCTC y el IVCTC correspondientes.

Estos informes se desarrollan más adelante, en el punto “4.1.3 Incidencia en la operación del sistema”.

### 1.3. Solicitud de informe preceptivo

Con fecha 10 de julio de 2018 tuvo entrada en la CNMC escrito de la DGPEM por el que se adjunta la propuesta de Resolución (en adelante, la Propuesta) por la que se otorga a SELV autorización administrativa para el P.E. PUYLOBO de 62,37MW y las líneas eléctricas a 30 kV que conectan dicho parque con la subestación a 30/66 kV de Cortes. Se ha adjuntado, asimismo, la documentación necesaria según establece el Capítulo II del Título VII del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, entre otras: a) el Proyecto de la instalación eólica y su infraestructura de evacuación (líneas eléctricas a 30 kV y subestación a 30/66 kV de Cortes)—se incluye una síntesis de su contenido como Anexo I a este acuerdo—; b) documentación aportada para la acreditación de la capacidad técnica, económico-financiera y legal de la empresa promotora del Proyecto; c)

informes de REE respecto al permiso de acceso y conexión; y d) informes de las Áreas de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Zaragoza y de la Delegación del Gobierno en Navarra. No se ha adjuntado información relativa a la Resolución por la que se formula DIA favorable al Proyecto.

## 2. NORMATIVA APLICABLE

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante, LSE); en particular, su artículo 21.1 establece que *«la puesta en funcionamiento, modificación, cierre temporal, transmisión y cierre definitivo de cada instalación de producción de energía eléctrica estará sometida, con carácter previo, al régimen de autorizaciones»*; su artículo 53.1 hace referencia a las autorizaciones administrativas necesarias para *«la puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas contempladas en la presente ley o modificación de las existentes»*, y su artículo 53.4 indica las condiciones que el promotor de las instalaciones *«de transporte, distribución, producción y líneas directas de energía eléctrica»* debe acreditar suficientemente para que sean autorizadas.
- 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 (en adelante RD 1955/2000); en particular, el Capítulo II de su Título VII (“Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución”) está dedicado a la autorización para la construcción, modificación, ampliación y explotación de instalaciones.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (relevante a los efectos de parte de las instalaciones y del cableado interno del parque).
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (en adelante RD 413/2014); en particular, el Título V (“Procedimientos y registros administrativos”).
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- 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 (y sus modificaciones, como el 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).
- Ley 16/2007, de 4 de julio, de reforma y adaptación de la legislación mercantil en materia contable para su armonización internacional con base en la normativa de la Unión Europea, que introduce modificaciones, entre otros, al

Real Decreto-ley 7/1996, de 7 de junio, sobre medidas urgentes de carácter fiscal y de fomento y liberalización de la actividad económica.

- Texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio (en adelante TRLSC).

### 3. SÍNTESIS DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN

La Propuesta expone que SELV ha presentado solicitud de autorización administrativa previa para las instalaciones (el P.E. PUYLOBO, líneas a 30 kV y la subestación eléctrica de Cortes a 30/66 kV), y que el expediente ha sido incoado en la Dependencia del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Navarra y en la misma Dependencia de la Subdelegación del Gobierno en Zaragoza. Revisa también la documentación aportada como resultado de la tramitación del procedimiento de autorización administrativa y ambiental, según lo previsto en el RD 1955/2000 y en la Ley 21/2013, e indica que el Área de la Subdelegación del Gobierno en Zaragoza en fecha 26 de enero y 4 de mayo de 2018, así como la Dependencia de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Navarra con fecha 13 de febrero de 2018, emitieron sendos informes respecto al Proyecto.

La Propuesta informa que el proyecto de la instalación y su estudio de impacto ambiental han sido sometidos al procedimiento de evaluación de impacto ambiental, habiendo sido remitidos a la Secretaría de Estado de Medio Ambiente del MAPAMA, para que formule, si procede, DIA.

También se indica en la Propuesta que la evacuación del parque eólico se realizará mediante la conexión a la red de transporte con la subestación La Serna 400 kV, propiedad de REE<sup>3</sup>.

Asimismo, se informa que el Operador del Sistema emitió, con fecha 14 de junio de 2018, el ICCTC y el IVCTC relativos a la solicitud para la conexión transitoria del P.E. PUYLOBO a la red de transporte en la subestación La Serna 220 kV, y que, con fecha 18 de junio de 2018, REE remitió estos informes para la conexión definitiva en la subestación La Serna 400 kV.

---

<sup>3</sup> Por lo que atañe a la evacuación, se establece que el ámbito de la autorización se limita a las líneas subterráneas a 30 kV que conectan el parque eólico con la Subestación de Cortes, que ha sido autorizada por la Dirección de Energía y Minas del Gobierno de Navarra, mientras que el resto de la infraestructura de evacuación queda fuera del ámbito de la resolución, puesto que es común a varios parques eólicos. Sin perjuicio de lo anterior, la Propuesta hace alusión a la Resolución de la Dirección de Energía y Minas del Gobierno de Navarra de fecha 23 de noviembre de 2010 que otorgó autorización administrativa y aprobación de proyecto a Gamesa Energía, S.A.U. para la Subestación Eléctrica 66/30 kV “Cortes” de evacuación de la energía generada por los parques eólicos “Valde Navarro” y “El Valle I+D”, así como a la Resolución 134/2018, de 20 de junio de 2018, del Director del Servicio de Energía, Minas y Seguridad Industrial del Gobierno de Navarra que modifica la anterior e incluye una posición de transformador 30/66 kV para el P.E. PUYLOBO, y a la Resolución de la Dirección General de Empresa e Innovación de fecha 30 de marzo de 2012, por la que se aprueba el proyecto y se declara la utilidad pública de la línea eléctrica de alta tensión “SE Cortes – SE Tudela – SE La Serna”.

Además, describe las principales características de la instalación: se trata de un parque eólico con una potencia instalada de aproximadamente 62,37 MW (18 aerogeneradores de 3,465 MW cada uno), en el término municipal de Borja, en la provincia de Zaragoza; las líneas subterráneas a 30 kV, de corriente alterna trifásica, están distribuidas en 5 tramos, con origen en los aerogeneradores de la planta hasta la subestación 30/66 kV de Cortes, y afecta a los municipios de Borja y Mallén, en la provincia de Zaragoza, y Cortes, en la provincia de Navarra.

Por otra parte, la Propuesta indica que SELV deberá cumplir todas las condiciones que pudieran establecerse en la DIA y en la Resolución de autorización administrativa de construcción, así como las normas técnicas y procedimientos de operación que establezca el Operador del Sistema.

Visto todo lo anterior, se propone otorgar a SELV autorización administrativa previa para la instalación eólica y las líneas eléctricas a 30 kV que conectan dicho parque con la subestación a 30/66 kV de Cortes.

## **4. CONSIDERACIONES**

### **4.1 Condiciones técnicas**

#### **4.1.1 Condiciones de eficiencia energética**

Según se argumenta en el documento del año 2006 de Greenpeace y el Consejo Mundial de Energía Eólica, '*Perspectivas globales de la energía eólica*', «*en los últimos 15 años, la eficiencia de los aerogeneradores ha mejorado considerablemente, gracias a un diseño mejor del equipo, a mejores localizaciones y a turbinas más altas. En consecuencia, la eficiencia ha estado aumentando anualmente entre un 2 % y un 3 %. Además, puede suponerse que, como resultado de la optimización de los procesos de producción, los costes de inversión para los aerogeneradores disminuirán. [...] Como resultado se espera que para el 2020, el costo de producir electricidad con energía eólica, descienda a 3 – 3,8 centavos de €/kWh en las buenas localizaciones y a 4 – 6 centavos de €/kWh en los sitios con bajas velocidades del viento. Para el 2050 estos costes habrán bajado a 2,8 – 3,5 centavos de €/kWh y a 4.2 – 5.6 centavos de €/kWh respectivamente.*

*Estos cálculos no consideran los llamados “costes externalizados” de la producción de electricidad. Generalmente se estima que las fuentes de energía renovables, tales como el viento, tienen ventajas ambientales y sociales, cuando se las compara con las fuentes de energía convencionales, tales como el carbón, el gas, el petróleo y la energía nuclear. Estas ventajas se pueden traducir, en mayores o menores costes para la sociedad y que se deben ver reflejados en los cálculos de los costes de producción de la electricidad. Sólo entonces se podría establecer una comparación justa, entre los diversos medios de producción de energía. El proyecto ExternE, financiado por la Comisión Europea ha estimado el costo externalizado del gas en aproximadamente 1,1 – 3,0 centavos €/kWh y para el carbón entre 3,5 y 7,7 centavos €/kWh.*

*Además, estos cálculos no consideran los costes de los riesgos, que están relacionados con las tecnologías convencionales de los combustibles. Puesto que la energía eólica no requiere de ningún combustible, elimina por lo tanto el riesgo de la inestabilidad de los precios de los combustibles, que caracteriza a otras tecnologías de generación, tales como el gas, el carbón y el petróleo. En consecuencia, una matriz de generación, que contenga proporciones substanciales de energía eólica, reducirá los riesgos de costes energéticos futuros más altos, reduciendo la exposición de la sociedad a los aumentos de precios de los combustibles fósiles. En una época en que los recursos en combustible son limitados y que existe una alta inestabilidad de los precios de los combustibles, las ventajas son obvias. Además, los costes que se evitan, tanto por la instalación de una planta de producción de energía convencional, como por la no utilización de combustibles fósiles, no son tomados en consideración. Estas correcciones mejorarían mucho el análisis de costes para la energía eólica.»*

El documento también alude al efecto empleo, y calcula que cuando los procesos de producción alcancen su optimización en el 2030, el nivel de creación de empleo disminuirá respecto a periodos anteriores, pero aun así estima que por cada megavatio de nueva capacidad, el mercado para la energía eólica creará anualmente una cantidad de empleos equivalentes a 11 puestos de trabajo por la fabricación y el suministro de componentes y otros 5 puestos más ligados al desarrollo de cada parque eólico, por la instalación y el empleo indirecto.

Por otra parte, otro de los importantes beneficios de la generación mediante energía eólica es la reducción en los niveles de dióxido de carbono globalmente emitidos en la atmósfera. El dióxido de carbono es el gas con la mayor responsabilidad en el efecto invernadero y por lo tanto sobre las consecuencias del cambio climático global. La moderna tecnología eólica posee un balance energético muy positivo. Sobre un ciclo de vida promedio de 20 años de un aerogenerador, las pocas emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con su fabricación, instalación y mantenimiento, se “recuperan” después de los primeros tres o seis meses de operación. En el supuesto de que el carbón y el gas fueran los combustibles que generaran la mayor parte de la producción eléctrica en un período de 20 años (con una tendencia continua a que el gas siga sustituyendo al carbón), los cálculos del Consejo Mundial de Energía indican que con la generación eólica se obtendría un valor promedio unas 600 toneladas de reducción de dióxido de carbono por GWh generado.

Además, gracias a los avances tecnológicos en las últimas dos décadas, se ha pasado de la instalación de máquinas de pequeña potencia unitaria (500-850 kW) hasta las máquinas actuales de en torno a 3.000 kW (en eólica terrestre; incluso el doble en la marina), lo que supone una mejora de las condiciones ambientales del entorno, la capacidad de regeneración de los recursos y el abaratamiento de la inversión.

Por tanto, la energía eólica produce, por lo general, ventajas socioeconómicas en zonas rurales aisladas, repercutiendo en la mejora de infraestructuras (red

eléctrica, mejora de accesos), sociales (puestos de trabajo eventuales durante la construcción, y fijos durante la explotación del parque, lo que permite la estabilidad de la población en el medio rural) y económicas (beneficios por inversores locales en un negocio rentable, arrendamientos de terrenos a propietarios, cánones, impuestos y licencias a ayuntamientos). Las limitaciones fundamentales de esta energía vienen dadas por la existencia de recurso suficiente para la amortización de los parques eólicos con la tecnología disponible en la actualidad, la necesidad de respeto del medio natural, puesto que suelen ubicarse en parajes no degradados, y la capacidad de evacuación de la red eléctrica de distribución y transporte. Al igual que en el resto de España, estos factores son los fundamentales a la hora de planificar el desarrollo de la energía eólica tanto en la Comunidad de Aragón como en la Comunidad Navarra.

En particular, el Gobierno de Aragón considera el desarrollo de las energías renovables una cuestión prioritaria, y así lo contempla en el Plan Energético de Aragón 2013-2020. Este plan en concreto considera a la eólica como una tecnología que contribuye decisivamente a compatibilizar el suministro energético, la actividad económica y el respeto del medio ambiente. Por consiguiente, en este plan se prevé un incremento de algo más de 2.000 MW en la generación de energía eólica durante este periodo.

En cuanto a aprovechamiento de los recursos, antes de proponer la localización del parque eólico se ha realizado una evaluación del recurso eólico y un cálculo de la producción del parque. Para la evaluación se ha contado con los datos registrados por tres torres meteorológicas ubicadas en el área del emplazamiento, instaladas por Gamesa. Se ha llevado a cabo, entre otros, el análisis y procesado de los datos de viento de las torres, las previsiones a largo plazo, la estimación de la densidad del aire y el modelado del recurso eólico. Las torres cuentan con diferentes alturas donde se obtiene las mediciones (40 metros, 67 metros y 120,8 metros) habiéndose estimado una velocidad del viento a largo plazo en cada torre de 7,38 m/s, 6,72 m/s y 8,02 m/s, respectivamente. Mediante el modelo OpenWind v.1999d —que requiere como variables de entrada los datos meteorológicos, topográficos, de rugosidad del terreno y la curva de potencia del modelo de máquina analizado— se ha modelizado el flujo de viento en la zona de estudio y se ha calculado la producción bruta del parque eólico diseñado para 18 aerogeneradores del modelo previsto, el G132 de 3,465 MW; habiendo calculado la eficiencia de estas máquinas se puede calcular la producción neta de cada uno de los aerogeneradores del parque. Se ha estimado una producción bruta para el parque de 229.843 MWh/año y neta (descontadas las pérdidas) de 208.143 MWh/año<sup>4</sup>, considerando unas pérdidas eléctricas de un 3%, por indisponibilidad (mantenimiento, histéresis, hielo, etc.) de un 4,45%, y otras causas (algoritmo de parada, etc.) de un 2,30%.

En cuanto a la elección del modelo de aerogenerador para el proyecto —el modelo G132 de GAMESA de potencia nominal de 3.465 kW, altura de buje de

---

<sup>4</sup> Datos según el 'Anejo 03' del Proyecto del P.E. PUYLOBO 'Descripción del Recurso Eólico', anexo fechado en febrero de 2017.

84 metros, rotor tripala a barlovento de cambio de paso independiente<sup>5</sup> y sistema de orientación activo, en fibra de vidrio y de 132 metros de diámetro—, se trata de un generador de tipo síncrono multipolar de velocidad variable que se conecta al rotor de manera directa a través del eje principal, sin necesidad de una caja multiplicadora. Es un generador regulado por control de potencia por cambio de paso y velocidad de giro variable, y las palas del rotor disponen de un mecanismo de variación del paso independiente en cada pala que mantiene la potencia constante por encima de la velocidad nominal de viento de 12 m/s. Es un generador altamente eficiente refrigerado mediante intercambiador de aire-agua. El sistema de control permite la operatividad a velocidad variable mediante el control de la frecuencia de las intensidades del rotor, maximizando en todo momento la potencia producida y minimizando las cargas y el ruido.

Es capaz de mantenerse conectado a la red durante huecos de tensión, y el convertidor incorpora un dispositivo capaz de soportar huecos más exigentes y de contribuir a la inyección de reactiva necesaria en ciertos códigos de red.

En particular, el aerogenerador G132 de 3,465 MW IIA complementa los aerogeneradores ofertados por Gamesa para emplazamientos de vientos medios en mercados donde se requieren soluciones con potencia nominal superior a los 3 MW. La turbina G132 mejora la capacidad productiva de modelos anteriores disponibles para emplazamientos de Clase II<sup>6</sup>, incrementando la potencia nominal y aumentando en un 34% el área de barrido del rotor.

#### **4.1.2 Condiciones de seguridad**

El Proyecto presentado está sujeto a la normativa establecida en la legislación europea, española, autonómica y local, atendiendo a códigos y normas de diseño, ingeniería, materiales, fabricación, construcción, montaje, inspección y realización de pruebas, entre otros: la Ley 31/1995 de Prevención de Riesgos Laborales y las Ordenanzas de Seguridad e Higiene en el Trabajo, Reglamento de Prevención de Riesgos Laborales y toda normativa que la complemente; 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; el Real Decreto 773/1997, 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual; el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión; el 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; el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre

---

<sup>5</sup> El sistema de cambio de paso actúa cuando la velocidad del viento es inferior o superior a la nominal —el ángulo de paso seleccionado es aquel que maximiza la potencia eléctrica obtenida para cada velocidad del viento—.

<sup>6</sup> Emplazamientos en los que hay o puede haber polvo inflamable.

condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23, y diversas Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.

La carcasa que cubre y protege los componentes del aerogenerador que se encuentran en el interior de la góndola frente a los agentes meteorológicos y condiciones ambientales externas es de material compuesto de resina con refuerzo de fibra de vidrio y se fija a la estructura del sistema de elevación de cargas mediante soportes metálicos; está diseñada para soportar la carga propia, la de agentes externos y las de uso de personal de servicio y dispone en el techo de diferentes puntos de anclaje destinados a garantizar la seguridad del personal de mantenimiento, así como de la protección adecuada de los componentes giratorios con el mismo fin.

El sistema de freno del aerogenerador consta a su vez de otros dos que operan conjuntamente:

- 1) El freno principal aerodinámico que actúa sobre el cambio de paso: El cambio de paso hidráulico, además de maximizar la potencia eléctrica obtenida para cada velocidad del viento, activa el freno aerodinámico en caso de emergencia, llevando al aerogenerador a un modo seguro y de forma más rápida que otros sistemas comparables. El aerogenerador dispone de actuadores hidráulicos independientes para cada pala, los cuales proporcionan una capacidad de giro de entre  $-5^{\circ}$  y  $90^{\circ}$ , y un sistema de acumuladores que aseguran el movimiento a bandera en caso de emergencia. El uso de acumuladores en lugar de baterías aumenta la fiabilidad en situaciones de emergencia, pues en caso de fallo en la alimentación de señal o de presión hidráulica, los acumuladores aseguran suficiente potencia como para cambiar el ángulo de cambio de paso hasta  $90^{\circ}$  (bandera) en las 3 palas.
- 2) El dispositivo de frenado mecánico consta de un freno de disco, también hidráulicamente activado, que se monta a la salida del eje; este freno mecánico se utiliza únicamente para la maniobra de aparcamiento o en caso de aplicación de un pulsador de emergencia.

Adicionalmente existe un sistema de bloqueo de rotor, que funciona introduciendo en la corona de bloqueo del eje principal un bulón hidráulico activado con una bomba manual. Este bloqueo de rotor se utiliza siempre que se realicen operaciones de mantenimiento que afecten a elementos móviles de la góndola o cada vez que sea necesario acceder al rotor.

El generador está protegido contra cortocircuitos y sobrecargas. Los sensores instalados en el estator, los rodamientos y el cajón de anillos rozantes monitorean la temperatura constantemente. Cuenta con control PLC<sup>7</sup> que monitoriza el generador mediante el *encoder* magnético de medición de velocidad, lo que permite detectar sobrevelocidades. Además, el Sistema de

---

<sup>7</sup> *Programmable Logic Controller* o controlador lógico programable: Sistema de control compuesto por algoritmos de regulación y de supervisión.

Mantenimiento Predictivo GAMESA SMP recibe lecturas de acelerómetros, colocados en el generador y en otros componentes del aerogenerador como los rodamientos delanteros del eje principal, que sirven para predecir averías y mal funcionamiento del mismo.

Además, el aerogenerador cuenta con un sistema de acondicionamiento térmico, cuya función es la evacuación del calor necesario para mantener la temperatura de los componentes refrigerados por debajo de su límite máximo de funcionamiento. Está compuesto por una refrigeración localizada con base en circuitos agua/glicol para el convertidor y para el generador, unos intercambiadores exclusivos para la multiplicadora y una refrigeración general por ventilación forzada.

La velocidad de rotación es monitorizada por el sistema de vigilancia ROG (ROtor Guard system), un sistema de seguridad redundante que abre la serie de emergencia cuando detecta sobrevelocidad o sobreaceleración del conjunto rotor–eje (en transmisión directa) vía hardware, adicional al anteriormente citado control PLC.

Como se ha expuesto, las funciones del aerogenerador están controladas en tiempo real por un sistema basado en un PLC. El sistema de control está compuesto por algoritmos de regulación y de supervisión:

- a) El sistema de regulación se encarga de seleccionar los valores adecuados de par en el eje, del ángulo de paso de las palas y de las consignas de potencia que se modifican en cada instante dependiendo de la velocidad de viento que llega al aerogenerador, garantizando una operación segura y fiable en cualquier condición de viento existente.

Se ha descrito ya la regulación del cambio de paso; la regulación de potencia asegura que la velocidad de giro y el par motor del aerogenerador siempre suministren una potencia eléctrica estable a la red. Este sistema actúa sobre un conjunto de sistemas eléctricos que consiste en un generador doblemente alimentado de rotor devanado con anillos rozantes y en un convertidor.

Eléctricamente, el conjunto generador-convertidor es equiparable al de un generador síncrono, con lo que se asegura un óptimo acoplamiento a la red eléctrica con suaves procesos de conexión y desconexión. Dicho conjunto es capaz de trabajar con velocidad variable para optimizar su funcionamiento y maximizar la potencia generada para cada velocidad de viento y permite gestionar la potencia reactiva evacuada en colaboración con el sistema de control remoto para la supervisión, control y adquisición de datos (SCADA<sup>8</sup>) denominado 'Gamesa Windnet'<sup>9</sup>.

---

<sup>8</sup> Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos): Software que permite controlar y supervisar procesos industriales a distancia.

<sup>9</sup> El sistema permite un acceso a la información del parque eólico vía navegador: seguimiento y control de los equipos del parque eólico, producción de energía de cada aerogenerador del parque, monitorización de las alarmas en tiempo real de los distintos elementos del parque y observación del histórico de las mismas, envío de órdenes directas a los aerogeneradores

- b) El sistema de supervisión verifica continuamente el estado de los diferentes sensores, así como el de los parámetros internos: Condiciones ambientales (velocidad y dirección del viento o temperatura ambiente), parámetros internos de los diferentes componentes (temperaturas, niveles y presiones de aceite, vibraciones, enrollamiento del cable de media tensión, etc.), estado del rotor (velocidad de rotación y posición del cambio de paso), situación de la red (generación de energía activa y reactiva, tensión, corrientes y frecuencia).

Por otra parte, los aerogeneradores están protegidos contra la acción de rayos mediante un sistema de transmisión que va desde los receptores de pala y góndola, pasando por la carcasa, el bastidor y la torre, hasta la cimentación. Con este sistema se evita el paso del rayo a través de componentes sensibles al mismo. Como sistema de protección adicional, cuenta con protectores de sobretensión. Estos sistemas de protección están diseñados para conseguir un nivel de protección máximo clase I<sup>10</sup> de acuerdo a la norma IEC<sup>11</sup> 62305<sup>12</sup>, considerando como normas de referencia la IEC 61400<sup>13</sup> e IEC61024<sup>14</sup>.

Asimismo, son aerogeneradores diseñados en su versión estándar para trabajar a temperaturas ambientales exteriores comprendidas en el rango de -20 °C a +35 °C. Además, son capaces de operar en condiciones de humedad relativa ambiente del 95% de forma continuada, y del 100% de humedad relativa durante periodos de tiempo inferiores al 10% del tiempo de funcionamiento.

También son aerogeneradores capaces de mantenerse conectados a la red durante huecos de tensión, por lo que contribuyen a garantizar la calidad de la energía y la continuidad del suministro. El convertidor incorpora un dispositivo denominado 'Gamesa *Brake Chopper*' que es capaz de soportar huecos más exigentes y de contribuir a la inyección de reactiva requerida en ciertos códigos de red.

En cuanto a medidas de seguridad eléctricas específicas del Proyecto, este ha sido diseñado de forma que el aparellaje de baja y media tensión está contenido en cuadros y celdas de chapa de acero, por lo que no existe riesgo por contacto directo. Asimismo, en la subestación de intemperie de 66 kV se han adoptado

---

(arranque, pausa o paso a emergencia) y a la subestación, análisis de la evolución de variables en el tiempo de una forma sencilla —gráficos de los históricos de tendencias Gamesa *Trend Viewer*—, creación de informes de producciones y disponibilidades Gamesa *Report Generator*, envío de mensajes de estado y alarmas a móvil mediante SMS, integración de los equipos de compensación de energía reactiva (STATCOM y SVC), gestión del mantenimiento predictivo con la integración de Gamesa SMP, y administración de diferentes perfiles de usuario (para mantener la seguridad y simplificar el uso de la aplicación).

<sup>10</sup> Deben tener todas sus partes metálicas accesibles conectadas a una toma de tierra por un conductor.

<sup>11</sup> IEC: *International Electrotechnical Commission* o Comisión Electrotécnica Internacional.

<sup>12</sup> Protección contra el rayo.

<sup>13</sup> Aerogeneradores.

<sup>14</sup> Protección de estructuras contra rayos.

las distancias de seguridad y zonas de protección reglamentarias, que imposibilitan el contacto directo.

Por otra parte, con objeto tanto de protección del personal y como de evitar falsas maniobras que puedan producir la destrucción de algún aparato en la subestación, se establecerá un sistema de enclavamientos mecánicos mediante cerraduras y eléctricos que elimine este peligro, de forma que nunca se puedan accionar los seccionadores de alta tensión sin antes haber desconectado el interruptor automático que le sigue. Igualmente habrá un enclavamiento interno entre las cuchillas principales y las de puesta a tierra, sistema que se generaliza a las celdas de media tensión y a las puertas de acceso a las mismas de forma que no se puedan abrir con tensión (cuando su construcción así lo requiera).

Para la debida protección del personal especializado a cuyo cargo queda la instalación de alta tensión, se ha dotado a ésta del material de prevención y seguridad siguiente:

- Plataforma aislante nivel 66 kV.
- Pértiga de servicio de 6 metros de longitud, nivel de aislamiento 72,5 kV.
- Casco con pantalla protectora de descargas eléctricas.
- Guantes aislantes de 66 kV.
- Puestas a tierra y en cortocircuito.
- Discos de indicación de peligro riesgo eléctrico conforme UNESA 0202 A y de señalización en general.
- Placa de primeros auxilios a prestar a los accidentados por corriente eléctrica.
- Alumbrado de emergencia.

En cuanto al riesgo por contacto indirecto —que podría presentarse cuando partes de la instalación que normalmente están libres de tensión (cuadros y estructuras en general) adquieren potencial eléctrico y existe un defecto de aislamiento—, se han adoptado las siguientes medidas de seguridad:

- Limitación de la intensidad de defecto mediante la utilización en media tensión de reactancia de puesta a tierra.
- Equipotencialidad en el interior de los aerogeneradores y en el edificio de control y las celdas.
- Eliminación del defecto mediante disparo por medio de protecciones de sobreintensidad homopolar.
- Instalación de un sistema de puesta a tierra eficaz que limita las tensiones de paso, de contacto y defecto a valores admisibles para la seguridad de las personas y de la instalación, justificando en cálculos según ITC-RAT 13<sup>15</sup>.

Respecto a la prevención contra riesgo de incendio en la subestación, se han adoptado los materiales y los dispositivos de protección eléctricos que evitan en

---

<sup>15</sup> Instrucción Técnica Complementaria de 'Instalaciones de puesta a tierra'.

lo posible la aparición y propagación de un incendio en las instalaciones eléctricas mediante:

- Disponibilidad de medios internos de lucha contra incendios.
- Dispositivos de protección rápida que cortan la alimentación a todos los arrollamientos del transformador intemperie, con relés de sobreintensidad, diferencial, termostato, termómetro, Buchholz y otros, que desconectan los automáticos correspondientes.
- En la subestación de intemperie, se ha previsto en la bancada del transformador una arqueta apagafuegos y un foso de recogida de aceite.
- En la misma subestación, se ha previsto la construcción de muro cortafuegos entre los dos transformadores para evitar la posibilidad de propagación de incendio.
- Instalación de extintores de CO<sub>2</sub>.

Además, la instalación dispone de un sistema de puesta a tierra único para toda ella — para todas las instalaciones de alta, media y baja tensión, incluida la estructura del edificio de fábrica, y el pararrayos iónico—, con objeto de asegurar el funcionamiento de las protecciones y garantizar la limitación del riesgo eléctrico en caso de defectos de aislamiento, manteniendo las tensiones de paso y de contacto por debajo de los valores admisibles (según la ITC-RAT13).

Por otra parte, el Proyecto del P.E. PUYLOBO, conforme a lo dispuesto en el Real Decreto 1627/1997 y al amparo de la Ley 31/1995, incluye el Estudio de Seguridad y Salud en el que se analizan los riesgos que se presentan en este tipo de montajes y se proponen las medidas preventivas necesarias para alcanzar un alto grado de seguridad y salud de los trabajadores. En base a dicho estudio cada contratista elaborará un Plan de Seguridad y Salud que deberá ser aprobado por el coordinador en materia de seguridad y salud nombrado al efecto por el promotor y por la Dirección facultativa, según proceda, previo al inicio de las obras, y adaptará a sus equipos y métodos de ejecución al mismo. En el Estudio de Seguridad y Salud se analiza el proceso constructivo de la obra, las secuencias de trabajo y sus riesgos inherentes, cuáles de estos riesgos se pueden eliminar y cuales no pero sí se pueden adoptar medidas preventivas y protecciones técnicas adecuadas, tendentes a reducir e incluso anular dichos riesgos. El Estudio establece, durante la construcción de la obra, las previsiones respecto a la prevención de riesgos de accidentes y enfermedades profesionales, así como los derivados de los trabajos de reparación, conservación y mantenimiento, y las instalaciones preceptivas de higiene y bienestar de los trabajadores.

Posteriormente, el contratista deberá presentar obligatoriamente el Estudio de Seguridad en el Trabajo, antes del comienzo de las obras, es decir, un plan de seguridad donde contemple las medidas reflejadas en el Estudio de Seguridad y Salud, de forma que el contratista deberá proveer cuanto fuese preciso para el mantenimiento de las máquinas, herramientas, materiales y útiles de trabajo en las debidas condiciones de seguridad. Mientras los operarios trabajen en circuitos, con equipos en tensión o en su proximidad, usarán ropa sin accesorios

metálicos y evitarán el uso innecesario de objetos de metal. Las herramientas y equipos se llevarán en bolsas y se utilizará calzado aislante o al menos sin herrajes o clavos en suelas. El personal estará obligado a utilizar todos los dispositivos y medios de protección personal necesarios para eliminar o reducir los riesgos profesionales pudiendo el Director de Obra suspender los trabajos si estima que el personal está expuesto a peligros que son corregibles. Éste también podrá exigir al contratista el cese en la obra de cualquier empleado u obrero que, por imprudencia temeraria, fuera capaz de producir accidentes que hicieran peligrar su propia integridad física o la de sus compañeros. El contratista deberá tomar las máximas precauciones para proteger a personas, animales y cosas de los peligros procedentes del trabajo, siendo de su cuenta las responsabilidades que por tales accidentes ocasionen y mantendrá una póliza de seguros que proteja a sus empleados y obreros frente a responsabilidades por daños, responsabilidad civil, etc. en que pudieran incurrir como consecuencia de la ejecución de los trabajos. Serán de su responsabilidad también las protecciones y señalización de las obras y sus accesos, de acuerdo con el Reglamento de Seguridad e Higiene en el Trabajo.

#### **4.1.3 Incidencia en la operación del sistema**

En escrito de fecha 14 de junio de 2018, REE, en su calidad de Operador del Sistema Eléctrico y Gestor de la Red de Transporte, actualiza la contestación respecto al acceso y conexión coordinada a la red de transporte en la subestación de LA SERNA 220 kV (SE LA SERNA 220 kV), como consecuencia de la propuesta de conexión transitoria de los parques eólicos Ablitas fase I, Ablitas fase II, Cabanillas II, El Valle-Valdenavarro y Puylobo, con conexión definitiva en la Subestación La Serna 400 kV (SE LA SERNA 400 kV) a través de la posición existente en ALCARAMA 220 kV, compartiendo evacuación con la generación existente y puesta en servicio (Igea-Cornago Sur 1ª Fase, Alcarama I y Alcarama II). Dicha contestación se remite a Molinos de La Rioja, S.A. como Interlocutor Único de Nudo (IUN) para la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión en la SE LA SERNA 220 kV, según la identificación y sanción coordinada por el Gobierno de La Rioja (mediante comunicación recibida de la Dirección General de Innovación, Trabajo, Industria y Comercio el 10 de mayo de 2017) y el Gobierno de Navarra (mediante comunicación recibida de la Dirección General de Industria, Energía e Innovación el 16 de mayo de 2017).

El escrito indica que una vez se hayan conectado los parques eólicos Ablitas fase I, Ablitas fase II, Cabanillas II, El Valle-Valdenavarro y Puylobo en el nudo de LA SERNA 400 kV, los permisos de acceso y conexión otorgados para dichos parques en LA SERNA 220 kV serán cancelados.

REE informa que la conexión a la red de transporte de la generación existente y con previsión de conexión transitoria se llevaría a cabo en la actual SE LA SERNA 220 kV y se materializaría a través de la posición de línea existente en dicha subestación, posición que permitiría la conexión de la línea de evacuación SE LAS CANTERAS (actualmente SE ALCARAMA 220 kV)- LA SERNA 220 kV, perteneciendo dicha línea a las instalaciones de conexión no transporte. Ambas

instalaciones constituyen la instalación de enlace con una configuración Tipo A según Procedimiento de Operación 12.2 (PO12.2)<sup>16</sup>.

En el escrito se manifiesta que para valorar las posibilidades de generación renovable, REE ha realizado estudios de capacidad de la red en el ámbito zonal y nodal, según los escenarios de demanda y generación establecidos en el P.O.12.1<sup>17</sup>, que permiten valorar las capacidades de producción y conexión<sup>18</sup> cumpliendo los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema incluidos en dicho P.O. Los estudios se han realizado según el escenario energético y de desarrollo de red de medio plazo establecido en la planificación vigente denominada horizonte 2020 (H2020)<sup>19</sup>. Dichos estudios (de aplicación a la generación con conexión a la red de transporte en las dos posiciones existentes y la red de distribución subyacente) para el escenario energético y de red establecido en H2020, para la conexión provisional prevista en la SE LA SERNA 220 kV, concluyen que la evacuación del contingente de generación previsto (280,73 MW, correspondientes a 79,85 MW en servicio y 200,88 MW previstos) se considera técnicamente viable en dicho ámbito nodal, considerando la limitación normativa (458 MWprod) aplicable en el procedimiento de acceso impuesta por el límite de potencia de cortocircuito para la generación no gestionable (en el presente caso generación eólica).

Asimismo, se han realizado análisis de flujo de cargas, y se concluye que dicho contingente adicional a la generación existente alcanzaría la capacidad máxima admisible en la SE LA SERNA 220 kV prevista.

En todo caso, deberán tenerse en cuenta los condicionantes que se indican a continuación para el potencial uso compartido por los productores que utilicen el nudo de LA SERNA 220 kV:

- Conforme a lo establecido en el artículo 52.3 del RD 1955/2000, no existe

---

<sup>16</sup> P.O. 12.2 'Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio', según Resolución de 11 de febrero de 2005 de la Secretaría General de la Energía del Ministerio de Industria Turismo y Comercio, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del Sistema Eléctrico, publicada en el BOE de 1 de marzo de 2005. En su apartado 5.1 define la instalación de enlace entre el parque de transporte y el de generación/consumo Tipo A '*Por línea sin transformación*'.

<sup>17</sup> Procedimiento de Operación 12.1. 'Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte', aprobado mediante Resolución del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de fecha 11 de febrero de 2005 (publicado en el BOE de 1 de marzo de 2005).

<sup>18</sup> Capacidad de conexión (MWins) en función de la producción simultánea máxima (MWprod) compatible con la seguridad del sistema y resultante de los distintos estudios de REE (flujo de cargas, cortocircuito, estabilidad):  
$$MWinsEÓLICA \leq 1,25 * MWprod$$
$$MWinsNO EÓLICA + (0,8/1,25) * MWins EÓLICA \leq MWprod$$

<sup>19</sup> El horizonte 2020 es el reflejado en la "Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de transporte de energía Eléctrica 2015-2020", elaborado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR), aprobado en Acuerdo del Consejo de Ministros publicado en Orden IET/2209/2015 (BOE 23/10/2015).

reserva de capacidad en la red en el sistema eléctrico español, por lo que las posibilidades de evacuación no deben entenderse como garantizadas por REE. De hecho, dicha evacuación de generación podría estar sometida a limitaciones zonales y regionales, que podrían ser severas en escenarios de alta producción de generación renovable en la zona, consecuencia de los planes de instalación de generación que se pudieran llevar a cabo.

- La capacidad de evacuación máxima admisible efectiva en el nudo en los distintos escenarios de operación podría ser inferior a la derivada de los estudios de capacidad, en función el escenario global de generación y de las condiciones reales de operación en cada instante, que podrían dar lugar a instrucciones desde el Centro de Control Eléctrico (CECOEL) de REE para la reducción de la producción. Por tanto, la integración de los grupos de generación en el CECOEL en condiciones técnicas y de recursos humanos adecuados que garanticen la comunicación permanente y fiable con REE, que permita recibir de sus centros de control las consignas de operación en tiempo real y asegurar el cumplimiento de las limitaciones existentes, será condición necesaria para la autorización de puesta en servicio de los mismos.

Por tanto, la comunicación remitida por REE otorga permiso de acceso y conexión a la red de transporte para el P.E. PUYLOBO —y el resto de instalaciones incluidas en el escrito—, con las consideraciones indicadas, y sujetas a los condicionantes establecidos en el ICCTC y en el IVCTC que adjunta, así como recuerda que dicho procedimiento de conexión culminará con la firma del Contrato Técnico de Acceso (CTA) a celebrar entre los productores y el titular del punto de conexión a la red de transporte, que deberá reflejar los requerimientos y condicionantes técnicos establecidos en la reglamentación vigente y con el que estas instalaciones no contaban a la fecha de emisión del informe.

Asimismo, REE recuerda que para la puesta en servicio de las instalaciones de producción previstas e instalaciones de evacuación asociadas con conexión a la red de transporte, se deberán observar los requerimientos normativos vigentes y, en particular, lo establecido en el P.O.12.2<sup>20</sup>, por lo que se requiere la coordinación entre REE y el IUN en LA SERNA 220 kV.

Con fecha 18 de junio de 2018, REE remitió escrito a EÓLICA NAVARRA, S.L.U., en su calidad de IUN en LA SERNA 400 kV, respecto a la actualización coordinada de acceso y conexión a la red de transporte en dicha subestación ante la previsión de conexión de un contingente de generación renovable, como consecuencia de, por una parte, la modificación de los parques eólicos con previsión de conexión provisional a través de la posición existente en la SE LA SERNA 220 kV, pasando de los diez parques que había previstos por 337,76 MW a cinco parques eólicos por un contingente de 200,88 MW —que son los indicados anteriormente en el escrito de fecha 14 de junio de 2018—. Por otra parte, se han modificado también las instalaciones de generación renovable

---

<sup>20</sup> En su apartado 7 se hace referencia a la *'Puesta en servicio de nuevas instalaciones conectadas a la red de transporte'*.

(IGREs) con previsión de conexión definitiva a través de la nueva posición planificada de la SE LA SERNA 400 kV. El contingente total de generación renovable (IGRE) a conectar, que ya cuenta con permiso de acceso, sería de 770,46 MWins (760,46 MWnom).

El escrito indica que la conexión a la red de transporte de la mencionada generación con previsión de conexión definitiva se llevaría a cabo en la actual subestación LA SERNA 400 kV y se materializaría a través de una nueva posición planificada en la misma —posición de transformador que permitiría la conexión del transformador de evacuación ubicado en SE LAS CANTERAS; dicho transformador pertenece a las instalaciones de conexión no transporte, instalaciones que constituyen la instalación de enlace con una configuración Tipo C según PO12.2<sup>21</sup>—.

Asimismo, se informa que para la puesta en servicio definitiva en el nudo de LA SERNA 400 kV de los parques eólicos con conexión prevista provisional en LA SERNA 220 kV, se considera que los generadores asumen los costes y las suspensiones de servicio que se puedan ocasionar derivados del paso a la solución de conexión definitiva.

Para el escenario energético y de red establecido en H2020, los estudios técnicos concluyen<sup>22</sup> que para el actual nudo de LA SERNA 400 kV la conexión del contingente de generación previsto con conexión definitiva en dicho nudo (642,96 MWins de generación eólica, 90 MWnom de generación fotovoltaica y 27,5 MW de biomasa) resulta técnicamente viable, teniendo en cuenta la limitación normativa aplicable en el procedimiento de acceso (875 MWprod), impuesta por el límite de potencia de cortocircuito para la generación no gestionable (según establece el RD 413/2014) —de aplicación a la generación renovable eólica solicitada—.

El escrito hace referencia a los mismos condicionantes establecidos anteriormente para el potencial uso compartido por los productores que utilicen, en este caso, el nudo de LA SERNA 400 kV.

Respecto al proceso de conexión, como consecuencia de su solicitud de conexión coordinada en LA SERNA 400 kV, REE remite el ICCTC y el IVCTC. Según el ICCTC, procede otorgar permiso de conexión a las instalaciones que constan en el escrito siempre que se ajusten a los requisitos que afirman cumplir, con las consideraciones siguientes:

---

<sup>21</sup> Apartado 5.1 del P.O. 12.2 establece que la instalación de enlace entre el parque de transporte y el de generación/consumo se realizará en función, entre otros criterios, de la distancia entre ambos y será del Tipo C en este caso que es '*Por auto/transformador no transporte*'.

<sup>22</sup> REE indica que, con la red de transporte actual y en escenarios previos a la realización de las actuaciones incluidas en la planificación, las posibilidades de evacuación zonal y nodal son menores que las presentadas, pudiendo encontrarse en la operación en tiempo real restricciones significativas de producción para preservar en todo momento la seguridad del sistema.

- La ubicación prevista de SE LA CANTERA presenta condicionantes patrimoniales que deberán resolverse durante la tramitación y ejecución de los proyectos correspondientes.
- Deberá concretarse la solución de conexión entre SE LA CANTERA y el punto frontera. Si se hace mediante un embarrado bajo, según la propuesta recibida, el solicitante deberá asumir los descargos necesarios para el mantenimiento de la red de transporte, así como los riesgos derivados de dicha situación.
- Los parques eólicos previstos Ablitas fase I, Ablitas fase II, Cabanillas II, Puylobo y El Valle-Valdenavarro evacuarán transitoriamente a través de una posición de transporte existente de SE LA SERNA 220 kV.
- Las instalaciones previstas de generación y evacuación deberán cumplir las distancias mínimas reglamentarias con la red de transporte, lo que deberá comprobarse en detalle durante la tramitación y ejecución de los proyectos correspondientes.

En el IVCTC se ponen de manifiesto los condicionantes existentes, los aspectos pendientes de cumplimentación y la información requerida.

En definitiva, la comunicación remitida por REE otorga permiso de acceso y conexión a la red de transporte para las instalaciones incluidas en el escrito — entre ellas el P.E. PUYLOBO —, con las consideraciones y condicionantes indicados, permisos que son necesarios para el otorgamiento de la autorización administrativa establecida en el artículo 53 de la LSE. Además, recuerda que dicho procedimiento de conexión culminará con la firma del CTA y que para la puesta en servicio de las instalaciones previstas e instalaciones de evacuación asociadas con conexión a la red de transporte habrá que cumplir la normativa vigente, lo que requiere la coordinación entre REE y el IUN en LA SERNA 400 kV.

#### **4.2 Condiciones de protección del medio ambiente y minimización de los impactos ambientales**

El proyecto de la instalación a la que se refiere el presente acuerdo se encuentra comprendido en el apartado i) del grupo 3 del Anexo I de la Ley 21/2013 de evaluación ambiental<sup>23</sup>, por lo que, habiéndose sometido a evaluación de impacto ambiental con carácter previo a su autorización administrativa, de conformidad con lo establecido en su artículo 7.1<sup>24</sup>, procede formular su DIA, de acuerdo con el artículo 41 de la citada Ley.

---

<sup>23</sup> Instalaciones para la utilización de la fuerza del viento para la producción de energía (parques eólicos) que tengan 50 o más aerogeneradores, o que tengan más de 30 MW o que se encuentren a menos de 2 km de otro parque eólico en funcionamiento, en construcción, con autorización administrativa o con declaración de impacto ambiental.

<sup>24</sup> Artículo 7. 'Ámbito de aplicación de la evaluación de impacto ambiental'  
«1. Serán objeto de una evaluación de impacto ambiental ordinaria los siguientes proyectos:  
a) Los comprendidos en el anexo I, así como los proyectos que, presentándose fraccionados, alcancen los umbrales del anexo I mediante la acumulación de las magnitudes o dimensiones de cada uno de los proyectos considerados.»

A la fecha de aprobación del presente Acuerdo, no se ha recibido aún la Resolución de Declaración de Impacto Ambiental de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente, por lo que no es posible analizar los posibles condicionantes medioambientales del proyecto.

#### **4.3 Circunstancias del emplazamiento de la instalación**

El P.E. PUYLOBO estará ubicado en el término municipal de Borja (Zaragoza) y su línea de evacuación se localizará en los términos municipales de Borja y Mallén, en Zaragoza, y Cortes, en Navarra. El parque se localiza a unos seis kilómetros del núcleo urbano de Borja, en dirección oeste, y se localiza en su totalidad en la provincia de Zaragoza. Se trata de una zona de pequeñas ondulaciones sin pendientes pronunciadas, con una altitud media de unos 430 metros.

La superficie total de la poligonal del parque será de 375 hectáreas<sup>25</sup>, siendo la superficie afectada de aproximadamente 238.737 m<sup>2</sup>, de los cuales 97.019 m<sup>2</sup> corresponden a viales, 75.577 m<sup>2</sup> a plataformas de montaje y 5.157 m<sup>2</sup> a cimentaciones. La cimentación de los aerogeneradores ocupará una superficie de 286 m<sup>2</sup> cada uno.

El emplazamiento del parque eólico, según argumenta el promotor, resulta un buen lugar para la explotación comercial de la energía eólica, conforme a los criterios en los que se basa la definición del potencial eólico de un emplazamiento: orientación respecto de los vientos principales, facilidad de accesos hacia y en el emplazamiento, vegetación y rugosidad del terreno, altura sobre los valles o llanos que lo rodean y pendientes de los montes que forman el emplazamiento. El P.E. PUYLOBO se ubicará en terrenos con escasa vegetación, que apenas provocan turbulencias en el viento, y bien orientados respecto a la dirección de los vientos predominantes. Estos criterios se han verificado mediante una campaña de mediciones sobre el terreno que confirman la existencia de una velocidad de viento suficiente para la explotación del parque eólico.

El parque se situará dentro del ámbito geográfico de la Depresión Media del Ebro, donde predominan cerros y muelas que dan lugar a las elevaciones que constituyen los relieves más destacables de este sector de la comarca de Campo de Borja. Es un espacio que no se encuentra lejos de las estribaciones del Sistema Ibérico.

El espacio geográfico se localiza en gran medida en la llanura aluvial del valle del Ebro, en su tramo medio y en su margen derecha a su paso por la zona oeste de la provincia de Zaragoza. Afecta a los relieves estructurales situados entre el fondo del valle del Ebro y relieves tabulares de las estribaciones del Sistema Ibérico. El área aparece recogida en la cartografía del Servicio Geográfico del

---

<sup>25</sup> Según datos del Proyecto visado en junio de 2017.

Ejército con numeración y denominación Tauste (321). El área de estudio para la caracterización ambiental pertenece a la Región de Humedad seca y semiárida y a la Región Térmica subcálida, correspondiéndole el piso bioclimático mesomediterráneo.

Se trata de una zona donde el clima se engloba dentro de la categoría definida como clima mediterráneo continental árido, caracterizado por las fuertes oscilaciones térmicas, debido a su ubicación en el centro de la Depresión del Valle del Ebro, que confiere una continentalidad extrema. Además, con un fuerte grado de desecación producido por los vientos que imperan en este territorio, originando un alto grado de aridez. Los contrastes térmicos estacionales e incluso diarios son importantes, con amplitudes térmicas absolutas anuales que pueden superar los 50 °C.

Por otra parte, las precipitaciones son escasas, con valor medio anual de 392,2 mm, observándose un periodo seco invernal y en los meses estivales, y un periodo más húmedo en primavera y otro, menos acusado, en los meses de septiembre y octubre. Las tormentas y chubascos de verano contribuyen con su aportación, en forma destacada, al total de la lluvia registrada. El balance hídrico anual resulta negativo por la escasez de lluvias y las temperaturas que condicionan la evapotranspiración potencial de la zona. Este balance es origen del ambiente estepario predominante en la zona de estudio (zona central de la Depresión del Ebro).

Las temperaturas de la zona de ubicación del parque constituyen la típica evolución de un clima mediterráneo, matizado por la continentalidad y la fuerte y marcada oscilación térmica en los periodos extremos del año (verano e invierno). La temperatura media anual registrada es de 14,8 °C, con marcada oscilación de los valores medios intermensuales, con una temperatura media máxima de 24,1 °C registrada en el mes de agosto y una mínima de 6,3 °C obtenida en el mes de enero.

El territorio donde quedará encuadrado el parque eólico es un área con elevadas frecuencias de vientos de direcciones diferentes, que presentan habitualmente altas velocidades en este sector de la Depresión del Ebro, debido a su encajonamiento en forma “de embudo” entre los relieves lindantes o adyacentes del Valle del Ebro (Pirineos y Sistema Ibérico) y a la orientación del mismo. Son vientos que presentan dos direcciones características: Vientos de dirección Noroeste fríos y secos (“Cierzo”) y vientos de dirección Sureste más cálidos y desecantes (“Bochorno”).

Desde el punto de vista biogeográfico, el área de estudio pertenece a la Región Mediterránea, Provincia Aragonesa, Sector Bardenas-Monegros. La vegetación que coloniza el área de estudio se enclava en la Región Mediterránea, caracterizada aquí por la serie mesomediterránea y semiárida de la coscoja, (coscojar con espino negro), compuesta por pino carrasco sobre suelos calizos mezclado con matorral (coscoja, espino negro, enebro, sabina negra, retama, romero, salvia, espliego, tomillo, aliaga, efreda, etc.) y pastizales.

En la actualidad, la zona está notablemente influenciada por la acción antrópica que ha cultivado los terrenos de mayor calidad, por lo que se constata la abundante presencia de terrenos agrícolas dedicados al cultivo de cereal de secano (trigo y cebada) en las zonas de topografía más llana. La especie predominante los terrenos aledaños a los terrenos de cultivo donde se pretenden instalar los aerogeneradores es el romero, que ocupa algunas laderas de los barrancos próximos donde se observa el matorral propio de zonas áridas (coscojares). La altitud varía entre los 330 y los 380 metros. La zona es mayoritariamente llana (pendiente media del 4%) y presenta relieves tabulares.

Respecto a la fauna, la zona del proyecto se encuentra en una frontera entre las vegas del Ebro y la aridez de las tierras de campo de Borja. Por ello, la fauna vertebrada se encuentra representada fundamentalmente por comunidades mediterráneas asociadas a medios agrícolas, así como otras comunidades más localizadas entre las que cabe destacar las asociadas a cursos fluviales debido a la proximidad al río Ebro. En la zona está presente la rana común y el sapo corredor, así como la lagartija ibérica, el lagarto ocelado y las culebras bastarda y de escalera. En cuanto al grupo de los mamíferos, en el área se encuentran además del zorro y el conejo una pequeña variedad de roedores. En todos los casos las comunidades representadas aparecen dominadas cualitativa y cuantitativamente por aves.

El catálogo de aves del emplazamiento del P.E. PUYLOBO está constituido por 95 especies, que incluyen 60 paseriformes y 35 no paseriformes. De las 95 especies del Catálogo avifaunístico 15 se encuentran en alguna categoría de amenaza (15,78% del total) según el Catálogo Regional de Especies Amenazadas de Aragón. Se ha realizado un inventario del área de estudio y atendiendo a las categorías de amenaza de dicho Catálogo, en el área de estudio se incluyen dos especies “sensibles a la alteración de su hábitat”: (aguilucho pálido y milano real), cinco especies “vulnerables” (alimoche, sisón común, ganga común, ganga ortega y chova piquirroja) y ocho especies “de interés especial” (cuervo, alondra, verdecillo, verderón, jilguero, lúgano, pardillo y triguero).

Por otra parte, los trabajos de documentación en relación con el patrimonio arqueológico y paleontológico de la zona de actuación no han aportado ningún dato referido de forma concreta a la zona de estudio en que se prevé la actuación.

En cuanto al acceso al parque eólico resulta fácil puesto que se encuentra atravesado de oeste a este por una amplia red de caminos agrícolas, en general en buen estado, que facilita el acceso a la mayor parte de los sectores del mismo. El acceso desde la carretera a la planta eólica se realizará a través de un camino agrícola al oeste de la localidad de Frescano que accede hasta paraje del Redondillo (zona de construcción del parque eólico), en concreto a través del parque eólico El Boyal, el acceso se realiza a través de la carretera C.P.-2 que une Borja con Frescano, en la margen izquierda, mediante giro a la izquierda. Para la construcción y servicio de las instalaciones se hará necesaria una mejora del firme y ampliaciones puntuales para permitir el paso de maquinaria pesada y

camiones de transporte de los componentes de los aerogeneradores y grúas requeridas para su instalación. El trazado y estado del firme de las carreteras existentes que se emplearán para el transporte de materiales y equipos hasta el parque son adecuados para el acceso de las grúas y demás maquinaria de obra.

Con el fin de disminuir las afecciones a los distintos propietarios, siempre que sea posible técnicamente se emplearán pistas existentes para el trazado de los viales.

En el acceso a parte de los aerogeneradores del parque eólico se ve afectada directamente la vía pecuaria denominada Cordel Valdefuentes. El parque también afecta a la Cañada de Navarra.

Como infraestructuras más reseñables en la zona destacan las vías de comunicación por carretera. El término municipal de Borja es atravesado por la carretera nacional 122, que une Zaragoza con Soria. Los términos municipales de Mallén y Cortes de Navarra son atravesados por la nacional 132 y la Autopista AP-68 además de otras vías de menor entidad que conectan las localidades con poblaciones vecinas.

Además, para la evacuación de la energía generada en el parque se construirá la Subestación 30/66 kV denominada “Cortes”. Desde ella el parque evacúa, a través de la línea aérea de alta tensión (LAAT) “SE Cortes-SE Tudela-SE La Serna” —línea que se encuentra en construcción y no es objeto del proyecto— que evacúa en la SE LA SERNA 400 kV, propiedad de REE y punto de conexión del parque eólico. La subestación Cortes estará emplazada en el término municipal de Cortes en la Comunidad Foral de Navarra.

En cuanto a la línea de evacuación, se pretende que siga el trazado de la ya existente de los parques eólico Boyal I y II en su recorrido por el relieve tabular hasta bajar a la zona de barranco donde coge el camino más corto hasta la subestación ubicada en el término municipal de Cortes.

#### **4.4 Capacidad legal, técnica y económico-financiera de la empresa promotora del Proyecto**

De acuerdo con el artículo 121 del RD 1955/2000, «*Los solicitantes de las autorizaciones a las que se refiere el presente Título [Título VII ‘Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución’] deberán acreditar su capacidad legal, técnica y económico-financiera para la realización del Proyecto*».

A continuación se evalúa la acreditación de dicha capacidad legal, técnica y económico-financiera, tomando en consideración tanto la documentación aportada adjunta a la solicitud como la remitida directamente por EEAL, empresa promotora del Proyecto.

##### **4.4.1 Capacidad legal**

SELV es una sociedad anónima de nacionalidad española, constituida según escritura de 12 de mayo de 2006, mediante la aportación de su único socio, GAMESA INVERSIONES ENERGÉTICAS RENOVABLES, S.C.R. DE RÉGIMEN SIMPLIFICADO, S.A.U., que se rige por la Ley de Sociedades Anónimas —en la actualidad el TRLSC<sup>26</sup>—, Código de Comercio y demás disposiciones vigentes y por sus estatutos, el artículo 2 de los cuales define su objeto social como la construcción y explotación de parques eólicos y la adquisición, compra, alquiler y venta de inmuebles rústicos y/o urbanos, actividades que podrá desarrollar directamente la propia sociedad o en colaboración con otros sujetos jurídicos, tanto en España como en el extranjero, pudiendo llevarse a cabo total o parcialmente de modo indirecto, mediante la titularidad de acciones o participaciones en sociedades con objeto social idéntico o análogo.

El socio único de SELV, GAMESA INVERSIONES ENERGÉTICAS RENOVABLES, S.C.R. DE RÉGIMEN SIMPLIFICADO, S.A.U., es una sociedad anónima constituida por tiempo indefinido mediante escritura de fecha 27 de febrero de 2006, regida por la entonces vigente Ley de Sociedades Anónimas, Ley 25/2005, de 24 de noviembre, reguladora de las entidades de capital-riesgo y sus sociedades gestoras, y cuyo objeto social definido en el artículo 2º de su Estatutos es *«la toma de participaciones temporales en el capital de empresas no financieras y de naturaleza no inmobiliaria que, en el momento de la toma de participación, no coticen en el primer mercado de las Bolsas de Valores o en cualquier otro mercado regulado equivalente de la Unión Europea o del resto de países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) incluyéndose expresamente la inversión de hasta el 25% de su activo en empresas de su propio grupo en el sentido que le otorga el artículo 4 de la Ley del Mercado de Valores (Ley 24/1988)»*. Mediante escritura de 9 de marzo de 2015 se elevan a público los acuerdos adoptados por el socio único de la compañía, GAMESA ENERGÍA, S.A., en Junta General Extraordinaria celebrada el 3 de marzo de 2015, que suponen el cambio de denominación de la Sociedad —que pasará a denominarse GAMESA INVERSIONES ENERGÉTICAS RENOVABLES, S.A.— el cambio de régimen jurídico de la misma que pasa a ser Sociedad Anónima en los términos definidos por el TRLSC, y el cambio de objeto social que pasa a ser la promoción y el fomento de empresas mediante la participación temporal en su capital por medio de la suscripción o adquisición de acciones o participaciones de sociedades dedicadas a actividades de carácter empresarial cuyos títulos no coticen en Bolsa o la suscripción de títulos de renta fija emitidos por las sociedades en las que participe o concesión de créditos, participativos o no, a las mismas por un plazo superior a cinco años. Mediante escritura de fecha 19 de julio de 2017 se eleva a pública la decisión adoptada por el socio único de la Sociedad, ejercitando las competencias de la Junta General del día 13 de julio de 2017, referentes a la modificación de la denominación social, de forma que la sociedad pase a denominarse SIEMENS GAMESA RENEWABLE ENERGY INVEST, S.A. (en adelante SGREI).

---

<sup>26</sup> Aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio.

GAMESA ENERGÍA, S.A.U., socio único de SGREI, fue constituida bajo la denominación de Iberilab, S.A. mediante escritura de fecha 19 de noviembre de 1992, adoptando esta denominación según escritura de 19 de octubre de 1998. Mediante escritura de fecha 7 de septiembre de 2017 se eleva a pública la decisión adoptada por su socio único ejercitando las competencias de la Junta General del día 24 de agosto de 2017 referente a la modificación de la denominación social, de forma que la sociedad pase a denominarse SIEMENS GAMESA RENEWABLE ENERGY WIND FARMS, S.A.U.

El socio único de esta última, SIEMENS GAMESA RENEWABLE ENERGY, S.A., anteriormente denominado GAMESA CORPORACIÓN TECNOLÓGICA, S.A., fue constituida el 28 de enero de 1976, adaptados sus estatutos mediante escritura de fecha 5 de noviembre de 1990 y modificados posteriormente el 15 de septiembre de 1992. Finalmente, según acuerdos aprobados en Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el día 20 de junio de 2017, ha sido modificada su denominación por la actual, así como sus Estatutos sociales y el reglamento de la Junta.

Las recientes reestructuraciones societarias responden al proceso de fusión SIEMENS-GAMESA, que comenzó el 17 de junio de 2016, mediante la firma de un acuerdo de fusión vinculante entre GAMESA y SIEMENS<sup>27</sup> en el que ambas partes establecían los términos y condiciones en los que Gamesa y el Negocio Eólico de Siemens se fusionarían mediante la absorción de Siemens Wind HoldCo, S.L. (como entidad absorbida) por Gamesa Corporación Tecnológica, S.A. (como entidad absorbente), con disolución sin liquidación de la primera y traspaso en bloque de todos sus activos y pasivos a la segunda, que adquiriría todos los derechos y obligaciones de Siemens Wind HoldCo, S.L. por sucesión universal. La fusión fue aprobada por la Junta General Extraordinaria de accionistas de Gamesa Corporación Tecnológica, S.A. el 25 de octubre de 2016, y por Siemens AG, como accionista único de Siemens Wind HoldCo, S.L., el 26 de octubre de 2016. A la fecha de la firma del acuerdo de fusión, el negocio eólico de Siemens no pertenecía a una sola empresa del Grupo SIEMENS, sino a varias entidades, por lo que para su integración con el negocio de Gamesa Corporación Tecnológica, S.A., Siemens llevó a cabo un proceso interno de reorganización de forma que el negocio eólico de Siemens pasó a manos, directa o indirectamente, de Siemens Wind HoldCo, S.L. Finalmente, el negocio eólico de Siemens será la adquirente a efectos contables y Gamesa Corporación Tecnológica, S.A. la adquirida, debido a que los accionistas de Siemens Wind Power HoldCo, S.L., como grupo, reciben la mayor parte de los derechos de voto de la entidad fusionada. La fecha efectiva a efectos contables de la fusión es el 3 de abril de 2017, fecha de su inscripción en el Registro Mercantil.

---

<sup>27</sup> Empresa de origen alemán implantada en España desde abril de 1895, si bien sus orígenes se remontan a su fundación en Berlín en 1847. Respecto a su actividad eólica, proviene de la sociedad fabricante de turbinas eólicas Bonus Energy, sociedad constituida en 1980 en Dinamarca y adquirida en 2004 por Siemens Wind Power, sociedad constituida legalmente en Alemania.

En definitiva, SELV es una Sociedad constituida legalmente para operar en territorio español y desempeñar las actividades ligadas a la explotación de instalaciones de energía renovable, tanto como sociedad independiente como por la situación legal de su socio único y el Grupo societario al que pertenece, por lo que se considera su capacidad legal suficientemente acreditada.

#### **4.4.2 Capacidad técnica**

El artículo 121.3.b) del RD 1955/2000 exige la concurrencia de alguna de las siguientes condiciones para considerar acreditada la capacidad técnica de los solicitantes de las autorizaciones:

1ª Haber ejercido la actividad de producción o transporte, según corresponda, de energía eléctrica durante, al menos, los últimos tres años.

2ª Contar entre sus accionistas con, al menos, un socio que participe en el capital social con un porcentaje igual o superior al 25 por 100 y que pueda acreditar su experiencia durante los últimos tres años en la actividad de producción o transporte, según corresponda.

3ª Tener suscrito un contrato de asistencia técnica por un período de tres años con una empresa que acredite experiencia en la actividad de producción o transporte, según corresponda.

Como se ha expuesto, SELV fue constituida el 12 de mayo de 2006 con el objeto social de llevar a cabo la construcción y explotación de parques eólicos, así como la adquisición, compra, alquiler y venta de inmuebles rústicos y/o urbanos. Sin embargo, la sociedad hasta la actualidad no ha desarrollado más actividad que la encaminada a ser sociedad vehicular para llevar a cabo el proyecto P.E. PUYLOBO. Como ya se ha indicado, en la actualidad es una sociedad participada en un 100% por SIEMENS GAMESA RENEWABLE ENERGY INVEST, S.A.U., sociedad participada a su vez en un 100% por SIEMENS GAMESA RENEWABLE ENERGY WIND FARMS, S.A.U., a su vez participada en un 100% por SIEMENS GAMESA RENEWABLE ENERGY, S.A., sociedad matriz del Grupo SIEMENS GAMESA. Por tanto, en aplicación de la segunda condición del artículo mencionado anteriormente, será la experiencia de su socio y la pertenencia al Grupo SIEMENS GAMESA la que acredite su capacidad técnica.

GAMESA se constituyó en 1976 con el nombre de Grupo Auxiliar Metalúrgico para llevar a cabo la dirección de proyectos industriales y a la tecnología para empresas emergentes. En 1986 comenzó a realizar actividades en el sector aeroespacial y en 1994 se inició en el sector de la energía eólica, instalando su primer parque eólico en 1995 en las colinas de El Perdón (España), y alcanzando 1 GW instalado en 1999. A partir de 2001 comienza su expansión internacional, desarrollando proyectos en Portugal, Francia, Grecia, Irlanda, Reino Unido, Estados Unidos, China y México, en 2003 se adentra en nuevos mercados (Alemania, Italia, India, Vietnam, Egipto, Japón, Corea, Taiwán y Marruecos) y

en 2004 tiene su primer encargo en India y abren sus primeras fábricas en Estados Unidos y China.

En 1980 se fundó en Dinamarca Bonus Energy (que después será adquirida por Siemens AG), cuando el fabricante de sistemas de riego Danregn decide diversificar su oferta y entrar en el sector de los aerogeneradores. Bonus Energy construyó su primera turbina de 55 kW con palas de 15 metros de diámetro en 1981. En 1991 construyó el primer centro de energía eólica offshore en Vindeby (Dinamarca), con una capacidad total de 4,95 MW. En 2004 Siemens Wind Power adquirió Bonus Energy, que en ese momento tenía 3.321 MW instalados en 20 países. En 2009 DONG Energy (actualmente Oersted) y Siemens Wind Power anunciaron el contrato de suministro de aerogeneradores offshore más importante hasta la fecha de 1.800 MW. En 2011 Siemens Wind Power construyó su primer centro de energía eólica offshore en el Báltico con 21 aerogeneradores, cada uno de ellos con una capacidad de 2,3 MW.

El 3 de abril de 2017, Siemens Wind Power y Gamesa cerraron la fusión de su proyecto de energía eólica. La unión de las dos empresas ofrece una importante cartera de productos en materia de servicios y en soluciones onshore y offshore de energía eólica. Están presentes en más de 90 países. La compañía resultante tiene su sede en Zamudio (España) y cotiza en la bolsa española, siendo una de las empresas del Ibx 35.

Por tanto, vista su trayectoria, tanto SIEMENS como GAMESA cuentan con una dilatada experiencia en el desarrollo de proyectos en el sector eólico. En concreto, el detalle de los parques eólicos actualmente en explotación a través de sociedades vinculadas al grupo Siemens Gamesa Renewable Energy y los que disponen de todas las autorizaciones pertinentes por lo que han iniciado su construcción con el objetivo de ponerlos en servicio en el año 2019 —puesto que están inscritos en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación—, son los siguientes:

<b>PARQUES EÓLICOS EN EXPLOTACIÓN DEL GRUPO SIEMENS GAMESA</b>				
<b>Proyecto</b>	<b>Capacidad instalada (MW)</b>	<b>Sociedad vehicular</b>	<b>Ubicación</b>	<b>Fecha Puesta en marcha</b>
P.E. LA PLANA	4,15	SIST. ENERGÉT. LA PLANA, S.A.	ARAGÓN	04/04/2000
P.E. CABEZO NEGRO	4,5	SIST. ENERGÉT. CABEZO NEGRO, S.A.U.	ARAGÓN	30/12/2008
P.E. CÁMARA	18	SIST. ENERGÉT. LA CÁMARA, S.A.U.	ANDALUCÍA	01/08/2012
P.E. BOYAL I	4,5	SIST. ENERGÉT. BOYAL, S.A.	ARAGÓN	03/12/2012
P.E. BOYAL II	4,5	SIST. ENERGÉT. BOYAL, S.A.	ARAGÓN	21/03/2013
P.E. JAULÍN	4,5	SIST. ENERGÉT. CABEZO NEGRO, S.A.U.	ARAGÓN	08/02/2012
P.E. BOYAL III	2,5	SIST. ENERGÉT. BOYAL, S.A.	ARAGÓN	11/05/2018
<b>TOTAL</b>	<b>42,65</b>			

PARQUES EÓLICOS EN TRAMITACIÓN DEL GRUPO SIEMENS GAMESA				
Proyecto	Capacidad instalada (MW)	Sociedad vehicular	Ubicación	Fecha Autorización construcción <sup>28</sup>
P.E. BALLESTAS	41,58	SIST. ENERGÉT. SERRA DE LOURENZÁ, S.A.U.	CASTILLA Y LEÓN	27/07/2018
P.E. CASETONA	27,72	SIST. ENERGÉT. JARALÓN, S.A.U.	CASTILLA Y LEÓN	27/07/2018
P.E. EL VALLE	48,51	SIST. ENERGÉT. EL VALLE, S.L.U.	NAVARRA	05/07/2018
<b>TOTAL</b>	<b>117,81</b>			

Según los datos que constan en la página web del Grupo SIEMENS GAMESA, cuenta con 89 GW de capacidad instalada en 90 países —77 GW en eólica onshore y 12 GW en eólica offshore— y 25.000 empleados.

Estas cifras avalan la capacidad técnica de la empresa promotora del P.E. PUYLOBO, teniendo en cuenta la experiencia y conocimiento técnico en el sector de las energías renovables de su socio, en los términos previstos en el artículo 121.3. b) del RD 1955/2000.

#### 4.4.3 Capacidad económico-financiera

Según datos incluidos en el Proyecto, el presupuesto para la construcción del parque eólico, **[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]**

SELV, como sociedad anónima de nacionalidad española, fue constituida con un capital social de 61.000 euros, dividido en 610 acciones nominativas de 100 euros de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsado en un 25% del valor nominal de cada una de ellas por el único socio fundador, GAMESA INVERSIONES ENERGÉTICAS RENOVABLES, S.C.R. DE RÉGIMEN SIMPLIFICADO, S.A.U. (actual SGREI), mediante el desembolso inicial de 15.250 euros (cuantía que supone dicho 25% del total del capital social) y con el compromiso de que los desembolsos pendientes se realizarán en el plazo de cinco años y en metálico, según consta en escritura de constitución de fecha 12 de mayo de 2006.

Mediante escritura de 31 de mayo de 2017 se eleva a público la decisión tomada por su socio único ejercitando las competencias de la Junta General del día 30 de mayo de 2017 respecto a modificar el comienzo y la terminación del ejercicio social, que comenzará el día 1 de octubre y terminará el 30 de septiembre de cada año.

Las Cuentas Anuales Abreviadas de SELV depositadas en el Registro Mercantil correspondientes al último ejercicio cerrado a 30 de septiembre de 2017 —y el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2016—, arrojan los siguientes resultados: **[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]**

<sup>28</sup> Proyectos adjudicatarios de subasta. Están en construcción.

Vistas las anteriores Cuentas Anuales Abreviadas presentadas en el Registro Mercantil por SELV, se comprueba que existe una situación de desequilibrio entre capital social y patrimonio neto de la sociedad, que ha resultado disminuido como consecuencia de haber incurrido en pérdidas, debidas al pago de las tasas necesarias para tramitar el proyecto del P.E. PUYLOBO ante el anterior Ministerio de Industria, Energía y Agenda Digital.

Por tanto, la sociedad SELV se encontraría incurso en causa de disolución según lo dispuesto en el artículo 363.1.e) de la Ley de Sociedades de Capital, que establece como una de las causas legales de disolución de una sociedad que el patrimonio neto sea inferior a la mitad del capital social, por lo que la sociedad debería o bien haber realizado los movimientos necesarios en su capital social para evitar incurrir en dicha causa, o bien haber sido disuelta. No obstante, mediante Acta de fecha 24 de septiembre de 2018 se hace constar que el accionista único de SELV decide realizar una aportación dineraria a dicha Sociedad por un importe de 50.000 euros para su ingreso como aportación de socios incluida en reservas y otros instrumentos de patrimonio, con objeto de incrementar el importe de sus recursos propios para reforzar la situación financiera de la Sociedad. Por tanto, con esta aportación de su socio único, se reequilibra la situación patrimonial de SELV.

Puesto que SELV está participada al 100% por la sociedad SGREI, también se analizará la capacidad económico-financiera de SELV en función de los resultados de su socio único.

Las Cuentas Anuales de SGREI correspondientes al ejercicio terminado el 30 de septiembre de 2017 —y el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2016—, según auditoría de fecha 30 de noviembre de 2018, arrojan los siguientes resultados:

**[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]**

El capital social de SGREI a 30 de septiembre de 2017 asciende a 1.200.000 euros representado por 12.000 acciones ordinarias de 100 euros de valor nominal cada una totalmente suscritas y desembolsadas por su socio único, Siemens Gamesa Renewable Energy Wind Farms, S.A.U.

El importe recogido bajo el concepto de 'Reservas' incluye aportaciones del accionista único a los fondos propios de la Sociedad por 7.027.677 euros —aportación no dineraria de los créditos que ostenta contra SGREI por 4.348.348 euros y aportación dineraria a los fondos de la Sociedad por 2.679.329 euros pendientes de desembolso a lo largo del ejercicio siguiente—, sin incremento de su capital social, de forma que se compensan las pérdidas del ejercicio anterior.

Vistas las anteriores Cuentas Anuales, se observa que en el ejercicio 2017 SGRE ha tenido resultados negativos por un importe de 453.425 euros —y en el ejercicio anterior por 8.828.605 euros—. Además, se verifica que su fondo de

maniobra<sup>29</sup> es negativo por una cuantía de 8.068.386 euros —6.968.556 euros a 31 de diciembre de 2016— debido, principalmente, a la clasificación a corto plazo de la deuda con empresas del grupo. Por otra parte, se comprueba que existe una situación de desequilibrio entre capital social y patrimonio neto de la sociedad, que ha alcanzado el importe negativo de 1.024.334 debido a los resultados negativos obtenidos en los ejercicios anteriores.

Por tanto, la sociedad SGREI se encontraría incurso en causa de disolución según lo dispuesto en el artículo 363.1.e) de la Ley de Sociedades de Capital, a no ser que aumente o reduzca el capital social en la medida suficiente para que el patrimonio neto alcance una cuantía superior a la mitad de dicho capital social. En la auditoría realizada se ponía de manifiesto que el accionista único indicaba que *«prestará el apoyo financiero necesario para posibilitar el cumplimiento de los compromisos y de las obligaciones de pago contraídas por la Sociedad, restablecer su situación patrimonial y asegurar la continuidad de sus operaciones»*, por lo que las cuentas se presentaron atendiendo al principio de empresa en funcionamiento. En consecuencia, el Acta de fecha 24 de septiembre de 2018 consigna la decisión el accionista único de la Sociedad, Siemens Gamesa Renewable Energy Wind Farms, S.A.U., de realizar una aportación no dineraria a los fondos propios de SGREI sin incremento de su capital social, de forma que aporta una parte de su activo constituida por los créditos que ostenta contra la Sociedad por un importe de 4.461.476,88 euros. De esta forma se incrementa el importe de los recursos propios de SGREI y se reequilibra su situación patrimonial.

Por otra parte, SELV pertenece íntegramente al Grupo SIEMENS GAMESA, puesto que su socio único, tal y como se ha indicado anteriormente, es Siemens Gamesa Renewable Energy Wind Farms, S.A.U., que a su vez cuenta con un socio único que es Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A., sociedad dominante de dicho Grupo.

Las Cuentas Anuales consolidadas de Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A. y sociedades dependientes correspondientes al ejercicio terminado el 30 de septiembre de 2017 —y el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2016—, según auditoría de fecha 30 de noviembre de 2017, presentan los siguientes resultados:

**[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]**

El Capital Social de la Sociedad dominante a 30 de septiembre de 2017 asciende a 115.794 miles de euros, compuesto por 681.143.382 acciones ordinarias de 0,17 euros de valor nominal cada una, representadas por anotaciones en cuenta, totalmente suscritas y desembolsadas. Su estructura accionarial era la siguiente:

---

<sup>29</sup> Los recursos financieros que la empresa necesita para poder llevar a cabo su actividad en un corto plazo. Nos indicará la capacidad de la empresa para continuar con su actividad. Se ha calculado por la diferencia entre activo corriente y pasivo corriente.

	% de participación
Siemens AG <sup>30</sup>	59,000%
Iberdrola, S.A.	8,071%
Otros <sup>31</sup>	32,929%
<b>Total</b>	<b>100,000%</b>

Mediante el acuerdo de fusión vinculante, de fecha 17 de junio de 2016, firmado entre Gamesa Corporación Tecnológica, S.A. (actual Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A.) y Siemens AG, se establecieron los términos y condiciones en los que GAMESA y el Negocio Eólico de Siemens se fusionarían mediante la absorción de Siemens Wind HoldCo, S.L. (como entidad absorbida) por GAMESA (como entidad absorbente), con disolución sin liquidación de la primera y traspaso en bloque de todos sus activos y pasivos a la segunda, que adquiriría todos los derechos y obligaciones de Siemens Wind HoldCo, S.L. por sucesión universal. El Negocio Eólico de Siemens no pertenecía a un solo subgrupo separado del Grupo SIEMENS, sino a varias entidades del Grupo, por lo que Siemens llevó a cabo un proceso interno de segregación ('carve-out') por el que traspasó dicho Negocio a manos, directa o indirectamente, de Siemens Wind HoldCo, S.L. En el contexto de la reorganización, las acciones de Siemens Wind HoldCo, S.L. se dividieron y se les asignó un valor nominal de 0,17 euros por acción, realizó un aumento de capital hasta situarse en 68.318.681,15 euros, dividido en 401.874.595 acciones, con un valor nominal de 0,17 euros por acción, totalmente suscritas y desembolsadas, y dejó de tener un accionista único pasando a ser sus accionistas Siemens AG (titular del 51,06% del capital social) y Siemens Beteiligungen Inland GmbH (titular del 48,94% del capital social).

La Fusión fue aprobada por la Junta General Extraordinaria de accionistas de Gamesa Corporación Tecnológica, S.A. el 25 de octubre de 2016, y por Siemens AG, como accionista único de Siemens Wind HoldCo, S.L., el 26 de octubre de 2016. Por tanto, conforme a la Fusión, Siemens AG y Siemens Beteiligungen Inland recibieron, según el tipo de canje de la fusión, acciones de Gamesa Corporación Tecnológica, S.A. equivalentes a aproximadamente el 59% del capital (401.874.595 acciones), y los accionistas restantes de mantienen acciones que equivalen aproximadamente al 41% de la empresa fusionada. El tipo de canje de la fusión acordado entre las partes fue de una acción de Gamesa Corporación Tecnológica, S.A., con valor nominal de 0,17 euros, por cada acción de Siemens Wind HoldCo, S.L. Todas las acciones de Siemens Wind HoldCo, S.L. que representaban el total de su capital social (es decir, 401.874.595 acciones de 0,17 euros de valor nominal cada una, por importe total de 68.318.681,15 euros) entraron en el canje.

<sup>30</sup> 28,877% a través de Siemens Beteiligungen Inland GmbH.

<sup>31</sup> Todos con participación inferior al 3%, sin accionistas significativos conforme al artículo 32 del Real Decreto 1362/2007, de 19 de octubre, sobre requisito de comunicación de participación por los accionistas debido a residencia en paraíso fiscal o en país sin tributación o sin intercambio efectivo de información fiscal.

La fusión se inscribió en el Registro Mercantil el 3 de abril de 2017, y los efectos contables de la fusión se han tenido en cuenta desde esa fecha. Dentro de las acciones de cierre de la fusión, la Junta General Extraordinaria de Accionistas de Gamesa Corporación Tecnológica, S.A. aprobó, el 25 de octubre de 2016, un Dividendo Extraordinario de Fusión por importe bruto de 3,75 euros por acción.

A efectos contables, la fusión se considera una adquisición inversa por la que el Negocio Eólico de Siemens será la adquirente a efectos contables (adquirida legal) y Gamesa Corporación Tecnológica, S.A. será la adquirida a efectos contables (adquirente legal). El motivo es que los accionistas de Siemens Wind Power HoldCo como grupo reciben la mayor parte de los derechos de voto de la entidad fusionada. Por tanto, los activos y pasivos de Gamesa Corporación Tecnológica, S.A. se incluyen en los Estados Financieros Consolidados a su valor razonable a la fecha de adquisición. Sin embargo, los activos y pasivos del Negocio Eólico de Siemens se incluyen por los importes registrados históricamente en los Estados Financieros Consolidados de Siemens AG, debido a que ha considerado el proceso de segregación como una reorganización de sociedades bajo control común.

Por tanto, Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A., como resultado de la fusión de la división de energía eólica de Siemens AG, Siemens Wind Power GmbH y Gamesa Corporación Tecnológica, S.A., comenzó su actividad conjunta el 3 de abril de 2017. Durante su primer semestre la compañía ha centrado sus esfuerzos en acometer la integración de los negocios independientes con el objetivo de alcanzar las sinergias comprometidas. En todo caso, y aun siendo un periodo de consolidación del Grupo SIEMENS GAMESA, se verifica un equilibrio financiero en sus Cuentas Anuales consolidadas.

Por tanto, a juicio de esta Sala, queda suficientemente acreditada la capacidad económico-financiera de SELV, tanto por la propia situación patrimonial de la empresa como por la de su socio único y la pertenencia al Grupo SIEMENS GAMESA.

## **5.- CONCLUSIÓN**

A la vista de todo lo anterior, y de acuerdo con las consideraciones que anteceden, sobre la Propuesta de Resolución por la que se otorga SISTEMAS ENERGÉTICOS LOMA DEL VIENTO, S.A.U. autorización administrativa previa para el proyecto del Parque Eólico PUYLOBO de 62,37 MW y las líneas eléctricas a 30 kV que conectan dicho parque con la subestación a 30/66 kV de Cortes, en los términos municipales de Borja y Mallén, en la provincia de Zaragoza, y Cortes, en la provincia de Navarra, esta Sala concluye que la citada entidad cumple con las condiciones de capacidad legal, técnica y económico-financiera establecidas.

## **ANEXO I: Contenido del Proyecto Técnico**

### **PROYECTO ADMINISTRATIVO DEL PARQUE EÓLICO PUYLOBO DE 62,37 MW Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN, EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE BORJA Y MALLÉN (ARAGÓN) Y CORTES (NAVARRA).**

#### **1. Características generales**

Según el Proyecto visado en el Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Aragón y la Rioja con fecha 14 de junio de 2017, se pretende describir la configuración del P.E. PUYLOBO, la subestación eléctrica “Cortes” a 30/66 kV (SE Cortes) —autorizada mediante Resolución de 23 de noviembre de 2010 de la Dirección del Servicio de Energía y Minas del Departamento de Innovación, Empresa y Empleo del gobierno de Navarra— y la red subterránea de media tensión hasta la misma.

Desde la SE Cortes, el parque eólico evacúa la energía generada a través de la Línea Aérea de Alta Tensión (LAAT) “SET Cortes- SET Tudela-SET La Serna”, autorizada por el Gobierno de Navarra mediante Resolución 771DGE/2012 —prorrogada mediante la Resolución 43/2016, de 21 de marzo de 2016— y de titularidad de Gamesa Energía, S.A.U., línea que se encuentra en construcción a la fecha de redacción del proyecto y que no es objeto del mismo. Dicha línea evacúa en la SE LA SERNA 400 kV, punto de conexión del parque eólico.

El P.E. PUYLOBO estará ubicado en el término municipal de Borja (Zaragoza) y su línea de evacuación se localizará en los términos municipales de Borja y Mallén en Zaragoza y Cortes en Navarra.

El parque dispondrá de un edificio de centro de control y mando que se situará en las inmediaciones del mismo y que se utilizará además como almacén de material de mantenimiento. El entorno meteorológico se medirá en todo momento mediante una torre anemométrica de medición instalada en el propio emplazamiento.

En el parque eólico se instalarán 18 aerogeneradores modelo G-132 de Gamesa, de 3.465 kW de potencia —por tanto la potencia total instalada del parque será de 62,37 MW—, con una altura de buje de 84 metros, 132 metros de diámetro del rotor, tres palas con un ángulo de 120º entre ellas y una altura de punta de pala de 150 metros. Cada uno de estos aerogeneradores está conectado a su correspondiente transformador instalado en la parte superior de la torre del mismo, que a su vez se conectarán con la subestación eléctrica por medio de circuitos eléctricos trifásicos que van enterrados en zanjas dispuestas a lo largo de los caminos del parque.

Se ha diseñado una red de caminos de acceso al parque y de interconexión entre las turbinas, utilizando principalmente los caminos ya existentes, adecuándolos a las condiciones necesarias. El trazado de los caminos tiene aproximadamente una longitud de 10,6 kilómetros, con una anchura mínima de la pista de cinco

metros. Se ha limitado el radio mínimo de las curvas a 50 metros y la pendiente máxima al 15 % para permitir el acceso de los transportes de los aerogeneradores y las grúas de montaje.

Junto a cada aerogenerador será preciso construir una plataforma de maniobras, de 3.490 m<sup>2</sup> aproximadamente, necesaria para la ubicación de grúas y trailers empleados en el izado y montaje del aerogenerador.

La SE Cortes prevé la instalación de los elementos necesarios para la evacuación del parque eólico El Valle–Valdenavarro (46,2MW), propiedad de Gamesa Energía S.A.U. y el P.E. PUYLOBO, propiedad de SELV. El objeto del Proyecto es únicamente la descripción de los elementos necesarios para la evacuación de este parque. La subestación estará emplazada en el término municipal de Cortes en la Comunidad Foral de Navarra. La subestación proyectada estará constituida por dos sistemas eléctricos, una subestación colectora de interior a 30 kV, compuesta por celdas prefabricadas con aislamiento al aire y corte en hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>) en configuración simple barra y una subestación intemperie de evacuación a 66 kV en configuración simple barra, compuesta por dos posiciones de transformador 30/66 kV y una posición de línea 66 kV.

## 2. Parque Eólico PUYLOBO

### 2.1. Aerogenerador

El aerogenerador previsto para el P.E. PUYLOBO es el denominado G132 de Gamesa, concretamente aquel con 84 metros de altura de buje. Se instalarán 18 aerogeneradores de 3.465 kW de potencia, con las siguientes características:

<b>ROTOR</b>	
Diámetro rotor	132 m
Área barrida	13.685 m <sup>2</sup>
Velocidad de Rotación	12 r.p.m.

<b>PALAS</b>	
Material	Fibra de vidrio infusionado en resina epoxy
Longitud total	62,5 m
Cuerda de la pala	4,5 m

<b>CARCASA-CONO</b>	
Material	Composite de matriz orgánica reforzado con fibra de vidrio

<b>TORRE</b>	
Tipo	Tronco-cónica tubular
Material	Acero al carbono estructural
Tratamiento superficial	Pintada
Altura del buje	84 m

<b>PESOS APROXIMADOS</b>	
Peso góndola	172 t
Peso rotor completo	90,6 t

## 2.2. Instalación eléctrica

Los componentes principales del parque eólico son los siguientes:

### a) Aerogenerador G-132/84

Se trata de aerogeneradores regulados por un control de potencia por cambio de paso y velocidad de giro variable. Las palas del rotor cuentan con un mecanismo de variación del paso independiente en cada pala que mantiene la potencia constante por encima de la velocidad nominal de viento de 12 m/s.

El generador es del tipo síncrono multipolar de velocidad variable. Se conecta al rotor de manera directa, sin necesidad de una caja multiplicadora. Las características fundamentales de los generadores son:

- Potencia nominal: 3.465 kW
- Tensión nominal generador: 690 V
- Velocidad del rotor: De 6 a 19 rpm
- Frecuencia: 50 Hz
- Intensidad nominal: 1.700 A

### b) Centros de transformación 690 v/30 kV

El centro de transformación del aerogenerador es un sistema que integra:

- Transformador de 3667 kVA trifásico seco.
- Autoválvulas instaladas en el lado de 30 kV del transformador.
- Cables de media tensión para unión de celda y transformador.
- Celda de 36 kV con una protección del transformador por medio de interruptor automático, un seccionador en carga y varios seccionadores de puesta a tierra.

- Set de cables de tierra para unión de las celdas de media tensión y tierra.

#### c) Red colectora de media tensión

Cada uno de los circuitos discurren subterráneos por el lateral de los caminos, con cables de 95, 240, 400, 500 y 630 mm<sup>2</sup> en aluminio, UNE HEPRZ1 18/30 kV, enlazando las celdas de cada aerogenerador con las celdas de 30 kV de la subestación. Por la misma canalización se prevé introducir un cable de enlace de tierra o de acompañamiento de 1x50 mm<sup>2</sup> en cobre desnudo que unirá los aerogeneradores con la futura subestación El Valle.

Paralelamente, por la misma zanja de las líneas de media tensión, se instalará una red de comunicaciones que utilizará como soporte un cable de fibra óptica y que se empleará para la monitorización y control del parque.

#### d) Sistema de control del parque eólico

El control y gestión del parque (hardware y software) se realizará mediante el sistema de control SCADA suministrado por GAMESA. Las comunicaciones entre los aerogeneradores del parque eólico y de la subestación donde se instalará un centro de control del parque se realizarán con fibra óptica monomodo, que deberá ser apta para instalación intemperie y con cubierta no metálica antirroedores, con capacidad de operación remota. Se instalará un cable de fibra óptica para cada uno de los circuitos de media tensión. Este cable estará constituido por tres pares de fibras, uno para comunicación normal con telemando, otro para operaciones especiales (carga y descarga de software) y un par de reserva en conducción enterrada y conectores para subestaciones compatibles con los transmisores y receptores.

### 2.2.1. Sistema de media tensión del parque eólico

Los elementos del sistema de media tensión (M.T.) del parque eólico son los centros de transformación y la red colectora de media tensión.

El sistema eléctrico de M.T. (30 kV), cumplirá las siguientes características eléctricas fundamentales:

- Tensión nominal: 30 kV
- Tensión más elevada del material: 36 kV
- Tensión de ensayo a impulso: 170 kV Cr.
- Tensión de ensayo a 50 Hz: 70 kV eficaces
- Intensidad de cortocircuito de corta duración (1s):  $\geq 20$  kA Cr
- Valor de cresta de la corriente de cortocircuito:  $\geq 50$  kA Cr
- Régimen de neutro: Neutro a través de impedancia
- Duración de cortocircuito (máxima): 0,25 s (desconexión automático)

El parque eólico estará compuesto por 18 aerogeneradores de 3.465 kW de potencia unitaria, con una tensión de 690 V, que incorporan la energía generada a la red colectora a 30 kV a través de transformadores 0,69/30 kV instalados en la góndola de la turbina y de celdas modulares de protección y de salida de cables montados en la base del fuste de cada uno de los aerogeneradores.

El centro de transformación del aerogenerador es un sistema que integra:

- Transformador de 3.667 kVA trifásico seco.
- Autoválvulas instaladas en el lado de 30 kV del transformador.
- Cables de media tensión para unión de Celda de M.T. y transformador.
- Celda de 36 kV con una protección del transformador por medio de interruptor automático, un seccionador en carga y varios seccionadores de puesta a tierra.

#### a) Transformador

En cada uno de los 18 aerogeneradores del P.E. PUYLOBO, se prevé la instalación de los correspondientes transformadores de potencia tipo seco, de 3.667 KVA, relación 690/30.000 V, para evacuar la energía generada a través de la red colectora a 30 kV.

Las características eléctricas fundamentales de los transformadores del parque eólico, serán las siguientes:

- Frecuencia: 50 Hz
- Número de fases: 3
- Potencia nominal: 3.667 kVA
- Tensión nominal primaria: 690 V
- Tensión nominal secundaria:  $30.000V \pm 2,5 \pm 5\%$
- Tensión de cortocircuito:  $\approx 6\%$
- Grupo de conexión: YNd11
- Servicio: Continuo
- Regulación: En vacío
- Aislamiento: F
- Refrigeración: AF (Forzada)

Equipamiento:

- Seis ventiladores para refrigeración por aire.
- Bornas de toma de tierra.
- Sensores de temperatura.
- Conexiones de baja y media tensión mediante botellas.
- Elementos de elevación y arrastre.

- Ruedas orientables.
- Conmutador de cinco posiciones, accionamiento en vacío.

Estos transformadores secos vienen regulados, entre otras, por las normas IEC 76 y 726.

La protección de los transformadores de tipo seco está basada en el control de la temperatura de sus arrollamientos con sondas PTC<sup>32</sup>.

Para la protección del lado de media tensión del transformador frente a sobrecargas, se empleará un interruptor-seccionador accionado por un relé de protección autoalimentado con las funciones de máxima intensidad de fases y neutro.

#### b) Autoválvulas 30 kV

Las autoválvulas protegerán el transformador frente a las sobretensiones que puedan ocurrir, por lo que se colocarán entre las bornas de alta tensión del transformador (30 kV) y tierra, constituyendo la denominada protección interna del parque eólico, cuyo objetivo es evitar los daños de los equipos conectados a las redes de energía y datos de las sobretensiones producidas por la descarga directa del rayo y las inducidas por una descarga cercana, una conmutación de la red de M.T., etc. La metodología de protección se basa en la colocación de descargadores de sobretensiones que estarán constituidos fundamentalmente por resistencias variables con la tensión (varistores y diodos supresores) y vías de chispas.

Las autoválvulas de 30 kV estarán montadas en la parte de arriba del transformador, enganchadas en unas pletinas de cobre que deberán ser suministradas por el fabricante del transformador.

Las características principales de estas autoválvulas son:

- Tipo: Tridelta SBK-130
- Tensión nominal: 45 kV
- Intensidad nominal de descarga: 10 kA
- Tensión continua de operación (COV): 36 kV
- Sobretensión temporal (TOV a 1 seg): 48.2 kV
- B.I.L. del transformador: 170 kV
- Longitud: 447 mm
- Peso 4,2 kg

#### c) Cable de media tensión para unión de celda M.T. y transformador

---

<sup>32</sup> Positive Temperature Coefficient: Incrementan su resistencia a medida que aumenta la temperatura.

Para la interconexión entre el transformador y su celda de protección se prevé utilizar cable tripolar de designación VULPREN VENT 20/35 kV 3x1x35 + 3x1x10 Cu. La longitud total del cable será de 84 metros. Según la IEC 332-1, el cable será cero halógeno y no propagador de la llama.

d) Celdas de M.T. de protección

Las celdas de M.T. serán del tipo metálica prefabricada, modular, de aislamiento y corte en SF<sub>6</sub>, con las funciones de protección de transformador por interruptor automático con seccionador de puesta a tierra (1P), 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 funciones que componen las celdas modulares tienen las siguientes características:

- Celdas de protección: Se identifican con la letra 1P. 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 irán provistas de una bobina de disparo a emisión por temperatura del transformador y alojamiento para las cabezas terminales de los puentes de unión del seccionador con el transformador.
- Celdas de línea: 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.
- Celdas de remonte: Se identifican con la letra 0L. Son utilizadas como celda 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.

Las celdas metálicas modulares para M.T. con aislamiento y corte en SF<sub>6</sub> son de reducidas dimensiones, con unas funciones específicas variables. Cada celda de envoltorio metálica única alberga una cuba llena de gas SF<sub>6</sub>, en la cual se encuentran los aparatos de maniobra con distintas funciones y el embarrado.

Las características generales de las celdas son:

- Tensión asignada (nominal): 36 kV
- Frecuencia nominal: 50 Hz
- Tensión soportada a impulso tipo rayo
  - Sobre la distancia de seccionamiento: 195 kV
  - Contra tierra: 170 kV

- Tensión alterna soportable asignada
  - Sobre la distancia de seccionamiento: 80 kV
  - Contra tierra: 70 kV
- Intensidad asignada barras: 630 A
- Presión de llenado del SF<sub>6</sub> nominal: 0,3 bar máximo
- Resistencia de aislamiento: 170 kV
- Máxima temperatura ambiente: 40 °C
- Altitud máxima: 1.000 m
- Grado de protección para los compartimentos de AT: IP 65
- Grado de protección para los compartimentos BT y mandos: IP 3X

e) Red colectora de M.T.

La red colectora de media tensión estará diseñada de forma que minimice las pérdidas eléctricas y los costes de inversión, con el objeto de recoger la energía producida por los aerogeneradores y transportarla hasta la subestación, donde se entregará a la compañía eléctrica, de la forma más eficiente.

Se plantea un agrupamiento de los aerogeneradores, que depende de su disposición en el terreno, de forma que habrá cuatro circuitos que agruparán dos de ellos cuatro generadores cada uno (potencia total de cada línea 13,86 MW), y los otros dos circuitos agruparán cinco aerogeneradores cada uno de ellos (potencia de cada línea 17,33 MW).

La línea discurrirá subterránea por el lateral de los caminos con cables de 95, 240, 400, 500 y 630 mm<sup>2</sup> en aluminio, enlazando los transformadores de cada aerogenerador hasta alcanzar el centro colector a 30 kV. Por la misma canalización se instalará un cable de enlace de tierra o de acompañamiento de 1x50 mm<sup>2</sup> en cobre desnudo, que se unirá con la puesta a tierra de la subestación para lograr una mejor disipación de la energía en caso de defecto a tierra y de esta manera mejorar la instalación de puesta a tierra. En el caso de que la zanja no discurra al lado de ningún camino, por motivos de seguridad la profundidad de dicha zanja será de 1,50 metros.

En general los cables se instalarán directamente enterrados, siendo el acceso a los aerogeneradores bajo tubo de plástico embebido en el hormigón de la cimentación. El paso de viales deberá ser también bajo tubo.

Paralelamente por la misma zanja de las líneas citadas de M.T., se instalará una red de comunicaciones que utilizará como soporte un cable de fibra óptica y que se empleará para la monitorización y control del Parque Eólico.

Los cables de M.T. utilizados serán unipolares con aislamiento de material sintético (polietileno reticulado o etileno propileno) y cumplirán las normas UNE 21123, 20435 y la recomendación UNESA 3305.

Las entradas de los cables a las celdas de los aerogeneradores se realizarán con la ayuda de terminales enchufables de conexión reforzada (atornillables) acodados, tipo EUROMOLD. Los conectores tendrán las siguientes características:

- 3 Conectores (uno para cada conductor) tipo M-400TB para cables entre 35 y 240 mm<sup>2</sup>.
- 3 Conectores (uno para cada conductor) tipo M-440TB para cables entre 240 y 630 mm<sup>2</sup>.

### 2.2.2. Sistema de tierras

El sistema de puesta a tierra será único para la totalidad del parque eólico, incluyendo el Parque de Intemperie de Alta Tensión (A.T.) y M.T. de enlace o evacuación de energía, además de las tierras de protección y de servicio, según establece la MIE-RAT-13-6.3<sup>33</sup>.

#### a) Sistema de tierras del aerogenerador

Cada aerogenerador dispondrá de un electrodo de puesta a tierra formado por tres anillos concéntricos, uno interior a la torre y otros dos exteriores a la torre, uno de ellos sobre la cimentación y otro en el exterior de ella, de cable de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup>. El anillo situado sobre la cimentación se localizará a una distancia de tres metros del exterior de la torre y a una profundidad de 0,5 metros. El anillo perimetral se situará a una distancia de un metro del contorno de la cimentación y a una profundidad de un metro. Los tres anillos se unirán por medio de ocho conductores radiales de cable de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup>. El anillo perimetral se unirá a la armadura de la cimentación en cuatro puntos. Todos estos anillos, junto con el cable de puesta a tierra proveniente del resto de aerogeneradores y los conductores de puesta a tierra que bajan de la estructura y aparamenta del aerogenerador se conectarán en una pletina de puesta a tierra de 50x10 mm<sup>2</sup> de cobre.

Esta configuración de puesta a tierra se reforzará mediante picas si se superan los límites de tensión de paso y de contacto marcados por la RCE<sup>34</sup> o la resistencia resultante es superior a 10 Ω si se mide conectada al resto del sistema de puesta a tierra. La unión de cables y el conexionado de las picas se resolverá con soldaduras aluminotérmicas.

---

<sup>33</sup> Instrucción Técnica Complementaria referida a las Instalaciones de puesta a tierra. El punto 6.3 se refiere a la 'Interconexión de las instalaciones de tierra': «*Las puestas a tierra de protección y de servicio de una instalación deberán interconectarse, constituyendo una instalación de tierra general*».

<sup>34</sup> Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.

El sistema de tierras deberá ser confirmado una vez se realicen las medidas de resistividad del terreno.

La línea principal de protección será de 50 mm<sup>2</sup>, aislada, conectando todos los elementos metálicos (celdas de M.T., armadura zapata, torre, plataformas, herrajes, estructura envolvente del transformador, cuadros y otros). A esta se conectarán los neutros de los transformadores y del generador.

#### b) Sistema de tierras del sistema colector

Tendrá una longitud aproximada de 18,4 km y discurrirá por el mismo itinerario que las zanjas que contienen las líneas de M.T., enlazando cada uno de los aerogeneradores con la subestación.

Se resuelve con cable de cobre desnudo de 1 x 50 mm<sup>2</sup> de sección, enterrado a 1,10 metros de profundidad, hasta alcanzar la caja de verificación de la subestación.

### **2.3. Obra civil**

#### 2.3.1. Red de viales

El acceso al parque se realiza por medio de los caminos de acceso al parque eólico El Boyal, por lo que no es necesario ejecutar un nuevo acceso.

Los viales que comunican los aerogeneradores entre sí y con los viales de acceso al parque se superponen en su mayor parte con el trazado de caminos agrícolas existentes, siendo tan solo necesario definir nuevos trazados en los ramales de acceso último a cada aerogenerador.

Todos los viales del parque eólico tienen que cumplir como mínimo las siguientes especificaciones:

- Ancho del camino: 5 metros.
- Radio mínimo de curvatura: 50 metros en el eje.
- Pendientes máximas: 12 % en tierras. 15 % en suelo-cemento.
- Espesor de firme en vial en tierras: 0,40 metros (0,20 para subbase y 0,20 para base).
- Espesor mínimo de tierra vegetal: 30 cm.
- Desmontes: Talud 1/1.
- Terraplenes: Talud 3/2

En los caminos existentes las obras se limitarán a realizar un acondicionamiento de los mismos para que puedan ser usados por camiones tipo “Góndola”, que son los que transportarán las piezas necesarias para la construcción del parque. Este acondicionamiento permitirá el transporte de los equipos a instalar y facilitará el acceso a la zona, de la cual se verán beneficiados tanto los

responsables del parque, en las labores de mantenimiento, como los propietarios de parcelas de la zona que verán cómo son mejorados los accesos.

Para realizar el acondicionamiento de la plataforma de los viales se han tenido en cuenta las especificaciones formuladas anteriormente. La anchura de la plataforma será de 5,8 metros.

La primera actuación necesaria será la de desbroce y rebaje del terreno natural, retirando la capa de tierra vegetal, que se ha considerado tiene un espesor medio de 30 cm. Se procura mantener la rasante del terreno actual, salvo en algún tramo específico donde puede ser necesario realizar desmonte y terraplén, impuesto por la pendiente máxima exigida del 12%, aunque en algún caso especial pueda llegar a pendientes del 15%.

Por lo que se refiere a la sección estructural del firme, estará constituida por una primera capa de 20 cm de zahorra natural sobre la que se extenderá una segunda capa de 20 cm espesor de zahorra artificial, compactadas hasta el 98 % del Proctor<sup>35</sup> Modificado.

Como se ha indicado anteriormente, el radio mínimo de curvatura es de 50 metros. Debido a las dimensiones de los vehículos que transportan las palas, las curvas que tienen radios comprendidos entre 40 y 60 metros, es necesario dotarlas de sobreanchos para permitir que circulen los vehículos hasta las áreas de maniobra. Las dimensiones de estos sobreanchos dependen del radio de la curva.

Se precisará un movimiento de tierras en los caminos para alcanzar el perfil longitudinal y transversal proyectado. El volumen de desmonte es inferior al de terraplén, por lo que será necesario aportación externa de material.

La tierra vegetal desbrozada será almacenada en lugar apropiado. Cuando finalice la obra, dicha tierra será extendida en los taludes que haya sido necesario crear.

Las excavaciones se realizarán con talud 1/1, y los terraplenes con talud 3/ 2. Estos últimos taludes estarán tratados con sistemas de hidrosiembra<sup>36</sup>.

Las pendientes transversales de la explanada serán del 2% desde el eje hacia los extremos de la misma, en toda la longitud de los caminos, mientras que las cunetas para drenaje serán de tipo “V” con una anchura de un metro, una profundidad de medio metro y taludes 1/1.

---

<sup>35</sup> El ensayo de compactación Proctor es un procedimiento de control de calidad de la compactación de un terreno que permite determinar la densidad seca máxima de un terreno en relación con su grado de humedad a una energía de compactación determinada.

<sup>36</sup> Sistema de revegetalización que consiste en la proyección sobre el terreno de una mezcla acuosa de semillas, mantillo, fertilizantes y sustancias adherentes.

Los viales, a su paso por las áreas de maniobra, deben ser solidarios a éstas para evitar la creación de escalones o pendientes bruscas de acceso.

### 2.3.2. Áreas de maniobra

Estas áreas permitirán los procesos de descarga y ensamblaje, así como el posicionamiento de las grúas para posteriores izados de los diferentes elementos que componen el aerogenerador.

Las plataformas de montaje se situarán junto a la cimentación del aerogenerador, tendrán una superficie de 1.867 m<sup>2</sup> para grúas y 1.438 para palas, y estarán a la misma cota de acabado de la cimentación, aunque algunas se elevarán entre 0,5 y 1,5 metros por encima de dicha cota. Serán esencialmente planas y horizontales.

Dado que estas plataformas se emplearán durante un periodo de tiempo muy reducido y con el fin de minimizar la afección al medio, se diseñarán mediante un desbroce de tierra vegetal y una posterior compactación del terreno natural para poder dar un asiento firme a grúas y transportes.

Las áreas construidas sobre terraplenes deberán obtener un Proctor Modificado del 97% y sus taludes de terraplén serán tratados mediante sistemas de hidrosiembra.

Se ha intentado que la excavación a realizar en todas ellas sea la mínima y por lo tanto el impacto de las mismas sea el mínimo. Asimismo, se ha procurado que todas ellas se ubiquen en las parcelas donde se encuentran los aerogeneradores, para no afectar a propietarios que no están beneficiados por la ubicación del parque como a la posible vegetación existente.

Se precisará un movimiento de tierras en las áreas para alcanzar las características señaladas. El volumen de desmonte es inferior al de terraplén, por lo que será necesario aportación externa de material.

La tierra vegetal desbrozada será almacenada en lugar apropiado. Cuando finalice la obra, dicha tierra será extendida para restaurar el terreno a su estado original y por encima de los terraplenes que se hayan creado.

### 2.3.3. Cimentaciones

La cimentación de los aerogeneradores se realizará mediante una zapata de hormigón armado con la geometría, dimensiones y armado según las recomendaciones de Gamesa. El cálculo y diseño de la cimentación no es objeto de este proyecto.

En la definición de la forma y dimensiones de la cimentación se ha intentado conseguir una buena relación peso/resistencia al vuelco. Los aerogeneradores estarán cimentados mediante zapata de planta circular de 19,1 metros de

diámetro, sobre la que se construirá un pedestal macizo de hormigón de planta también circular. En dicho pedestal irá enclavada la jaula de pernos de conexión entre zapata y torre. El hormigonado de la zapata completa (losa + pedestal) se realizará en una única fase.

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

Una vez hecha la excavación para la cimentación con las dimensiones adecuadas, se procederá al vertido de una solera de hormigón de limpieza, en un espesor mínimo de 0,10 metros por m<sup>2</sup>, se dispondrá la ferralla y se nivelará el carrete por medio de espárragos de nivelación.

El proyecto incide en la necesidad de una total precisión en el posicionado y nivelado referido, el cual deberá ser comprobado mediante nivel óptico, no admitiéndose ningún desvío respecto del posicionamiento teórico en dicha comprobación. Ya nivelado el carrete, se procederá al hormigonado. Tanto la zapata como el pedestal serán de hormigón armado. Durante la realización de la cimentación se tomarán probetas del hormigón utilizado, para su posterior rotura por un laboratorio independiente.

El hueco circundante al pedestal se rellenará con material seleccionado procedente de la excavación o de prestado con densidad mayor o igual a 1,8 Tn/m<sup>3</sup>.

Una vez efectuadas las excavaciones será necesario inspeccionar las condiciones del terreno de apoyo para confirmar sus adecuadas características y, en caso necesario, recomendar los ensayos adicionales de comprobación que pudieran requerirse. En el caso de capas subverticales o fuertemente inclinadas deberá hacerse la verificación sin excepción por un profesional geotécnico.

#### 2.3.4. Zanjas

Las zanjas para cables de media tensión discurrirán paralelas a los caminos de servicio siempre que sea posible, por un lateral y con el eje a una distancia máxima entre el borde del talud del vial y el centro de la zanja de 1,2 metros para zanjas de anchura de entre 60 y 80 cm y de 1,50 metros para zanjas de anchura comprendidas entre 1 y 1,35 metros.

Las zanjas que discurran adjuntas a un vial diseñado en terraplén deberán trazarse al pie del mencionado terraplén.

Las zanjas que no vayan solidarias a ningún camino y crucen por terrenos de labor deberán tener, independientemente de su anchura, una profundidad mínima de 1,50 metros.

Para el trazado de las zanjas se ha elegido el criterio de compatibilizar un correcto funcionamiento eléctrico con un bajo coste económico y la protección

de la propia zanja. Esta combinación de criterios ha dado lugar a un trazado que intenta minimizar el número de cruces de los caminos de servicio, y a su vez tiene una baja afección tanto al medio ambiente como a los propietarios de las fincas por las que transcurre.

La zanja en tierra tendrá una profundidad de excavación mínima es de 1,2 metros y su anchura de 0,60, 0,80, 1, 1,2 ó 1,35 metros dependiendo del número de ternas. En el caso de que las zanjas discurran por terreno agrícola, tendrán un recubrimiento mínimo de 110 centímetros para que no queden accesibles a los arados. Sobre el fondo de excavación se coloca un lecho de arena de 10 cm de espesor y sobre éste los cables de media tensión. Los cables serán recubiertos, a su vez, con 30 cm de arena y sobre ésta se colocará un ladrillo hueco de protección. El resto de la zanja se rellenará con tierras seleccionadas procedentes de la excavación compactadas al 98% colocándose una baliza de señalización a una cota de 50 cm por encima del ladrillo de protección.

Para la zanja en cruces la profundidad de excavación será de 1,20 metros y la anchura de 1 o 1,40 metros. Sobre un lecho de 10 cm de hormigón HM-20<sup>37</sup> se colocarán los tubos de PVC, que serán recubiertos de hormigón HM-20 hasta la cota -0,60 metros. El resto de la zanja se rellenará con tierras seleccionadas procedentes de la excavación y compactadas al 98% Proctor Normal. colocándose una baliza de señalización 30 cm por encima del prisma de hormigón.

### 2.3.5. Obras de drenaje

Para la evacuación de las aguas de escorrentía y la infiltrada del firme de los caminos que discurren en desmonte, se han previsto cunetas laterales a ambos márgenes de los mismos de la sección. Las dimensiones de las cunetas son de un metro de ancho y medio metro de profundidad, con taludes 1/1.

En los puntos bajos relativos de la plataforma se disponen obras de paso diseñadas con tubo de hormigón prefabricado de diámetros variables según las necesidades de caudales a desaguar.

Se evitará que el agua recogida por las cunetas se infiltre en las capas de firme, para lo cual se realizará la evacuación del agua de las mismas mediante los siguientes mecanismos:

- Puntos de paso de desmonte a terraplén: El agua discurrirá por las pendientes naturales del terreno hacia los cauces del mismo. Se evitará que el agua de las cunetas erosione los terraplenes, para lo cual se prolongarán aquellas hasta la base de los mismos.
  
- Insuficiencia de sección de cuneta: En estos puntos la evacuación se consigue mediante la construcción de pozos que recogen las aguas provenientes de las cunetas y son conducidas posteriormente a través de la obra de fábrica

---

<sup>37</sup> Hormigón en masa con resistencia de 20 Newton/mm<sup>2</sup> a compresión a 28 días.

transversal. Estos pasos se realizarán mediante tubos de hormigón de 40, 60, 80 o 100 cm de diámetro según los casos.

Estas obras consisten en un colector de hormigón vibropresado o PVC, revestido de hormigón en masa, de tipo sencillo. En ausencia del estudio hidrológico correspondiente, se estima que será necesario colocar entre 3-4 pasos de tubería de D800 mm y un marco prefabricado doble de 2500x2500 mm y 3 vados hormigonados.

### **3. Subestación Eléctrica a 30/66 kV**

#### **3.1. Características de la instalación**

Para la evacuación de la energía generada en el P.E. PUYLOBO se propone la construcción de la Subestación a 30/66 kV denominada “Cortes”, que estará emplazada en el término municipal de Cortes en la Comunidad Foral de Navarra. Dicha subestación prevé la instalación de los elementos necesarios para la evacuación del parque eólico El Valle–Valdenavarro, propiedad de Gamesa Energía S.A.U., y el P.E. PUYLOBO.

La subestación proyectada está constituida por dos sistemas eléctricos: una subestación colectora de interior a 30 kV compuesta por celdas prefabricadas con aislamiento al aire y corte en SF<sub>6</sub> en configuración simple barra, y una subestación de intemperie de evacuación a 66 kV también en configuración simple barra, compuesta por dos posiciones de transformador a 30/66 kV y una posición de línea a 66 kV.

Las funciones y composición de cada uno de ellos consisten en:

a) *Subestación colectora de interior a 30 kV*: Esta subestación recibirá la energía generada y transformada por los parques eólicos a 30 kV a través de las redes colectoras subterráneas de M.T. y las conecta con los transformadores de intemperie a 30/66 kV.

- Dispone de celdas de maniobra y protección para dichas líneas de M.T., para las baterías de condensadores y transformadores auxiliares.
- Se prevé unas celdas análogas para la protección de los transformadores de potencia, lado de 30 kV.
- Además tiene otros elementos como:
  - Baterías de condensadores y Transformadores auxiliares.
  - Cuadros de protecciones, control, medida, servicios auxiliares, telemando y comunicaciones.
  - Cables de potencia, control y maniobra.
  - Instalación de puesta a tierra.

La subestación estará dividida en dos embarrados de celdas de M.T., un embarrado donde se recibe la energía generada por el parque eólico El Valle-

Valdenavarro y otro embarrado donde se recibe la energía generada por el P.E. PUYLOBO mediante cuatro líneas.

Este embarrado de celdas de M.T. estará formado por el siguiente equipamiento:

a.1) Celdas de Media Tensión:

- 4 Celdas de interruptor automático, aislamiento al aire y corte en SF6, con transformadores de intensidad para protección y control, de líneas colectoras.
- 1 Celda de interruptor automático, aislamiento al aire y corte en SF6, con transformadores de intensidad para protección y control del primario (30 kV) del transformador intemperie 30/66 kV (Transformador 2).
- 1 Celda de interruptor automático, aislamiento al aire y corte en SF6, con transformadores de intensidad para conexión, protección y control de la batería de condensadores a 30 kV.
- 1 Celda de interruptor automático, aislamiento al aire y corte en SF6, con transformadores de intensidad, para protección del transformador de servicios auxiliares.

a.2) Otros elementos instalados en el edificio de celdas de M.T. y en el parque de intemperie:

- 1 Batería de condensadores de 4.800 kVAr de potencia.
- 1 Transformador de servicios auxiliares (SS.AA.) de 200 kVA de potencia y relación  $30\pm 2,5\pm 5\%/0,400-0,231$  kV.
- Líneas de interconexión a 30 kV del transformador de potencia de intemperie con cable UNE RHZ1 18/30 KV.

b) *Subestación intemperie a 66 kV*: Esta subestación sirve de enlace y para evacuación de la energía eléctrica generada por los parques eólicos mediante dos transformadores a 30/66 kV y a través de una línea aérea de doble circuito de la misma tensión, además de para conectar con la red de transporte. El parque a intemperie de la subestación estará compuesto por las siguientes posiciones de 66 kV:

- Posición de transformador 30/66 kV para el parque eólico El Valle-Valdenavarro (Transformador 1), relación  $66\pm 10\pm 1\%/30$ kV, con regulación en carga.
- Posición de transformador 30/66 kV para el P.E. PUYLOBO (Transformador 2), relación  $66\pm 10\pm 1\%/30$ kV, con regulación en carga.
- Posición de línea 66 kV de salida a la subestación 'La Serna'.

Los elementos de la subestación de intemperie a 66 kV que forman parte del sistema de evacuación del P.E. PUYLOBO son los siguientes:

- b.1) Aparellaje de la posición de Transformador 2
  - 3 Pararrayos con contador de descargas.
  - 3 Transformadores de Intensidad.
  - 1 Interruptor tripolar automático, con corte en SF6.
  - 1 Seccionador rotativo sin cuchillas de puesta a tierra.
  
- b.2) Aparellaje de las posiciones de Línea
  - 3 Pararrayos con contador de descargas.
  - 3 Transformadores de Intensidad.
  - 3 Transformadores de Tensión inductivos, para medida y protecciones.
  - 1 Interruptor tripolar automático, con corte en SF6.
  - 1 Seccionador rotativo con cuchillas de puesta a tierra.
  - 1 Seccionador rotativo sin cuchillas de puesta a tierra.
  
- b.3) Barras 66 kV
  - 3 Transformadores de Tensión inductivos, para medida y protecciones.

La subestación a 30/66 kV ocupará una zona rectangular de 61,5 metros de largo por 34 metro de ancho. Este espacio estará limitado y protegido con un cierre de malla de 2,40 metros de altura mínima para evitar contactos accidentales desde el exterior y el acceso a la instalación de personas extrañas a la explotación.

En el interior del recinto indicado se implantará un Edificio de Control y Celdas, para el promotor de dimensiones exteriores 27 metros de largo por 6,70 metros de ancho.

En la zona intemperie se han previsto pasillos y zonas de protección de embarrados, aparatos y cerramiento exterior, que cumplimentan la ITC-RAT 15<sup>38</sup>, apartados 3 y 4. Por este motivo se colocará el aparellaje sobre soportes metálicos galvanizados de altura conveniente.

En el cerramiento se ha previsto una puerta de 5 metros con vial interior para que un camión – grúa realice con facilidad la carga y descarga de las máquinas y aparatos.

### 3.1.1. Zona intemperie de Alta Tensión

a) Transformador de Potencia 2 (P.E. PUYLOBO): Elevar la tensión 30 kV de la subestación colectora a la de la línea de transporte de 66 kV, con las siguientes características fundamentales:

- Tipo: Sumergido en aceite

---

<sup>38</sup> Instalaciones eléctricas de exterior.

- Instalación: Intemperie
  - Número de fases: 3
  - Frecuencia nominal: 50 Hz
  - Potencias asignadas: 50/55 MVA
  - Modo de refrigeración: ONAN/ONAF<sup>39</sup>
  - Conexión: YNd 11
  - Tensión de cortocircuito: 10 %
  - Clase de aislamiento: A
  - Normas constructivas y ensayo: UNE 20-101, CEI 76-1
- 
- Arrollamiento de Alta Tensión
    - Tensión asignada:  $66 \pm 10 \times 1\%$  kV
    - Potencia asignada: 50/55 MVA
    - Tensión de ensayo a onda tipo rayo: 325 KV (pico)
    - Tensión de ensayo a frecuencia industrial: 140 kV
    - Conexión: YN
    - Conmutador (21 posiciones): En carga
  
  - Arrollamiento de Media Tensión
    - Tensión asignada: a 30 kV
    - Potencia asignada: 50/55 MVA
    - Tensión de ensayo a onda tipo rayo: 170 kV (pico)
    - Tensión de ensayo a frecuencia industrial: 70 kV
    - Conexión: D
  
  - Protecciones del transformador
    - Imagen térmica
    - Termómetro
    - Buchholz del trafo
    - Buchholz del regulador en carga
    - Liberador de presión
    - Nivel de aceite
  
  - Transformadores de intensidad tipo “Bushing” incorporados al transformador.

Todas las cajas de bornas de los transformadores de intensidad irán dotadas de borna de puesta a tierra. Las características eléctricas y de precisión de los transformadores de intensidad estarán de acuerdo con la Norma UNE 21.088 parte 1.

---

<sup>39</sup> ONAN: Oil Natural Air Natural (Aceite y aire no forzados). ONAF: Oil Natural Air Forced (Aceite no forzado y aire forzado).

b) Reactancia de puesta a tierra (Lado 30 kV):

- Número: 1
- Tipo: Sumergido en aceite
- Servicio: Intemperie
- Frecuencia: 50 Hz
- Número de fases: 3
- Tensión nominal de servicio: 30 kV
- Tensión máxima de servicio: 36 kV
- Tensión más elevada para el material: 36 kV
- Máxima corriente de falta a tierra: 500 A
- Duración máxima de falta a tierra: 30 s
- Impedancia homopolar por fase: 400  $\Omega$
- Conexión: zig-zag
- Tensión ensayo a frecuencia industrial: 70 kV
- Tensión ensayo a onda choque: 170 kV/cr
- Protecciones y equipamiento
  - Buchholz con contactos de alarma y disparo
  - Nivel de aceite con contacto de alarma
  - Termómetro con contactos de alarma y disparo
  - Depósito de expansión con nivel óptico

Además, dispondrá de transformadores de corriente toroidales para protección, de características 300/5 A, 15 VA y 5P20.

c) Aparamenta:

Las características eléctricas principales del aparellaje a instalar en el parque de intemperie a 66 kV, necesarias para la evacuación de la energía generada en el P.E. PUYLOBO son:

c.1) Interruptores de 66 kV:

- Número: 2
- Tipo: Corte en SF<sub>6</sub>
- Instalación: Intemperie
- Tensión más elevada para el material: 72,5 kV
- Tensión de prueba a frecuencia industrial 50 Hz, 1 minuto: 140 kV
- Tensión de prueba con onda de choque 1,2 $\mu$ s(kV cresta): 325 kV
- Intensidad nominal: 1.250 A
- Poder de corte nominal en cortocircuito:
  - Valor eficaz de la componente periódica: 31,5 kA

- Poder de cierre nominal en cortocircuito: 80 kA
- Número de polos: 3
- Frecuencia nominal: 50 Hz
- Elementos auxiliares:
  - Tensión de mando de las bobinas de cierre y disparo 125 Vcc+15%-30%
  - Tensión de alimentación del motor de carga de resortes 125 Vcc±15%
  - Tensión de alimentación de los circuitos de calefacción y de la toma auxiliar de fuerza 230±10%Vca

c.2) Seccionadores de 66 kV:

- Número: 3 (1 con cuchillas de P.aT.)
- Instalación: 2 columnas/Intemperie
- Tensión máxima de servicio: 72,5 kV
- Frecuencia nominal: 50 Hz
- Intensidad nominal en servicio continuo: 1.250 A
- Intensidad admisible máxima de corta Duración (1 s): 31,5 kA
- Intensidad dinámica (valor cresta): 80 kA
- Niveles de aislamiento:
  - Tensión de ensayo a frecuencia industrial 50 Hz, 1 minuto, bajo lluvia: 140 kV
  - Tensión de ensayo con onda de choque tipo rayo 1,2/50µs (valor cresta): 325 kV

c.3) Pararrayos de 66 kV:

A instalar en:

- 1 juego de 3 pararrayos en la salida de bornes de 66 kV del transformador
- 1 juego de 3 pararrayos en la salida de la línea 66 kV

Los pararrayos deberán tener las siguientes características:

- Número: 6 (2 juegos de 3)
- Instalación/tipo: Intemperie/Zn 0
- Tensión máxima de servicio entre fases: 72,5 kV
- Tensión nominal: 66 kV
- Frecuencia nominal: 50 Hz
- Tiempo máximo de falta a tierra: 1s
- Tensión residual: <108 kV
- Intensidad nominal de descarga: 10 kA
- Tipo de servicio: Continuo
- Clase: 3
- Equipamiento: Contador de descargas

c.4) Pararrayos de 30 kV (zona intemperie):

A instalar en los bornes de 30 kV del transformador, de características eléctricas:

- Número: 3
- Instalación: Intemperie
- Tensión máxima de servicio entre fases: 36 kV
- Clase de descarga: 10 kA
- Clase de descarga según CEI 99-4: Clase 2
- Frecuencia nominal: 50 Hz
- Tipo de servicio: Continuo

c.5) Transformadores de intensidad:

- Número: 6
- Tensión nominal: 66 kV
- Servicio: Intemperie
- Tensión máxima de servicio entre fases: 72,5 kV
- Frecuencia nominal: 50 Hz
- Relación de transformación
  - Posición de trafo 2: 200-400/5-5-5-5 A
  - Posición de línea: 200-400/5-5-5-5 A
- Potencias de precisión:
  - Posición de trafo 2: 30 VA-30VA-50VA-50VA
  - Posición de línea: 30 VA-30VA-50VA-50VA
- Clase de precisión:
  - Posición de trafo 2: cl.- 0.2s – cl. 0.5 – cl. 5P20 – cl. 5P20
  - Posiciones de línea: cl.- 0.5 – cl. 5P20 – cl. 5P20 – cl. 5P20
- Sobreintensidad en permanencia 1,2 In
- Intensidad límite térmica (1s) 80 In (min 31,5 kA)
- Intensidad límite dinámica 200 In (min 2,5 Itermica)
- Nivel de aislamiento
  - A frecuencia industrial 1 minuto 140 kV
  - A impulso 325 kV

c.6) Transformadores de tensión

- Número: 6
- Tensión nominal: 66 kV
- Servicio: Intemperie
- Tensión máxima de servicio entre fases: 72,5 kV
- Frecuencia nominal: 50 Hz
- Relación de transformación
  - Posición de línea:  $66.000:\sqrt{3} / 110:\sqrt{3} - 110:\sqrt{3} - 110: 3 V$

- Posición de barras:  $66.000:\sqrt{3} / 110:\sqrt{3} - 110:\sqrt{3} - 110:3 V$
- Potencias de precisión:
  - Posición de línea: 30 VA-120VA-50VA
  - Posición de barras: 30 VA-120VA-50VA
- Clase de precisión:
  - Posición de línea: cl. 0.5 – cl. 3P – cl. 3P
  - Posición de barras: cl. 0.2 – cl. 0.5 3P – cl. 3P
- Intensidad límite térmica (1s):  $80 I_n$  (min 31,5 KA)
- Intensidad límite dinámica:  $200 I_n$  (min 2,5 ltermica)
- Nivel de aislamiento
  - A frecuencia industrial 1 minuto: 140 kV
  - A impulso: 325 kV

d) Embarrados y aislamiento:

- Tensión 66 kV: Para la conexión entre los aparatos en el parque intemperie, se empleará conductor del tipo LA-380.
- Tensión 30 kV:
  - Embarrados sobre los transformadores de potencia Pletina de cobre.
  - Conexiones en cables aislados:
    - ✓  $4 \times 3 \times (1 \times 400) \text{ mm}^2$  en cobre para 18/30 KV RHZ1. (Conexión a transformador de potencia).
    - ✓  $3 \times 1 \times 240 \text{ mm}^2$  aluminio para 18/30 KV RHZ1 (conexión a baterías de condensadores).

Las uniones entre bornas de aparellaje y conductores, así como las derivaciones de los embarrados, se realizarán mediante piezas de conexión de geometría adecuada y diseñadas para soportar las intensidades permanentes y de corta duración previstas en la instalación, sin que existan calentamientos localizados. Su tornillería será de acero inoxidable y, en la tensión de 66 kV, embutida en el cuerpo de la pieza para evitar el efecto corona. En el caso de uniones o contactos entre metales diferentes (cobre–aluminio o cobre-acero galvanizado), se evitarán los fenómenos de corrosión empleándose piezas con tecnología de “ánodo masivo” en 66 kV o similar.

### 3.1.2. Zona interior-Subestación colectora a 30 kV

#### 3.1.2.1. Aparata de Media Tensión a 30 kV P.E. PUYLOBO

Las celdas de M.T. instaladas en el embarrado del P.E. Puylobo serán compactas y constituyen un sistema modular de celdas metálicas compartimentadas, de aislamiento al aire, con interruptor automático en SF<sub>6</sub>.

Las características eléctricas de las celdas son las siguientes:

- Tensión de servicio: 30 kV
- Tensión asignada: 36 kV

- Numero de fases: 3
- Frecuencia asignada: 50 Hz
- Nivel de aislamiento a frecuencia industrial (1 minuto): 70 kV
- Nivel de aislamiento a onda de choque (1,2/50 µseg): 170 kV
- Intensidad asignada: 1.250 A
- Corriente de corta duración, 1 seg.: 25 kA
- Valor cresta de la corriente de corta duración: 62,5 kA
- Grado de protección S/UNE 20.324: IP3X
- Acabado de puertas y tapas, color Beig: RAL-1013
- Ejecución resistente al arco interno: IEC-298

Las celdas se hallan divididas, por medio de tabiques metálicos internos, en los siguientes compartimentos individuales:

- Compartimento de barras.
- Compartimento de interruptor automático, extraíble.
- Compartimento de cables.
- Compartimento de mecanismos.
- Eventual compartimento de baja tensión

Por otra parte, existirá una posición de medida de tensión de barras de 30 kV que está integrada por tres transformadores de tensión inductivos, con encapsulado unipolar en resina.

Transformador de servicios auxiliares: Alimentará en corriente alterna el equipamiento auxiliar para mando, control, fuerza y alumbrado. Sus características eléctricas fundamentales, serán las siguientes:

CONDICIONES AMBIENTALES:	
Clima	CONTINENTAL
Temperatura mínima	-5°
Temperatura máxima	+40°
Humedad relativa máxima 80%	80%
Humedad relativa super. al 80%	Resistencias anticond.
Altitud s/nivel mar	Inferior a 1.000 m
Atmósfera ambiente	No polvorienta y exenta de agentes químicos agresivos
Instalación	INTERIOR
Fabricación s/normas	ITC RAT 007, CEI 726, UNE 20178

**Datos técnicos:**

- Frecuencia: 50 Hz
- Número de fases: 3
- Potencia nominal: 200 kVA
- Tensión nominal primaria: 30.000 V $\pm$ 2,5 $\pm$ 5%
- Tensión nominal secundaria: 400-231 V
- Tensión de cortocircuito:  $\approx$  6%
- Grupo de conexión: Estrella - Triángulo
- Servicio: Continuo
- Regulación: En vacío
- Perdidas en vacío: 250 W
- Perdidas en carga: 1.050 W
- Nivel de ruido: <72dB (A)
- Calentamiento: 100K
- Del punto más caliente (CEI/IEC 905): 125K
- Aislamiento: F
- Grado de protección: IP-00

**Equipamiento:**

- Bornas de toma de tierra
- Conexiones para terminal enchufable.
- Envoltorio de malla metálica.
- Elementos de elevación y arrastre.
- Ruedas orientables.
- Conmutador de 5 posiciones, accionamiento en vacío.

**Batería de condensadores:** Se suministrará una batería de condensadores de 4,8 MVAR, para conexión a red de tensión 30 kV, tipo doble estrella, 12 condensadores, reactancia de choque y transformador de intensidad de desequilibrio, con las siguientes características:

- Número de baterías: 1
- Tipo: Servicio intemperie
- Tensión de servicio: 30 kV
- Tensión máxima de servicio: 36 kV
- Tensiones de ensayo, a tierra y entre polos:
  - Tensión a frecuencia industrial (50 Hz, 1 min): 70 kV
  - Tensión soportada a impulsos tipo rayo (1,2/50 ms): 170 kV
- Potencia total baterías: 4.800 kVAr
- Esquema de conexionado: Doble estrella
- Cantidad de condensadores por batería: 12
- Potencia unitaria del condensador: 400 kVAr
- Sobretensión: 1,10  $U_n$  – 12 h
- Sobretensión a frecuencia industrial: 1,15  $U_n$  – 30 min
- Sobreintensidad permanente: 1,3  $I_n$
- Frecuencia: 50 Hz
- Tipo de condensador: Monofásico
- Fusibles internos: Sí
- Resistencia de descarga: Sí
- Aislamiento: Polipropileno
- Reactancia de choque: Sí
- Interruptor automático: Vacío / SF<sub>6</sub>
- Poder asignado de corte de servicio en cortocircuito: 25 kA
- Tensión de motor de tensado de muelles: 125 Vcc
- Transformadores de Intensidad: 3
- Transformador de intensidad de desequilibrio
  - Tensión de aislamiento: 36 kV
  - Relación de transformación: 10/5 A
  - Potencia de precisión: 10 VA
  - Clase de precisión: 5P10
  - Seccionador de puesta a tierra: Sí
  - Altitud: < 1.000 metros
  - Construcción: Envolverte metálica
  - Grado de protección: IP 44

Cuadro de control: El cuadro de control de las instalaciones de 66 kV, contendrá debidamente montados, conexionados y presentados en el frontal con esquema – sinóptico los conmutadores de mando y posicionado, elementos de señalización y alarmas. También se instalarán convertidores de medida para distintas magnitudes eléctricas.

Sistemas auxiliares de corriente alterna (c.a.) y corriente continua (c.c.): Estos sistemas auxiliares se materializarán en cuadros que deberán ser capaces de soportar sin daño o deformaciones permanentes las solicitudes mecánicas y térmicas producidas por el paso de la intensidad nominal de cortocircuito durante

un segundo, es decir, que deberán estar diseñados de acuerdo con lo indicado en la Publicación 439 de la CEI<sup>40</sup>.

*Sistema de Protecciones y Teledisparo*: Se prevén dos paneles de protecciones con las funciones de:

- Protecciones de enlace o interconexión con subestación entrega de energía.
- Protecciones de transformadores de potencia.

En el frontal de dichos paneles se montarán los relés que materializan el sistema de protecciones. Para un funcionamiento óptimo de los aerogeneradores es necesario garantizar una coordinación entre las protecciones propias de los mismos, las del resto del parque y las de la compañía eléctrica.

Las protecciones que se equipan en la Subestación de 66 kV son:

- Protecciones obligatorias en la interconexión
- Protecciones exigidas en la interconexión
- Protecciones de la posición del transformador
- Salidas de línea 30 kV (Protección de sobreintensidad de fase y neutro y Protección direccional de neutro).

### 3.1.2.2. Facturación y sistema de medida

#### a) Sistema de facturación

La medida principal se materializa en 66 kV a través del secundario de los 3 transformadores de intensidad de la posición de transformador, de potencia de precisión 30 VA y clase 0,2s, y de los 3 transformadores de tensión relación  $66.000:\sqrt{3} / 110:\sqrt{3}$ , de potencia de precisión 30 VA y clase 0,2 instalados en las barras 66 kV.

Para dar cumplimiento al Reglamento de Medida y sus Instrucciones Técnicas Complementarias, se prevén equipos contadores-registradores de energía activa y reactiva, de clase 0,2 para la primera y clase 0,5 para la segunda; estarán alojados en armario precintable dentro de la sala de control. La medida redundante tiene características análogas, y estará contenida, igualmente, en un armario independiente, precintable, y en la misma sala.

#### b) Sistema de medida

En el Cuadro de control y Paneles de protecciones y en las propias celdas de M.T. se han previsto convertidores de medida de intensidad, tensión y potencia activa y reactiva. La compañía eléctrica correspondiente podrá disponer de teled medida del Parque de 66 kV.

---

<sup>40</sup> Comisión Electrotécnica Internacional o, en inglés, IEC (International Electrotechnical Commission).

### 3.1.2.3. Medidas de seguridad

Cumplimentando lo exigido en el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se implanta la obligatoriedad de la inclusión de un Estudio de Seguridad y Salud en el Trabajo en los proyectos de construcción y al amparo de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de Riesgos Laborales, se redacta un Estudio de Seguridad y Salud, en el que se analizan los riesgos que se presentan en este tipo de montajes y se proponen las medidas preventivas necesarias para alcanzar un alto grado de seguridad y salud de los trabajadores.

A nivel de ejecución, la Contrata, tomando como base el estudio mencionado, deberá proponer un Plan de Seguridad y Salud, adaptado a sus equipos y métodos de ejecución.

Medidas de seguridad eléctricas específicas del diseño del Proyecto:

#### a) Riesgo por contacto directo.

No existe riesgo por contacto directo, puesto que el aparellaje de Baja y Media Tensión está contenido en cuadros y celdas de chapa de acero.

En cuanto a la subestación de intemperie de 66 kV, se han adoptado las distancias de seguridad y zonas de protección reglamentarias, que imposibilitan el contacto directo. Paralelamente se ha previsto un sistema de enclavamiento y materiales de prevención y seguridad.

#### b) Riesgo por contacto indirecto.

Se presenta cuando partes de la instalación que normalmente están libres de tensión (cuadros y estructuras en general), adquieren potencial eléctrico cuando existe un defecto de aislamiento.

Las medidas de seguridad adoptadas consisten en:

- Limitar la intensidad de defecto mediante la utilización en M.T. de reactancia de puesta a tierra.
- Equipotencialidad en el interior de los aerogeneradores y el edificio de control y celdas.
- Eliminación del defecto, mediante disparo por medio de protecciones de sobreintensidad homopolar.
- Instalación de un sistema de puesta a tierra eficaz que limita las tensiones de paso, de contacto y defecto a valores admisibles para la seguridad de las personas y de la instalación, calculado según ITC-RAT 13.

*Prevención contra riesgo de incendio en la Subestación.*

Se han adoptado los materiales y los dispositivos de protección eléctricos que evitan en lo posible la aparición y propagación de un incendio en las instalaciones eléctricas puesto que:

- La posibilidad de propagación del incendio a otras partes de la instalación es difícil por su ubicación y distancias suficientes.
- Hay disponibilidad de medios internos de lucha contra incendios.
- Existen dispositivos de protección rápida que cortan la alimentación a todos los arrollamientos del transformador intemperie, con relés de sobreintensidad, diferencial, termostato, termómetro, Buchholz y otros, que desconectan los automáticos correspondientes.
- En la subestación de intemperie se ha previsto en la bancada del transformador una arqueta apagafuegos y un foso de recogida de aceite.
- En la misma subestación se ha previsto la construcción de muro cortafuegos entre los dos transformadores para evitar la posibilidad de propagación de incendio.
- Para extinción de incendios se instalarán extintores de CO<sub>2</sub>.

#### Sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra será único para la totalidad de la instalación, siendo parte de este proyecto la descripción de las siguientes redes individuales:

- Parque intemperie a 66 kV.
- Subestación Colectora interior a 30 kV.
- Cable de enlace de tierras o de acompañamiento a 30 kV.

La puesta a tierra, además de asegurar el funcionamiento de las protecciones, garantiza la limitación del riesgo eléctrico en caso de defectos de aislamiento, manteniendo las tensiones de paso y de contacto por debajo de los valores admisibles según la ITC-RAT13.

El sistema de puesta a tierra va a ser único para la totalidad de las instalaciones de alta, media y baja tensión, incluida la estructura del edificio de fábrica, y el pararrayos iónico, por lo que comprenderá:

- Las puestas a tierra de protección que conectarán los siguientes elementos: estructuras, herrajes, chasis, bastidores, armarios, vallas metálicas y puertas, cuba de transformador, pantallas de los cables y otros.
- Las puestas a tierra de servicio, que comprenden: neutros de transformadores de potencia, circuito de baja tensión (B.T.) de los transformadores de medida, autoválvulas, elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra, aparatos y equipos que lo precisen para su funcionamiento.

El diseño de la puesta a tierra para alta y media tensión consistirá en una malla de toma de tierra en el parque de 66 kV, con conductor de 120 mm<sup>2</sup> de cobre desnudo, separados 6 metros aproximadamente, instalados a una profundidad

mínima de 0,60 metros, con picas al menos en los extremos de cada tramo la malla y en bajada de autoválvulas, de acero cobreadas de 2 metros de longitud y 20 mm de diámetro. Además, se prevén 2 líneas perimetrales al cerramiento, una interior y otra exterior, ambas a un metro de distancia de aquel.

De dicha malla y también con cable de 120 mm<sup>2</sup> se derivará, mediante soldadura aluminotérmica a los distintos soportes y aparatos del parque, para su puesta a tierra por medio de piezas de conexión. Todos los conductores que emerjan del terreno llevarán en ese tramo protección mecánica y aislamiento con tubo de PVC rígido.

Esta malla se conecta al edificio control y celdas de la subestación de 30 kV desde el punto más próximo con cables de 120 mm<sup>2</sup> hasta una caja de conexión y verificación de las tierras, situado en el edificio de la que partirán a su vez las derivaciones, también de 120 mm<sup>2</sup> de sección, a las celdas de M.T., Cuadros de Control y B.T., incluso el anillo perimetral del edificio, al que se conectará el mallazo de reparto.

El cable de enlace de tierras o de acompañamiento discurrirá por el mismo itinerario que las zanjas que contienen las líneas M.T., enlazando cada uno de los aerogeneradores con la subestación. Se resuelve con cable de cobre desnudo de 1x50 mm<sup>2</sup> de sección, enterrado a 1,10 metros de profundidad, hasta alcanzar la caja de verificación de la subestación.

### 3.2. Obra civil

#### 3.2.1. Edificio de control y celdas

El edificio para el control y explotación de la subestación, estará dividido en cuatro zonas, al objeto de cubrir las actividades que se van a desarrollar en la subestación.

##### a) Sala de control

En esta sala se instalarán los equipos informáticos de gestión de la instalación, y los de las comunicaciones internas y externas de control, protección y medida de la subestación de 66 kV. El diseño de esta estancia permite una fácil comunicación con las demás dependencias del edificio.

##### b) Sala de celdas M.T.-30 kV

En la sala de celdas de media tensión del edificio de control de la subestación se alojarán las celdas que reciben las redes subterráneas que interconectan cada uno de los aerogeneradores de los parques eólicos. La energía evacuada por las líneas subterráneas de estos irá a sus correspondientes celdas de 30 kV. Estas celdas se conectarán a los embarrados de 30 kV. De estos embarrados, a través de una celda de salida, se alimentará al secundario del transformador de potencia del parque intemperie.

Cada celda consta en esencia de dos partes: una parte fija y una móvil.

b.1) Parte fija: Constituye la celda propiamente dicha, y consta de varios compartimentos independientes, separados unos de otros, siendo accesibles para instalar en su frente y en su interior los distintos aparatos de maniobra, control y protecciones, así como un esquema sinóptico.

b.2) Parte móvil: Se compone de un carretón provisto de un tren de cuatro ruedas, donde va montado el interruptor extraíble, que está dotado de los elementos auxiliares de maniobra, señalización y seccionamiento.

El paso de barras generales de una celda a otra se efectúa a través de unas placas aislantes, cuyo material y diseño es tal que, a la vez que sirven de soporte, son resistentes a los efectos electrodinámicos y a la propagación del arco.

Los servicios auxiliares de la subestación estarán atendidos necesariamente por los dos sistemas de tensión (c.a. y c.c.). Para la adecuada explotación del centro, se instalarán sistemas de alimentación de corriente alterna y de corriente continua, según necesidades, para los distintos componentes de control, protección y medida.

Para el control y operatividad de estos servicios auxiliares de c.a. y c.c. se ha dispuesto el montaje de un cuadro de centralización de aparatos formado por bastidores modulares a base de perfiles y paneles de chapa de acero. Dicho cuadro consta de dos zonas diferenciadas e independientes, donde se alojan respectivamente los servicios de corriente alterna y corriente continua.

Cada servicio está compartimentado independientemente y tiene su acceso frontal a través de las puertas con cerradura en las que se ha fijado el esquema sinóptico.

c) Zona de oficinas, servicios y almacén

Se dispondrá de un despacho para el personal empleado en las tareas de operación y mantenimiento. Junto al despacho se dispone de un almacén, con acceso desde el exterior.

Los aseos, que cumplirán las especificaciones habituales en este tipo de instalaciones, dispondrán de agua corriente fría y caliente.

### 3.2.2. Características constructivas

*Movimiento de tierras:* Se efectuarán los correspondientes movimientos de tierras a fin de conseguir las explanaciones necesarias para el acceso a la subestación desde el camino de acceso y para su construcción. El acabado será consonante con la vegetación de la zona.

**Cimentación:** Se plantea una cimentación basada en muros de hormigón armado con zapata corrida en la zona correspondiente a los cuartos de celdas y con zapatas aisladas, atadas entre sí para el resto del edificio, dadas las características y resistencias del terreno sobre el que se sustentará el mismo. Los cimientos se llenarán de hormigón de la adecuada, habiéndose limpiado previamente todas las tierras caídas durante la excavación. Antes de proceder al hormigonado se colocarán los anclajes de pilares y muros, así como todas las armaduras de zapatas.

**Estructura:** Se plantea una estructura basada en pilares metálicos, sobre los que se asientan las cerchas de formación de pendiente y las correas necesarias para la realización de los faldones de la cubierta.

**Cubierta:** La cubierta será inclinada de teja cerámica curva colocada sobre faldones contruidos con placas cerámicas autoportantes tipo ITECE.

**Albañilería:** La fachada exterior se resolverá a partir de bloques vistos tipo Split de mortero de cemento en color paja, jaharrado interior de mortero de cemento, cámara con aislamiento, tabique de hueco doble y lucido interior de yeso, remarcando los cabeceros y vierteaguas de las ventanas, con piezas de bloque visto tipo liso de manera que queden realizados los citados huecos.

Las distribuciones interiores se realizarán con tabique hueco doble lucido de yeso por ambas caras, excepto en las divisiones de los aseos que estarán jaharradas con mortero de cemento y posteriormente alicatadas.

Las estancias correspondientes a la sala de control, despacho y aseos, contarán con falso techo registrable a partir de placas de escayola.

**Solados y alicatados:** Todos los solados del edificio se ejecutarán de terrazo, excepto en los aseos que se ejecutarán a base de piezas de cerámica esmaltada.

El cuarto de celdas presentará un suelo técnico, formado por piezas metálicas desmontables, montadas sobre perfilera metálica específica, de manera que pueda ser practicable el espacio bajo el mismo, por donde discurren todos los cableados de control y potencia.

El pavimento exterior se resolverá a base de piezas de terrazo para exteriores antideslizantes, con dimensiones de 30x30, rematadas por un bordillo de remate.

**Carpintería:** La carpintería interior se ejecutará en madera para barnizar.

La carpintería exterior se ejecutará de aluminio anodizado en color, en las ventanas correspondientes a la sala de control y despacho, siendo de piezas prefabricadas de hormigón el resto de las ventanas, en las que dos de las piezas de cada hueco serán practicables mediante bastidores de acero galvanizado.

**Cerrajería:** Las puertas exteriores del edificio, así como las posibles rejas de protección de las ventanas se ejecutarán con perfilería metálica en acero galvanizado.

**Evacuación:** Las aguas pluviales se recogerán en la cubierta mediante canalones para proteger el edificio del retorno contra el cerramiento por el efecto del viento. Todos los albañales serán de PVC con junta tórica, con las correspondientes arquetas. Los bajantes También serán de PVC. Se dispondrá de fosa séptica para las aguas fecales.

**Electricidad y alumbrado:** El suministro de energía eléctrica se realizará desde los cuadros de servicios auxiliares. Se instalarán el conjunto de medidas y dispositivos privados de mando y protección, así como el cuadro general de distribución y el de conmutación. La distribución energética se hará por líneas generales y cuadros secundarios de función, a partir de los cuales se alimentan los receptores de alumbrado y fuerza motriz. Se colocarán luminarias adosadas, estancas, con chasis de poliéster reforzado con fibra de vidrio, difusor de metacrilato, equipadas con tubos fluorescentes de diámetro 26 mm.

**Lampistería y sanitarios:** La red de distribución interior será en acero galvanizado en montaje superficial en paredes y techos. La producción de agua caliente sanitaria para el vestuario será a partir de un termo eléctrico de acumulación situado en el mismo lugar de consumo. Todos los aparatos sanitarios serán de porcelana vitrificada blanca. La grifería y complementos serán de calidad media.

**Contra incendios y especiales:** El edificio cumplirá tanto en su protección como en los equipos de extinción el Código Técnico de la Edificación. Se hará la instalación necesaria para dotar al edificio de los equipamientos de telefonía, interfonía e informática.

**Estructura metálica:** La estructura metálica estará constituida por perfiles metálicos normalizados de alma llena, electrosoldados y galvanizados en caliente. Dispondrá de los herrajes, tornillería y restantes elementos necesarios para la fijación de cajas de centralización, sujeción de cables, anclaje a la cimentación, etc.

**Cerramiento perimetral:** Todo el recinto de la subestación estará protegido por un cierre de malla metálica para evitar el acceso a la misma de personas ajenas al servicio. La altura del cierre será como mínimo de 2,4 metros de acuerdo a lo especificado en el Apartado 3.1 del ITC-RAT 15. Se instalará para el acceso a la subestación una puerta metálica para el acceso de vehículos de dos hojas y cinco metros de anchura.

**Drenaje de aguas pluviales:** Para asegurar el drenaje y la adecuada evacuación de las aguas pluviales, se dispondrán a lo largo del recinto de los necesarios sumideros conectados a arquetas o pozos de registro de la red de aguas pluviales. Perimetralmente se dispondrá de una cuneta que evite que el agua exterior entre al interior del recinto.

**Cimentaciones:** Las cimentaciones serán de hormigón armado, estables al vuelco en las condiciones más desfavorables y se dimensionarán para soportar los esfuerzos a que han de estar sometidas, en función de la capacidad portante del terreno de apoyo.

Estas cimentaciones corresponden a los siguientes elementos:

- Autoválvulas y botellas 30 kV, herrajes 30 kV.
- Reactancia de puesta a tierra.
- Batería de condensadores.
- Transformador de potencia, con cubeta de recogida de aceites en caso de derrame del mismo.
- Autoválvulas 66 kV.
- Transformadores de intensidad.
- Transformadores de tensión.
- Interruptores.
- Seccionadores.
- Pórticos metálicos.

**Viales interiores:** El acceso al recinto se propone desde el camino colindante situado al norte del mismo. Interiormente se propone un vial que separa la zona de transformadores del edificio de control. Este vial de 5 metros de ancho, que irá pavimentado con mezcla bituminosa en caliente tipo D-12 sobre capa de zahorra artificial, llega al final de la parcela y permite posicionar los vehículos junto al edificio de control. El resto de la superficie del recinto, dispondrá de una capa de gravilla de 15 mm de tamaño máximo y 10 mm de espesor. Previamente se habrá de aplicar un producto fungicida que evite el nacimiento de vegetación en todo el recinto de la subestación.

**Canalizaciones eléctricas:** En el interior de la parcela de la subestación, todos los cables eléctricos irán en canales de hormigón armado que dispondrán de tapas de hormigón o metálicas que permitan su inspección. Además, se realizará un agujero de drenaje en la solera cada 2 metros.

Los cruces de viales se realizarán con tubos de PVC protegidos con hormigón, con un 30% de tubos libres como reserva, y canales de tapa reforzada. Se procurará minimizar el número de cruces juntando varias tuberías en un único cruce. El conjunto se protegerá con hormigón armado de 150x150x6 mm, formando un bloque. En cada cruce se dejará un 30% de tubos libres para futuro paso de cable.

Todos los tubos de cables enterrados tendrán una capa mínima de 290 mm sobre ellos que ascenderá a 750 mm en cruces de caminos y carreteras, si no va protegido con hormigón. Para evitar la entrada de agentes perjudiciales, se sellará la entrada de los tubos o conductos.