

**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 ENERGÍA EÓLICA ÁBREGO, S.L.U. AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA PARA EL PARQUE EÓLICO CAMPILLO DE ALTOBUEY FASE I DE 75 MW, INCLUIDAS LAS SUBESTACIONES 30/132 KV Y 132/400 KV, LAS LÍNEAS SUBTERRÁNEAS A 30 KV Y LA LÍNEA AÉREA A 132 KV PARA EVACUACIÓN, UBICADO EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE CAMPILLO DE ALTOBUEY, INIESTA, PUEBLA DEL SALVADOR Y MINGLANILLA, EN LA PROVINCIA DE CUENCA.**

**Expediente nº: INF/DE/064/19**

## **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 Barcelona, a 4 de julio de 2019.

Vista la solicitud de informe formulada por la Dirección General de Política Energética y Minas en relación con la Propuesta de Resolución por la que se otorga a ENERGÍA EÓLICA ÁBREGO, S.L.U. autorización administrativa previa para el proyecto de Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase I de 75 MW, incluidas las subestaciones 30/132 kV y 132/400 kV, las líneas subterráneas a 30 kV y la línea aérea a 132 kV para evacuación, ubicado en los términos municipales de Campillo de Altobuey, Iniesta, Puebla del Salvador y Minglanilla, en la provincia de Cuenca, 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 5 de junio de 2014 ABO WIND ESPAÑA, S.A.U. (en adelante ABO WIND), como promotor del Parque Eólico Campillo de Altobuey de 250 MW (por entonces no se había subdividido aún en varias fases), solicitó capacidad de acceso y punto de conexión en la subestación Minglanilla 400 kV.

Con fecha 1 de enero de 2015 ABO WIND comenzó el estudio de avifauna anual con la metodología y el alcance que pactó con los Servicios Periféricos de Medio Ambiente de Cuenca, con el compromiso de remitir inventarios semestrales.

Con fecha 11 de febrero de 2015 ABO WIND solicitó al Ayuntamiento de Campillo de Altobuey informe sobre la clasificación urbanística y usos permitidos de las parcelas en que se ubicará el parque eólico, así como Certificado de Compatibilidad Urbanística que confirme la compatibilidad de la actividad que se pretende desarrollar con el planteamiento urbanístico vigente. Con fecha 12 de marzo de 2015 se remitió a ABO WIND certificado que *«informa favorablemente la compatibilidad de la ejecución e instalación de la actividad de un parque eólico»* en las parcelas afectadas, además de un informe sobre la clasificación urbanística y usos permitidos en las parcelas catastrales afectadas, donde se indica que todas ellas se encuentran en suelo rústico.

Mediante contrato de cesión de fecha 15 de mayo de 2015, ABO WIND cedió y transmitió a la mercantil ENERGÍA EÓLICA ÁBREGO, S.L.U. (en adelante E.E.ÁBREGO) la posición y titularidad respecto a los escritos mencionados, quedando, como consecuencia, subrogada en la posición jurídica que tenía la parte cedente (ABO WIND) en los mismos.

Por otra parte, debido a dificultades en la tramitación administrativa del proyecto inicial 'Parque Eólico Campillo de Altobuey de 250 MW', el proyecto inicial ha quedado finalmente dividido en tres, siendo E.E.ÁBREGO el titular del denominado Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase I de 75 MW' (en adelante P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I).

Con fecha 6 de abril de 2015 tuvo entrada en el entonces Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR)<sup>1</sup> solicitud de E.E.ÁBREGO respecto al alcance del Estudio de Impacto Ambiental para el 'Parque Eólico Campillo de Altobuey y su infraestructura de evacuación'. Con fecha 22 de mayo de 2015 solicitó al MINETUR que diera traslado al órgano correspondiente del documento ambiental para determinar dicho alcance. La Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) del MINETUR remitió el oficio correspondiente, con fecha 28 de mayo de 2015, a la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA). Mediante Resolución de la mencionada Dirección General de 4 de diciembre de 2015 se formuló el documento de alcance para la evaluación ambiental del proyecto P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I, esto es, la determinación del alcance del Estudio de Impacto Ambiental (EsIA).

Con fecha 1 de abril de 2016, E.E. ÁBREGO ha depositado aval en virtud de lo dispuesto en el artículo 59 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre,

---

<sup>1</sup> Actual Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO).

por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (tras la modificación producida por el artículo primero del Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico), con el objetivo de responder a las obligaciones del proyecto P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I, hecho que se ha comunicado a los organismos competentes.

Con fecha 25 de enero de 2017 tuvo entrada en la Dirección del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca solicitud por parte de E.E.ÁBREGO de Autorización Administrativa Previa y Declaración de Impacto Ambiental para el proyecto de P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I y su infraestructura de evacuación.

El EsIA se sometió conjuntamente con el Anteproyecto al trámite de información pública, previos anuncios en el Boletín Oficial de la Provincia de Cuenca número 19 y en el Boletín Oficial del Estado (BOE) de 13 de febrero de 2017. Asimismo, se realizó consulta a las Administraciones públicas afectadas y a las personas interesadas, recibiendo respuesta de muchas de ellas, dando traslado de estas al promotor del proyecto, que ha aceptado los condicionados establecidos en las mismas y en las alegaciones recibidas durante el trámite de información pública.

Con fecha 5 de junio de 2017, la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca emitió Informe sobre la tramitación del expediente relativo a la Autorización Administrativa Previa y Declaración de Impacto Ambiental del Anteproyecto del P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I y su infraestructura de evacuación, mediante el que considera cumplido el trámite de información pública y consultas requerido, remitiéndolo a la DGPEM para su remisión al órgano ambiental y resolución del expediente.

Finalmente, mediante Resolución de 28 de febrero de 2018 de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural del Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente (MAPAMA<sup>2</sup>), se ha formulado Declaración de Impacto Ambiental (DIA) favorable a la realización del proyecto P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I y su infraestructura de evacuación, siempre y cuando se realice en las alternativas y condiciones señaladas en la propia resolución y se apliquen las medidas preventivas y correctoras propuestas y aceptadas por el promotor durante el proceso de evaluación de impacto ambiental.

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

Con fecha 5 de junio de 2014 ABO WIND presentó ante REE solicitud de acceso y conexión para el Parque Eólico Campillo de Altobuey de 250 MW (100 aerogeneradores de 2,5 MW cada uno). El promotor proponía la conexión

---

<sup>2</sup> En la actualidad las funciones de calidad y evaluación ambiental han sido asumidas por el Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO).

a la red de transporte de la generación prevista a través de una nueva posición de transporte en la actual subestación Minglanilla 400 kV. Mediante escrito de fecha 29 de julio de 2014 REE informó a ABO WIND que la ampliación de la mencionada subestación no estaba incluida en la Planificación vigente en ese momento (2008-2016), por lo que no era posible otorgar dicho permiso.

Con fecha 18 de diciembre de 2015, una vez aprobada la planificación energética para el periodo 2015 a 2020, E.E. ÁBREGO<sup>3</sup> remitió a REE solicitud de acceso en la que comunica que realiza solicitud coordinada por un contingente de 250 MW para tres parques eólicos: P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I de 75 MW, cuyo titular es E.E.ÁBREGO; Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase II de 87,5 MW, cuyo titular es ABO WIND; Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase III de 87,5 MW, cuyo titular es ABO WIND.

Con fecha 1 de marzo de 2016 REE, informó que en el nudo de Minglanilla 400 kV ya existía una instalación eólica de 300 MW tramitada, con su autorización de acceso y conexión, así como dos instalaciones fotovoltaicas de 250 y 300 MW respectivamente, con su autorización de acceso. La conexión del contingente de generación solicitada resultaría técnicamente viable desde el punto de vista zonal con influencia sobre el nudo solicitado, pero no resultaría viable en el ámbito nodal puesto que excedería la máxima capacidad de conexión calculada según el límite por potencia de cortocircuito en Minglanilla 400 kV. Por tanto, REE no otorga permiso de acceso para los parques eólicos denominados Campillo de Altobuey Fase I, II y III y sugiere que realice una nueva solicitud de acceso que se ajuste a la capacidad solicitada, proponiendo un nudo alternativo para la conexión de los nuevos parques eólicos.

Mediante escrito de fecha 28 de marzo de 2018, REE actualizó la contestación de acceso coordinado a la red de transporte en la subestación Minglanilla 400 kV, como consecuencia de la incorporación de cuatro nuevos parques eólicos y ocho nuevas instalaciones fotovoltaicas adicionales al Parque Eólico GECAMA de 300 MW que ya tenía permiso de acceso y conexión, lo cual supone un contingente total de 1.000 MW de potencia instalada, de los cuales 300 MW se corresponden con los cuatro nuevos parques eólicos y 400 MW con las ocho nuevas instalaciones fotovoltaicas. El escrito informa, además, que se ha identificado a ABO WIND como Interlocutor Único de Nudo (IUN) para la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión, según comunicación recibida de la Junta de Castilla-La Mancha. La conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en dos potenciales fases de instalación a través de la posición planificada en Minglanilla 400 kV:

- Fase 1: Incorporaría el Parque Eólico GECAMA, que ya cuenta con permiso de acceso y conexión, que el escrito de REE actualiza al incorporar la tramitación coordinada y aspectos de la solución de conexión.

---

<sup>3</sup> Con fecha 15 de mayo de 2015 ABO WIND cedió y transmitió a E.E.ÁBREGO la titularidad respecto a determinados escritos tramitados respecto al Parque Eólico Campillo de Altobuey, por lo que quedó subrogada en la posición jurídica que tenía ABO WIND en los mismos.

- Fase 2: Incorporaría toda la generación eólica y fotovoltaica prevista por un contingente total de 1.000 MW que no cuenta con autorización administrativa, y que introduce una nueva configuración de conexión en el nudo modificando la instalación de enlace prevista en la Fase 1.

La línea de evacuación no pertenecerá a la red de transporte, sino que constituirá, junto a la posición de la red de transporte, la instalación de enlace conjunta configuración Tipo A según establece el Procedimiento de Operación 12.2. Los estudios realizados por REE en el escenario energético y de desarrollo de red de medio plazo establecido en la planificación vigente 2015-2020 concluyen que, en el ámbito nodal, la conexión del contingente de generación solicitada resultaría técnicamente viable en las dos potenciales fases previstas con determinadas consideraciones. Se informa que, si se confirmara la instalación de la generación existente y prevista que cuenta con permiso de acceso, se podría superar la capacidad técnica de la red de transporte en determinadas situaciones en ambos ámbitos, nodal y zonal, por lo que la generación con conexión en Minglanilla 400 kV y resto de nudos del eje podría estar sometida a restricciones de producción en los correspondientes escenarios de operación para preservar en todo momento la seguridad del sistema.

Mediante escrito de fecha 3 de abril de 2019, REE remitió al IUN los informes de Cumplimiento de Condiciones Técnicas para la Conexión (ICCTC) y de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC) relativos a la solicitud de conexión coordinada en la actual subestación Minglanilla 400 kV para las instalaciones de generación renovables detalladas en la solicitud cuyo acceso y conexión a la red de transporte se considera aceptable, con las consideraciones antes indicadas. Este escrito otorga permiso de acceso y conexión a la red de transporte para las instalaciones incluidas en el mismo, sujeto a los condicionantes indicados en los informes ICCTC e 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 refleje 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.

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 16 de abril de 2019 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 E.E.ÁBREGO autorización administrativa previa para el proyecto P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I de 75 MW, incluidas las subestaciones 30/132 kV y 132/400 kV, las líneas subterráneas a 30 kV y la línea aérea a 132 kV para evacuación. Con fecha 23 de abril de 2019 se ha adjuntado, asimismo, un CD con la documentación necesaria según establece

el Capítulo II del Título VII del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, entre otras: a) el Anteproyecto de la instalación eólica y su infraestructura de evacuación —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; d) Informe de la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca, y e) 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 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.
- Ley 9/2018, de 5 de diciembre, por la que se modifica la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, la Ley 21/2015, de 20 de julio, por la que se modifica la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes y la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
- 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 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 E.E.ÁBREGO ha presentado, con fecha 25 de enero de 2017, solicitud de autorización administrativa previa para el P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY<sup>4</sup> de 75 MW, las subestaciones a 30/132 kV y a 132/400 kV, las líneas subterráneas a 30 kV y la línea aérea de evacuación a 132 kV, y que el expediente ha sido incoado en la Dependencia del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca. 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 dicha Dependencia del Área de Industria y Energía emitió informe respecto al Proyecto con fecha 5 de junio de 2017.

Asimismo, la Propuesta indica que el anteproyecto de la instalación y su estudio de impacto ambiental han sido sometidos al procedimiento de evaluación de impacto ambiental, habiendo sido formulada DIA favorable mediante Resolución de fecha 28 de febrero de 2018, de la entonces Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural del MAPAMA, en la que se establecen las opciones para ubicar las instalaciones en el condicionado incluido en la misma.

La Propuesta informa que la evacuación del parque eólico se realizará mediante la conexión a la red de transporte con la subestación Minglanilla 400 kV, propiedad de REE, a través de una nueva posición contemplada en la “Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020” aprobada mediante Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015.

---

<sup>4</sup> La Propuesta no denomina al Parque Eólico Fase I. Desde la CNMC cabe recomendarlo, ya que existen otras dos fases del mismo. Por tanto, se denominaría ‘Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase I’.

Por otra parte, se indica que REE emitió, en fecha 3 de abril de 2019, el ICCTC y el IVCTC, relativos a la solicitud para la conexión del parque eólico a la red de transporte con la subestación Minglanilla 400 kV.

Asimismo, la Propuesta informa que la infraestructura de evacuación cuenta con cinco líneas de interconexión subterráneas a 30 kV, que unen los aerogeneradores con la subestación 30/132 kV del parque, que se conectará mediante una línea aérea a 132 kV con la subestación 132/400 kV, común a varios parques eólicos, y que a su vez se conectará a la red de transporte a través de una línea aérea a 400 kV. Dicha infraestructura de evacuación está dentro del ámbito de la resolución, a excepción de la línea eléctrica a 400 kV, que es común a varios parques eólicos y es parte de la línea de evacuación del Parque Eólico GECAMA de 300 MW, que cuenta con autorización administrativa de la Dirección General de Política Energética y Minas de fecha 17 de enero de 2018.

Visto lo anterior, se propone otorgar a E.E.ÁBREGO la Autorización Administrativa Previa para el P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY de 75 MW, las subestaciones a 30/132 kV y a 132/400 kV, las líneas subterráneas a 30 kV y la línea eléctrica a 132 kV. La Propuesta describe las principales características de la instalación: se trata de un parque eólico con una potencia instalada de aproximadamente 75 MW (30 aerogeneradores de 2,5 MW cada uno), en el término municipal de Campillo de Altobuey, en la provincia de Cuenca; las líneas subterráneas a 30 kV serán cinco circuitos con origen en los aerogeneradores y destino la subestación a 30/132 kV del parque; la subestación de transformación a 30/132 kV del parque tendrá una posición de transformación y estará ubicada en Campillo de Altobuey, en la provincia de Cuenca; la línea eléctrica de alta tensión 132 kV, que será una línea de corriente alterna trifásica de aproximadamente 17,9 kilómetros de longitud, tendrá como origen la subestación a 30/132 kV del parque eólico y como final la subestación a 132/400 kV, y afectará a los términos municipales de Campillo de Altobuey, Iniesta, Puebla del Salvador y Minglanilla, en la provincia de Cuenca; la subestación 132/400 kV, ubicada en Minglanilla, servirá de subestación colectora CAMPILLO DE ALTOBUEY FASE I y otros parques eólicos, con una posición de transformación.

Por otra parte, la Propuesta recuerda que la autorización de la línea eléctrica a 400 kV con origen en la subestación 132/400 kV y destino la subestación Minglanilla 400 kV, propiedad de REE, no está dentro del ámbito de la propia autorización.

Además, indica que E.E.ÁBREGO deberá cumplir todas las condiciones aceptadas durante la tramitación, las impuestas en la DIA y las que en la Resolución de autorización administrativa de construcción pudieran establecerse, así como las normas técnicas y procedimientos de operación que establezca el Operador del Sistema.

Asimismo, la Propuesta establece que, antes de transcurridos veinticuatro meses, E.E.ÁBREGO presentará el proyecto de ejecución de la instalación que

se autoriza, elaborado conforme a los reglamentos técnicos en la materia y, en forma de separata, aquellas partes del proyecto que afecten a bienes, instalaciones, obras, servicios o zonas dependientes de otras Administraciones, Organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general, para que éstas establezcan el condicionado técnico procedente. Si transcurrido dicho plazo no hubiera solicitado la autorización administrativa de construcción de dicho proyecto de ejecución, la presente autorización caducaría.

## 4. CONSIDERACIONES

### 4.1 Condiciones técnicas

#### 4.1.1 Condiciones de eficiencia energética

El documento de Greenpeace y el Consejo Mundial de Energía Eólica '*Perspectivas globales de la energía eólica*' ya comentaba en el año 2006 que *«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»*.

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. En 2017, según datos presentados en el Informe de la Asociación Empresarial Eólica (AEE) '*Estudio macroeconómico del impacto del sector eólico en España 2016/2017*', el sector eólico empleaba directamente a 12.635 trabajadores y, debido al efecto arrastre o indirecto sobre otras actividades derivadas del sector, también generaba 9.942 empleos indirectos. Por tanto, el sector eólico empleaba de forma directa o indirecta a 22.578 profesionales en 2017. En dicho año el empleo en el sector aumentó un 9%, debido a que la contratación de profesionales para afrontar la instalación de la potencia eólica adjudicada en las subastas de 2016 y 2017, así como al fuerte desarrollo de la energía eólica en los mercados internacionales, lo que ha supuesto una oportunidad para las compañías españolas.

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 tecnología eólica posee un balance energético muy positivo. Sobre un ciclo de vida promedio de un aerogenerador, las pocas emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con su fabricación, instalación y mantenimiento, se compensan después de los primeros tres o seis meses de operación. Tanto el Estudio de Impacto Ambiental (EsIA) realizado para el P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I como el propio Anteproyecto han estimado una producción energética bruta para el parque que, para un factor de emisión de 263 gCO<sub>2</sub>eq/kWh (mix eléctrico 2018), supone que las emisiones evitadas serían de 79.490 toneladas de CO<sub>2</sub>/año, lo que supondría unas 1.987.258 toneladas de CO<sub>2</sub>eq durante la vida útil del parque (25 años).

El informe '*Visión de la energía eólica en Europa*' publicado por WindEurope<sup>5</sup> el 12 de septiembre de 2018 indica que la energía eólica en Europa está en camino de un crecimiento sólido en los próximos cinco años, ya que estima que la capacidad de energía eólica instalada en Europa crecerá a un promedio de 16,5 GW al año hasta 2022. Considera que en 2019 la industria eólica marcará un nuevo récord en instalaciones anuales con 19,8 GW. Prevé que en los próximos cinco años se instalarán 82,3 GW de energía eólica, por lo que se espera que Europa alcance los 253 GW de capacidad instalada para 2022. La mayoría de las nuevas instalaciones serán en tierra (*onshore*), unos 65,9 GW, en comparación con 16,5 GW previstos como nuevas instalaciones de energía eólica marina (*offshore*).

Los aerogeneradores cada vez más grandes ayudarán a impulsar este crecimiento, ya que para el caso de la tecnología *onshore* se están ya utilizando turbinas del rango 4-5 MW, pero para las instalaciones *offshore* se están instalando máquinas de hasta 8 MW de potencia e incluso se están diseñando de 12 MW. Hacer aerogeneradores más grandes significa, por una parte, generar más energía a menor precio, pero además supone un mayor factor de capacidad<sup>6</sup>, dato importante para considerar factible económicamente el parque. Por tanto, la evolución de los aerogeneradores ha provocado que los nuevos parques eólicos tengan mejores factores de capacidad: según datos del Departamento de Energía de los Estados Unidos, el factor de capacidad medio de los proyectos construido entre 1998 y 2001 era del 25,4%, el de los construidos entre 2004 y 2011 era del 32,1% y el de los construidos en 2014 y 2015 del 42,5%. En España, y según los datos de Red Eléctrica, el factor de carga medio de los parques eólicos es alrededor del 25%. El aerogenerador diseñado con 12 MW de potencia tendrá un factor de capacidad del 63% con unas condiciones de recurso eólico "*típicas del Mar del Norte alemán*". Incluso ya se ha alcanzado en el parque eólico marino Hywind, en Escocia, un factor de capacidad del 65% en sus tres primeros meses de funcionamiento.

---

<sup>5</sup> Anteriormente era la Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA, *European Wind Energy Association*), es una asociación con sede en Bruselas que promueve el uso de la energía eólica en Europa.

<sup>6</sup> Cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga todo el tiempo.

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 limitar el desarrollo de la energía eólica en la Comunidad de Castilla-La Mancha.

En cuanto al aprovechamiento de los recursos, antes de proponer la localización del parque eólico se ha realizado una Evaluación del recurso eólico y un Estudio de viabilidad económica del proyecto y previsiones de producción. Para la evaluación se ha contado con los datos de velocidad y dirección de viento de una torre de medición de recurso eólico en Campillo, instalada por E.E.ÁBREGO en la zona de implantación de aerogeneradores a finales de julio de 2013. Se han tomado mediciones a 60, 40 y 20 metros del suelo. Teniendo en cuenta el análisis de los datos y los resultados obtenidos en la modelización del campo de viento, se ha considerado la instalación de 30 aerogeneradores de 2,5 MW (rotor de 126 metros de diámetro y 129 metros de altura de buje, modelo G126) con curva de potencia adaptada a la densidad del aire del emplazamiento analizado, lo que supone una potencia instalada de 75 MW. Se ha realizado una previsión de la producción eléctrica del parque eólico mediante el paquete de software WindPro, modelización a partir del modelo WAsP 11 Version 11.05.0002<sup>7</sup>, obteniendo una estimación de producción bruta de 302.244 MWh/año (estimaciones realizadas en noviembre de 2016) y neta (descontadas las pérdidas) de 265.482 MWh/año, lo que supone 3.539,8 horas equivalentes de funcionamiento/año, un factor de capacidad del 40,4 % y una eficiencia del parque del 87,8%.

En cuanto a la elección del modelo de aerogenerador para el proyecto, el G126 de GAMESA, se trata de una máquina de doble alimentación asíncrona de seis polos. Es un generador eficiente enfriado mediante intercambiador de aire. El sistema de control permite la operatividad a velocidad variable empleando el control de intensidad de frecuencia del rotor. Puede funcionar dentro de un amplio rango de velocidades, maximizando producción y minimizando pérdidas y ruidos. Está protegido contra cortocircuitos y sobrecargas. Los sensores instalados en el estator, los cojinetes y el anillo colector monitorean la

---

<sup>7</sup> El paquete de software WAsP es el estándar de la industria para la evaluación de recursos eólicos, el emplazamiento y el cálculo del rendimiento energético de los aerogeneradores y parques eólicos.

temperatura constantemente. Permite una progresiva conexión y desconexión con la red exterior y el control de la potencia activa y reactiva.

La multiplicadora que transmite la energía del eje principal al generador tiene engranajes que han sido diseñados para alcanzar una alta eficiencia con niveles bajos de ruido y vibraciones. El eje de alta velocidad está unido al generador mediante un acoplamiento flexible con limitador de torsión que previene de cargas excesivas en la cadena de transmisión.

Para el diseño de los transformadores de la subestación se ha establecido que cumplirán los requisitos mínimos de eficiencia energética (Ecodiseño), según el Reglamento (UE) nº 548/214 por el que se desarrolla la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, por el que se establecen los requisitos de diseño ecológico para los transformadores de potencia. Se cumplirá lo especificado en el cuadro 1.7 del Anexo I para los valores del Índice de Eficiencia Máximo (PEI<sup>8</sup>).

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

El Anteproyecto presentado habrá de estar 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: Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación, y sus desarrollos posteriores; Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo; Orden de 9 de marzo de 1971 por la que se aprueba la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo y sus modificaciones posteriores; Real Decreto 1627/97, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción; Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción; Real Decreto 1110/2007 de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del Sistema Eléctrico; 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 condiciones técnicas y garantías de seguridad en

---

<sup>8</sup> Valor máximo de la relación entre la potencia transmitida aparente de un transformador menos sus pérdidas eléctricas y la potencia transmitida aparente del transformador. Para 50 MVA de potencia asignada se establece un valor mínimo del PEI de 99,696% y para 63 MVA el valor mínimo del PEI es de 99,709%, en una primera etapa desde julio de 2015. Para potencias asignadas intermedias el PEI se obtendrá por interpolación lineal.

instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23, y diversas Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética, Normas UNE<sup>9</sup>, Normas CEI<sup>10</sup> y ordenanzas municipales.

El aerogenerador cuenta con un sistema de orientación activo (para mantener el rotor permanentemente a barlovento), regulado con desvío activo de *pitch* (lo que permite controlar la velocidad del rotor de la turbina variando el ángulo de ataque de las aspas) con un generador de velocidad variable y convertidor electrónico. Está regulado por un sistema de cambio de paso independiente en cada pala. El sistema de control permite operar el aerogenerador a velocidad variable maximizando en todo momento la potencia producida y minimizando las cargas y el ruido.

Las temperaturas límites operacionales estándar de esta turbina y con altura de buje de 129 metros son de -20 °C y 40 °C y son capaces de funcionar de manera continua con un 95% de humedad, incluso con un 100% de humedad durante periodos inferiores al 10% de su tiempo habitual de funcionamiento.

La ráfaga máxima de viento admisible para el generador sería la correspondiente a un viento de 52,5 metros por segundo durante un máximo de 3 segundos. El rotor está diseñado para una velocidad de funcionamiento de 11,59 revoluciones por minuto, velocidad que se regula mediante una combinación entre el ajuste del ángulo del *pitch* de las palas (uno por pala) y el control del par generador/convertidor<sup>11</sup>.

La turbina eólica está montada en la parte superior de una torre tubular en cuyo interior hay dispuestas plataformas y sistema de iluminación, así como una escalera dotada con sistema de seguridad adecuado que da acceso a la góndola (escalera de acceso en espina de pez hasta la parte superior con un Sistema de Seguridad de Carril Tipo Carabelli —anticaídas / línea de vida).

---

<sup>9</sup> Normas UNE: Acrónimo de 'Una Norma Española'. Son un conjunto de normas, normas experimentales e informes (estándares) creados en los Comités Técnicos de Normalización (CTN) de la Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR).

<sup>10</sup> CEI: Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), conocida por sus siglas en inglés (IEC, *International Electrotechnical Commission*), es una organización de normalización en los campos eléctrico, electrónico y tecnologías relacionadas. está integrada por los organismos nacionales de normalización.

<sup>11</sup> Este sistema de *pitch* activo, mediante reguladores hidráulicos independientes en cada pala, permite ajustar de forma independiente su ángulo de orientación mientras están operativas y regular la velocidad de la turbina en casos de viento superior al nominal permitiendo a la pala perder el exceso de fuerza aerodinámica manteniendo la generación. Cada una de las palas recibe la información necesaria para su regulación de manera independiente de forma que se puede actuar sobre cada pala y parar la turbina en caso de fallo, simplemente retirando las palas del viento, llevándolas a la posición de bandera longitudinalmente al viento es suficiente para frenar el rotor de forma segura llevándolo a modo ralentí. Esta redundancia en el frenado aerodinámico al tener las tres palas provistas con sistemas de regulación independientes aporta más seguridad en el caso de que se produzca el fallo de una de ellas.

El Anteproyecto adjunta de forma detallada los cálculos realizados para las distintas instalaciones, para los que se han tenido presentes las Normas nacionales e internacionales, así como el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) conforme al Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, así como las Recomendaciones UNESA (se han calculado coeficientes de seguridad, distancias de seguridad, etc.).

Se presenta un listado exhaustivo de toda la normativa considerada a efectos de proyectar unas instalaciones seguras, caso del sistema de 30 kV, que utilizará el grado de aislamiento correspondiente a tensión soportada a impulso de rayo, así como las distancias mínimas de aislamiento en el aire, entre fases y fase a tierra según ITC (Instrucción Técnica Complementaria) MIE-RAT 12 'Aislamiento', también de aplicación en los niveles de aislamiento adoptados para las subestaciones y línea de evacuación. El Reglamento también prescribe una serie de distancias de seguridad, que se recogen en la instrucción ITC-RAT 15 'Instalaciones Eléctricas de Exterior', y que garantizan la accesibilidad a la instalación para la realización fundamentalmente de las operaciones habituales. Asimismo, las distancias de seguridad y el aislamiento necesario en las líneas aéreas de evacuación y entrega se justificarán en el proyecto de ejecución y cumplirán con lo indicado en la ITC-LAT 07 'Líneas aéreas con conductores desnudos' del Reglamento de Líneas eléctricas de alta tensión.

Por otra parte, se instalará un sistema de alarma de intrusismo, que deberá integrarse en el control de la subestación o en el centro de control del parque, que estará compuesto por: una centralita compacta microprocesada, una sirena exterior, detectores volumétricos y detectores magnéticos de alta potencia en las puertas.

El Anteproyecto también hace referencia al equipamiento de prevención de incendios en cada uno de los elementos que constituyen la instalación total, de forma que, en aplicación de las prescripciones de la ITC-RAT 15, se utilizarán materiales que prevengan y eviten la aparición del fuego y su propagación a otros puntos de la instalación al exterior del parque de intemperie. Se utilizarán para ello medidas activas y pasivas para la prevención del fuego y sus efectos. Los transformadores y demás aparataje contarán con dispositivos de protección que los desconecten de la red ante situaciones en la que se pudiera tener peligro de incendio (cortocircuitos, sobrecargas, etc.). En el área de transformación —que tiene material inflamable y carga de fuego, aunque el aceite aislante (la norma UNE-EN 60296 fija el punto de inflamación) puede ser considerado de baja peligrosidad por tener un punto de inflamación mayor a 61°C— se instalarán extintores portátiles en carretones de CO<sub>2</sub> y polvo ABC. En el edificio de control se aplicarán las prescripciones de la ITC-RAT 14 para la prevención de incendios en los edificios de la subestación, que establece que no es necesaria la instalación de un equipo de instalación automático.

Como medidas de seguridad activa se procederá a la instalación de equipamiento de detección y extinción de incendios en toda la instalación que

estará formado por una centralita compacta microprocesada, una alarma acústica manual/automática, detectores ópticos de humos, detectores termovelocimétricos y extintores de eficacia 21A 113B-C en el interior del edificio. Además, la Subestación “Campillo de Altobuey Fase I” contará con todos los materiales de protección individual y colectiva que indica el Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

Como medida de seguridad pasiva para evitar la propagación del fuego, en caso de que este se produjera, cada estancia del edificio de control se considerará un sector de riesgo de incendio independiente del resto, con división de los mismos, horizontal y verticalmente, por lo que se sellarán los huecos y pasos de cables entre estancias y a los armarios y cuadros de control y auxiliares, se instalarán cortafuegos en las bandejas de cables que discurren por el semisótano, los cables serán no propagadores del fuego o llama, se sellarán los cuadros una vez cableados con material no propagador del fuego o llama, el cable de fibra óptica será ignífugo e instalado aparte de los de fuerza y control, los paramentos del edificio de control tendrán la resistencia al fuego adecuada a su función y las puertas presentarán una resistencia al fuego EI290-C5.

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

Con fecha 5 de junio de 2014 ABO WIND, en calidad de promotor del Parque Eólico Campillo de Altobuey de 250 MW (100 aerogeneradores de 2,5 MW cada uno), presentó ante REE solicitud de acceso y conexión para dicho parque en la subestación de Minglanilla 400 kV.

Mediante escrito de fecha 29 de julio de 2014, REE informó a ABO WIND que, tras la publicación del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, el gestor de la red de transporte sólo podrá otorgar permisos de acceso sobre la red de transporte existente y en servicio o bien sobre la red de transporte planificada. Según proponía el promotor, la conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en la actual subestación Minglanilla 400 kV, y se materializaría a través de una nueva posición de transporte en dicha subestación (posición de transformador que permitiría la conexión del transformador de evacuación 400/132 kV de 250 MVA que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte). Sin embargo, REE recordaba en su escrito que la ampliación de la subestación con esta nueva posición, necesaria para la conexión física de la generación solicitada, no formaba parte de la Planificación vigente en ese momento (H2016)<sup>12</sup>, condición necesaria para dar por resuelto de forma favorable el procedimiento de acceso. Por tanto, REE informó que no era posible otorgar

---

<sup>12</sup> Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte, aprobada el 30 de mayo de 2008 y actualizada según Programa Anual establecido en la Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, Resolución de 27 de diciembre de 2012 y Modificación Puntual de la Planificación establecida en Orden IET/1132/2014, de 24 de junio.

dicho permiso de acceso. Sin embargo, en el escrito aclara que, según los estudios técnicos realizados para el escenario de red H2016, la conexión solicitada del contingente de generación del parque eólico resultaría técnicamente aceptable tanto desde el punto de vista zonal como nodal, aunque comunica que hay solicitudes de acceso para ese nudo por 1.752 MW.

ABO WIND transmitió a E.E.ÁBREGO, según contrato de 15 de mayo de 2015, la titularidad respecto a los escritos tramitados respecto al Parque Eólico Campillo de Altobuey, por lo que a E.E.ÁBREGO quedó subrogada en la posición jurídica que tenía ABO WIND.

Con fecha 19 de octubre de 2015, una vez aprobada la planificación energética para el periodo 2015 a 2020<sup>13</sup> y publicada en la página web del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR)<sup>14</sup>, E.E.ÁBREGO solicitó de nuevo el acceso a la red de transporte para el Parque Eólico Campillo de Altobuey de 250 MW.

Con fecha 18 de noviembre de 2015 REE requiere tanto a E.E. ÁBREGO como a ABO WIND subsanación de información en la solicitud de acceso. Con fecha 18 de diciembre de 2015 REE recibe respuesta en la que se comunica que se realiza solicitud coordinada por un contingente de 250 MW para tres parques eólicos —P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I de 75 MW, cuyo titular es E.E.ÁBREGO; Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase II de 87,5 MW, cuyo titular es ABO WIND; Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase III de 87,5 MW, cuyo titular es ABO WIND—, además de manifestar que, ante la no existencia de un Interlocutor Único de Nudo (IUN), realiza la solicitud coordinada de forma directa ante REE.

Con fecha 1 de marzo de 2016 REE, en su calidad de Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, remitió contestación informativa a ABO WIND respecto al acceso a la red de transporte en la subestación Minglanilla 400 kV para un contingente solicitado total de 250 MW correspondiente a los parques eólicos mencionados anteriormente. Tal y como se ha indicado, el promotor proponía la conexión a la red de transporte de la generación prevista en la subestación de Minglanilla 400 kV, a través de una nueva posición de transporte planificada en dicha subestación. REE informaba que en el nudo de Minglanilla 400 kV ya existía una instalación eólica de 300 MW tramitada, con su autorización de acceso y conexión, así como dos instalaciones fotovoltaicas de 250 y 300 MW respectivamente con su autorización de acceso. REE llevó a cabo los estudios de capacidad de la red de ámbito zonal y nodal, y concluyó que la conexión del contingente de generación solicitada resultaría técnicamente viable desde el punto de vista zonal con influencia sobre el nudo solicitado —que integra generación situada en Castilla-La Mancha o

---

<sup>13</sup> Horizonte 2020: “Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020”, elaborada por el MINETUR y aprobada en Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015 y publicado en la Orden IET/2209/2015 (BOE 23/10/2015).

<sup>14</sup> En la actualidad, Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO).

Comunidades adyacentes con evacuación sobre los nudos de la red de transporte situados en Castilla-La Mancha—, pero no resultaría viable en el ámbito nodal puesto que excedería la máxima capacidad de conexión calculada según el límite por potencia de cortocircuito en Minglanilla 400 kV, estimada en 734 MW de potencia producible simultánea máxima de aplicación a la generación renovable no gestionable, mientras que la previsión de conexión de generación eólica y no eólica en dicho nudo ascendería a 1.100 MW —los mencionados 300 MW eólicos con autorización de acceso y conexión, los citados 550 MW correspondientes a dos instalaciones fotovoltaicas con autorización de acceso y las tres instalaciones eólicas correspondientes a esta última solicitud que totalizan 250 MW—. Por tanto, REE no otorga permiso de acceso para los parques eólicos denominados Campillo de Altobuey Fase I, II y III y sugiere a ABO WIND que realice una nueva solicitud de acceso que se ajuste a la capacidad solicitada y que se lleve a cabo de forma coordinada a través del IUN correspondiente. Propone como nudo alternativo para valorar la conexión de los nuevos parques eólicos la subestación Requena 400 kV.

E.E.ÁBREGO depositó el aval que establece el artículo 59 bis del RD 1955/2000 el 1 de abril de 2016, hecho que se ha comunicado a REE en la misma fecha (registrado en REE con fecha 6 de abril de 2016), además de reiterar su solicitud de acceso y conexión.

Mediante escrito de fecha 28 de marzo de 2018, REE actualizó la contestación de acceso coordinado a la red de transporte en la subestación Minglanilla 400 kV, como consecuencia de la incorporación de cuatro nuevos parques eólicos y ocho nuevas instalaciones fotovoltaicas adicionales al Parque Eólico GECAMA de 300 MW que ya cuenta con permiso de acceso y conexión, lo cual supone un contingente total de 1.000 MW de potencia instalada (940,2 MW de potencia nominal) en la provincia de Cuenca, de los cuales 300 MW se corresponden con los cuatro nuevos parques eólicos y 400 MW (340,2 MW nominales) con las ocho nuevas instalaciones fotovoltaicas. El escrito informa, además, que se ha identificado a ABO WIND como IUN para la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión, según comunicación recibida de la Junta de Castilla-La Mancha. La conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en dos potenciales fases de instalación a través de la posición planificada en Minglanilla 400 kV:

- Fase 1 de conexión que incorporaría el Parque Eólico GECAMA que ya cuenta con permiso de acceso y conexión, que este escrito de REE actualiza al incorporar la tramitación coordinada y aspectos de la solución de conexión.
- Fase 2 de conexión que incorpora toda la generación eólica y fotovoltaica prevista por un contingente total de 1.000 MW que no cuenta con autorización administrativa, y que introduce una nueva configuración de conexión en el nudo modificando la instalación de enlace prevista en la Fase 1.

La conexión a la red de transporte se llevaría a cabo en el actual nudo de la red de transporte Minglanilla 400 kV y se materializaría a través de la nueva posición de la red de transporte planificada en dicha subestación en las dos fases antes mencionadas. La línea de evacuación no pertenecerá a la red de transporte, sino que constituirá, junto a la posición de la red de transporte, la instalación de enlace conjunta configuración Tipo A según establece el P.O 12.2<sup>15</sup>.

Para valorar las posibilidades de conexión de la 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>16</sup>, que permiten valorar las capacidades de producción y conexión<sup>17</sup> cumpliendo los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema incluidos en dicho Procedimiento de Operación. Los estudios se han realizado según el escenario energético y de desarrollo de red de medio plazo establecido en la planificación vigente<sup>18</sup> denominada Horizonte 2020 (H2020). Dichos estudios concluyen que, en el ámbito nodal para el nudo de Minglanilla 400 kV, que la conexión del contingente de generación solicitada resultaría técnicamente viable en las dos potenciales fases previstas, con las consideraciones siguientes:

- Considerando la limitación normativa aplicable en el procedimiento de acceso impuesta por el límite de potencia de cortocircuito (734 MW<sub>prod</sub>), según establece el RD 413/2014, el contingente de generación renovable no gestionable solicitado resultaría técnicamente viable según se ha descrito, con un margen adicional de capacidad de 9,8 MW<sub>prod</sub>, cuya conversión a generación eólica o fotovoltaica resultaría de la aplicación del criterio de simultaneidad entre ambas instalaciones de generación indicado [Ver nota al pie 'Capacidad de conexión (MW<sub>ins</sub>)'].
- Como resultado de los análisis de flujo de cargas asociados al Horizonte 2020 en las condiciones de disponibilidad del P.O.12.1 que valoran la aceptabilidad técnica para la evacuación de la generación solicitada

---

<sup>15</sup> Procedimiento de Operación 12.2 'Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio', 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). En función, entre otros criterios, de la distancia entre el parque de transporte y el de generación/consumo, la instalación de enlace entre ambos será en este caso del 'Tipo A', es decir, «*Por línea sin transformación*».

<sup>16</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>17</sup> Capacidad de conexión (MW<sub>ins</sub>) en función de la producción simultánea máxima (MW<sub>prod</sub>) compatible con la seguridad del sistema y resultante de los distintos estudios de REE (flujo de cargas, cortocircuito, estabilidad):  
$$MW_{insEÓLICA} \leq 1,25 * MW_{prod}$$
$$MW_{insNO EÓLICA} + (0,8/1,25) * MW_{ins EÓLICA} \leq MW_{prod}$$

<sup>18</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 MINETUR, aprobado en Acuerdo del Consejo de Ministros publicado en Orden IET/2209/2015 (BOE 23/10/2015).

mediante la realización de simulaciones en distintas situaciones estacionales/horarias y su posterior ponderación, siendo análisis de carácter nodal aplicados a Minglanilla 400 kV y de carácter zonal aplicados a los nudos con influencia mutua entre sí (eje de la red de transporte que integran los nudos de Olmedilla 400-Pinilla 400-Minglanilla 400-Belinchón 400-Villanueva de los Escuderos 400), se pone de manifiesto que, si se confirmara la instalación de la generación existente y prevista que cuenta con permiso de acceso, que totaliza 3.856,2 MW<sub>nom</sub> de generación renovable, cogeneración y residuos, incluyendo las instalaciones objeto de la presente comunicación, se podría superar la capacidad técnica de la red de transporte en ambos ámbitos, nodal y zonal, en algunas situaciones — especialmente en verano—. Como consecuencia, la generación con conexión en Minglanilla 400 kV y resto de nudos del eje, podría estar sometida a restricciones de producción en los correspondientes escenarios de operación, con objeto de preservar en todo momento la seguridad del sistema.

- Respecto al sistema de protección asociado a cada uno de los nuevos elementos de la instalación de generación y de conexión asociadas, se deberá cumplir con el equipamiento mínimo fijado en los criterios generales de protección del sistema eléctrico peninsular español (CGPs), que es función del tiempo crítico de cada parque, dependiente del desarrollo de generación y de red en dicho nudo en concreto y en la zona de influencia. Considerando los ambiciosos planes de instalación de generación renovable en dicha zona, sería recomendable equipar las instalaciones indicadas con el máximo nivel de equipamiento definido en los CGPs, con objeto de minimizar futuros cambios en el equipamiento por el aumento del grado de criticidad.

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 Minglanilla 400 kV:

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

Mediante escrito de fecha 3 de abril de 2019, REE remite al IUN —y éste, con fecha 11 de abril 2019, a E.E.ÁBREGO—, conforme a lo dispuesto en el artículo 57 del RD 1955/2000, el ICCTC y el IVCTC relativos a la solicitud de conexión coordinada en la actual subestación Minglanilla 400 kV, en la provincia de Cuenca, para las instalaciones de generación renovables detalladas en la solicitud y actualiza la contestación a la solicitud de conexión como consecuencia de la incorporación de nuevos parques eólicos y plantas fotovoltaicas cuyo acceso y conexión a la red de transporte se considera aceptable, con las consideraciones indicadas anteriormente. La conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en el actual nudo de la red de transporte Minglanilla 400 kV y se materializaría a través de la nueva posición de la red de transporte planificada en dicha subestación, lo que a su vez podría realizarse en una o dos fases asociadas a la instalación de enlace en función del avance de los diferentes proyectos.

Según el ICCTC procede otorgar permiso de conexión para las instalaciones de generación renovables (IGRES) incluidas en la solicitud —el Parque Eólico GECAMA que ya cuenta con el permiso de acceso y conexión y las otras doce instalaciones, cuatro de ellas parques eólicos y ocho parques fotovoltaicos, que cuentan con el permiso de acceso—, siempre que se ajuste a los requisitos que afirman cumplir, con las siguientes consideraciones indicadas en el mismo:

- La conexión en la subestación Minglanilla 400 kV podría realizarse en una o dos fases asociadas a la instalación de enlace, en función del avance de los diferentes proyectos.
- Las instalaciones previstas de generación y evacuación deberán cumplir las distancias mínimas reglamentarias con la red de transporte existente y planificada, lo que deberá comprobarse en detalle durante la tramitación y ejecución de los proyectos correspondientes.

Adicionalmente, en el IVCTC se ponen de manifiesto los condicionantes existentes, los aspectos pendientes de cumplimentación y la información requerida para las instalaciones de generación previstas.

REE indica que este escrito supone la cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión, por lo que constituye los permisos de acceso y conexión a la red de transporte necesarios para el otorgamiento de la autorización administrativa para las instalaciones generadoras incluidas en la solicitud. Si bien recuerda que dicho procedimiento 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. Tras la

obtención de la autorización administrativa en la que se reflejen las características de las instalaciones de generación y evacuación que habrán de ser coincidentes con la información remitida a REE, deberán proceder a la firma del mencionado CTA según lo establecido en el RD 1955/2000.

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>19</sup>. Se requiere la coordinación entre REE y el IUN en el nudo de Minglanilla 400 kV —ABO WIND— que actuará como coordinador para el conjunto de las instalaciones de producción asociadas a dicho nudo.

#### **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>20</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.a)<sup>21</sup>, procede formular su DIA, de acuerdo con el artículo 41<sup>22</sup> de la citada Ley.

La Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural del MAPAMA, a la vista de la propuesta de la Subdirección General de Evaluación Ambiental y mediante Resolución de 28 de febrero de 2018, formuló DIA favorable a la realización del proyecto P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I y su infraestructura de evacuación, siempre y cuando se realice en las condiciones señaladas en la propia Resolución, que resultan de la evaluación de impacto ambiental practicada y del análisis técnico realizado, así como en las opciones elegidas<sup>23</sup> para la ejecución del proyecto.

---

<sup>19</sup> En especial el apartado 7 del P.O. 12.2 que hace referencia a la ‘Puesta en servicio de nuevas instalaciones conectadas a la red de transporte’.

<sup>20</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>21</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.»

<sup>22</sup> «El órgano ambiental, una vez finalizado el análisis técnico del expediente de evaluación de impacto ambiental, formulará la declaración de impacto ambiental.»

<sup>23</sup> Opción 3 para la poligonal de implantación del parque eólico —los aerogeneradores se reparten en tres alineaciones de norte a sur, con 9, 10 y 11 aerogeneradores orientados de oeste a este—, la opción A para la subestación —al sureste del parque— y el eje del pasillo 1

Estas condiciones son relativas tanto a la fase de construcción del parque eólico y su infraestructura de evacuación, como a la fase de explotación y desmantelamiento, y conllevan el establecimiento de un programa de vigilancia ambiental para el seguimiento y control de los impactos y de la eficacia de las medidas protectoras y correctoras establecidas en el Estudio de Impacto Ambiental (EslA) y en la propia DIA, y que contempla la realización de inspecciones, muestreos y análisis periódicos sobre el terreno relacionado con los aspectos objeto de vigilancia.

En particular se propone un programa para el seguimiento de la mortalidad de la avifauna y de los quirópteros presentes en la zona debido a la instalación del parque y del tendido eléctrico y la evaluación de los resultados, adoptando medidas correctoras si fuera preciso. Para ello se realizarán prospecciones alrededor de cada aerogenerador y entre ellos, con muestreos semanales durante la vida útil del parque y con comparaciones en cuanto al posible descenso de la abundancia o riqueza de especies respecto al estudio elaborado en la fase preoperacional, con muestreos quincenales durante la vida útil del parque.

En todo caso, E.E.ÁBREGO deberá cumplir las medidas preventivas, correctoras, compensatorias y de seguimiento ambiental contempladas en el EslA, así como las medidas que han sido propuestas por las entidades consultadas y que el promotor ha aceptado o mostrado conformidad con las mismas, en concreto, respecto a la pérdida de superficie de los tipos de hábitats de interés comunitario afectados por el proyecto, deberá ser restaurada o recuperada con especies vegetales que se incluyan en dicho hábitat de interés comunitario a restaurar o recuperar —mediante restauración vegetal en el mismo lugar de la afección o mediante plantaciones compensatorias en las proximidades de las obras—.

En cuanto a la protección de la fauna, la Viceconsejería de Medio Ambiente de la Junta de Castilla-La Mancha considera necesario establecer sistemas radar en los aerogeneradores extremos de cada alineación, basados en vídeos para la detección automática de aves en vuelo y su patrón y, según los informes de seguimiento anual elaborados durante los primeros cinco años de explotación del parque eólico, la Administración competente concluirá si es necesario la colocación de sistemas de radar adicionales. E.E.ÁBREGO se compromete a instalar los sistemas de detección más eficaces para disminuir el riesgo de colisión de los aerogeneradores números 2, 3 y 4 de la alineación oeste, al sur del núcleo de población de Campillo de Altobuey y procederá a la parada inmediata del aerogenerador correspondiente, manteniéndola ininterrumpida hasta el 31 de diciembre del mismo año, cada vez que detecte la muerte por colisión con un aerogenerador del proyecto de un ejemplar de especie de ave

---

para la línea de evacuación —parte de la opción A de la subestación y tiene dirección sureste inicial buscando la línea de REE existente, con la que se establecerá un corredor de energía—.

que esté incluida en el anexo del Real Decreto 139/2011<sup>24</sup> o con categoría de protección en el Catálogo de Especies Amenazadas de Castilla-La Mancha.

El Anexo II a este acuerdo detalla dicho condicionado establecido en la DIA.

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

El P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I se ubicará al este de la población de Campillo de Altohuey, en el término municipal del mismo nombre, en la provincia de Cuenca.

El emplazamiento del parque se ha decidido considerando las siguientes premisas: existencia de un potencial eólico aprovechable, facilidad de acceso a la zona, actividad desarrollada en la actualidad en el área prevista para la implantación del parque eólico (actualmente está mayoritariamente destinada a matorral y monte bajo) y se trata de una zona que no tiene protección ambiental específica.

En base a ello se ha estudiado la ubicación de los 30 aerogeneradores repartidos al sureste de la población de Campillo de Altohuey y al sur del tramo de la carretera básica de la red autonómica CM-211 comprendido de la intersección con la CM-220, en Almodóvar del Pinar, a la intersección con la A-3, en Minglanilla.

Los aerogeneradores se repartirán en tres grandes alineaciones de norte a sur, con 9, 10 y 11 aerogeneradores, respectivamente, de oeste a este. Limitando al norte con la carretera de la red autonómica básica CM-211, al oeste con el Barranco de la Hoz, al sur con la línea de REE de 400 kV Olmedilla-Minglanilla y al este con el camino a Matallana. Esta distribución de los aerogeneradores ha dejado libre el Vallejo del Gañán de Nas, hacia La Pavana y Casa de Matallana, por ser un reconocido paso de aves.

En cuanto a los accesos al parque, dada la extensión del mismo, se han previsto tres accesos para las distintas zonas de la poligonal:

- Para los aerogeneradores del área norte de las alineaciones 1 y 2 se acondicionará de manera provisional un acceso ya existente desde la carretera autonómica básica CM-211, a la altura del punto kilométrico 20+458.
- Para los aerogeneradores del área sur de las alineaciones 1 y 2 se acondicionará de manera provisional un acceso ya existente desde la carretera CM-2202 de la red autonómica comarcal a la altura del punto kilométrico 9+861.

---

<sup>24</sup> Real Decreto 139/2011, de 4 de febrero, para el desarrollo del Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial y del Catálogo Español de Especies Amenazadas.

- Para los aerogeneradores de la alineación 3, la más oriental, se acondicionará de manera provisional un acceso ya existente desde la carretera autonómica básica CM-211, a la altura del punto kilométrico 17+668.

A partir de estos accesos, que serán provisionales y se restituirán a sus condiciones iniciales una vez finalicen las obras, y mayoritariamente apoyándose en caminos existentes, se desarrollarán los viales interiores del parque.

Para la subestación eléctrica del parque a 30/132 kV se ha buscado una posición que cumpliendo todos los condicionantes reglamentarios y medio ambientales se acerque lo más posible al centro eléctrico del parque, a la par que favorezca la salida en aéreo de la línea de evacuación a 132 kV. Por ello se ha ubicado al pie del camino de Matallana, que une de norte a sur la carretera CM-211 con la población Castillejo de Iniesta dando acceso a las fincas de la zona. Ubicación también debida a la intención de establecer un paralelismo con una línea existente de REE, intentando que la línea de evacuación encuentre rápidamente la línea de REE, aumentando metros de canalizaciones internas en aras de disminuir la longitud de la línea de evacuación y por tanto su impacto. La localización propuesta favorece, asimismo, que en su primer tramo la línea de evacuación no afecte a las zonas verdes de Las Hoces y el Coto Monsálvez.

Tanto el Parque eólico como la Subestación transformadora del parque se ubican íntegramente en el término municipal de Campillo de Altobuey, cuyo Ayuntamiento informó favorablemente en noviembre de 2016 la compatibilidad urbanística para todas las posiciones de los aerogeneradores.

La línea aérea de evacuación de 132 kV parte de la subestación del parque con dirección sureste buscando a la línea eléctrica de REE existente de 400 kV Olmedilla-Minglanilla, con la que establecerá un corredor de energía mediante un paralelismo a la distancia reglamentaria. Los apoyos se han planteado continuos a los existentes de REE, y se ha previsto que sean altos para asumir la diferencia de geografía del terreno. Estas ubicaciones deberán ser ratificadas en la fase del proyecto de ejecución con la topografía de detalle del trazado de la línea. En algunas zonas no ha sido posible mantener la continuidad de los apoyos debido una más exigente orografía del terreno, a exigencias de distancias reglamentarias a otras infraestructuras (carreteras), a evitar afecciones a bienes del Patrimonio Arqueológico y Cultural, etc. La línea eléctrica afecta a los términos municipales de Campillo de Altobuey, Puebla del Salvador, Iniesta y Minglanilla. Discurre por el norte del término municipal de Iniesta, afectando según el Plan de Ordenación Municipal de Iniesta de junio de 2014, a Suelo Rústico de Reserva y Suelo Rústico No Urbanizable de Especial Protección Natural. También discurre por el sur del término municipal de Puebla del Salvador —que carece de Planeamiento por lo que se rige por las Normas Subsidiarias Provinciales de Cuenca— y afectaría a Suelo No Urbanizable Común y Suelo No Urbanizable Especialmente Protegido.

Asimismo, en el Ayuntamiento de Minglanilla se prevé la instalación de una longitud estimada de 6.400 metros de la línea aérea de evacuación de 132 kV, la subestación 'Minglanilla-Generación', con una superficie estimada de 23.080 m<sup>2</sup> y la línea aérea de entrega de 400 kV de 152 metros de longitud estimada. Según el Plan de Ordenación Municipal de Minglanilla, de noviembre de 2006, la línea eléctrica de evacuación 132 kV afectaría a los siguientes tipos de suelo: Suelo Rústico Reserva, Suelo Rústico No Urbanizable de Especial Protección Ambiental, Suelo Rústico No Urbanizable de Especial Protección Natural y Suelo Rústico No Urbanizable de Especial Protección Infraestructuras y equipamientos. La Subestación 'Minglanilla-Generación 132/400 kV' y la línea eléctrica de entrega a 400 kV afectaría únicamente a Suelo Rústico de Reserva. Finalmente, el Ayuntamiento de Minglanilla emitió informe de conformidad para el anteproyecto, tras consultar la normativa urbanística en vigor del municipio y condicionarlo al cumplimiento de la ubicación de determinadas infraestructuras sobre Suelo Rústico No Urbanizable Protección Ambiental y Suelo Rústico No Urbanizable Protección Natural, condicionado que el promotor acepta y se compromete a cumplir.

En todo caso, el Anteproyecto argumenta que la actual redacción del artículo 54.4 del Texto Refundido de la Ley de Ordenación del Territorio y de la Actividad Urbanística (TRLOTAU)<sup>25</sup>, según la modificación impuesta por la Ley 8/2014, de 20 de noviembre, establece que cualquier actividad no prohibida explícitamente por el planeamiento municipal es susceptible de autorización, sin perjuicio de la exigencia de informes vinculantes a las Administraciones competentes en materia de Carreteras, Redes Eléctricas, Cauces, Vías Pecuarias, y Bosques Naturales.

Los ayuntamientos de Castillejo de Iniesta y Granja de Iniesta emitieron informe de conformidad con el anteproyecto. Los Ayuntamientos de Iniesta y Pesquera no emitieron alegaciones. El Ayuntamiento de Puebla de Salvador también emitió informe de conformidad con el anteproyecto, concluyendo que la ubicación del parque eólico no afecta al régimen parcelario de Puebla del Salvador y que se separa 8.000 metros del núcleo de población, así como que el trazado de la línea de alta tensión de 132 kV elegida se separa 2.300 metros del núcleo de población, señalando que su trazado transcurre por varios tramos que se encuentran en zonas de protección arqueológica pero que queda debidamente justificada la protección de las mismas y el promotor se compromete a cumplir con lo exigido por el Ayuntamiento.

En cuanto a los elementos ambientales significativos del entorno del proyecto, los datos recogidos corresponden a las mediciones realizadas en el término municipal de Cuenca (no hay estaciones en la zona de estudio) determinándose que la calidad del aire en la zona es aceptable.

La zona en estudio se encuentra situada en el borde suroccidental de la Cordillera Ibérica, al sur de la Serranía de Cuenca. Los sedimentos más

---

<sup>25</sup> Decreto Legislativo 1/2010, de 18 de mayo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Ordenación del Territorio y de la Actividad Urbanística.

antiguos se corresponden con el Triásico y más exactamente al Muschelkalk. Tectónicamente se caracterizan por la presencia de pliegues muy laxos, de directrices claramente ibéricas, y por la escasa y poco importante fracturación. Los materiales aflorantes son neógenos (Plioceno superior) y Cuaternarios.

Las pendientes en la zona de estudio en general son medias, ya que aproximadamente el 81% de la superficie tiene pendientes inferiores al 15%. La altimetría en la zona de estudio es muy variada presentando unas cotas que van desde 575 hasta los 1.017 metros.

En el ámbito de estudio no existen ni puntos ni lugares de interés geológico.

La zona se encuentra comprendida dentro de la cuenca hidrográfica del Júcar. Se encuentran diversos arroyos, barrancos, ramblas y vallejitos de escasa entidad. El ámbito de estudio, según la caracterización de las masas de agua subterránea de la Directiva Marco, pertenece a las denominadas Masas de Agua subterránea Mancha Oriental y Hoces del Cabriel.

Respecto a la vegetación, la zona de actuación se encuentra en la región Mediterránea, subregión Mediterránea Occidental, superprovincia Mediterráneo-Iberolevantina. Desde el punto de vista el territorio del ámbito de estudio corresponde al piso mesomediterráneo superior y un ombroclima seco (501,60 mm). El ámbito del proyecto es mayoritariamente de naturaleza agraria, sometido a fuertes presiones urbanísticas derivadas de su cercanía a un núcleo urbano. No obstante, la superficie ocupada por vegetación natural se sitúa en torno al 45% de la superficie total del ámbito de estudio. Las unidades de vegetación reconocidas en el ámbito de estudio son: pastizales, eriales, cultivos herbáceos de secano y terrenos de barbecho, plantaciones de frutales, viñedos, zonas de matorral, bosques de *Quercus ilex* y *Quercus rotundifolia*, matorrales de sabinagrana y enebro rojo. No existe ningún área crítica de flora, la más próxima es el área crítica de la especie *Atropa baetica* y se encuentra a más de 84 km del ámbito de estudio.

Los hábitats de interés comunitario (HIC) presentes en el ámbito del parque son: 'Matorrales arborescentes endémicos con *Juniperus* spp.', hábitat que ocupa 33,6 hectáreas del área de estudio lo que supone un 1,6% del mismo; 'Bosques de *Quercus ilex* y *Quercus rotundifolia*', hábitat que ocupa 893,3 hectáreas del área de estudio lo que supone un 43,3% del mismo; 'Pinares mediterráneos de pinos mesogeanos endémicos', hábitat que ocupa 59,2 hectáreas del área de estudio lo que supone un 2,9% del mismo.

Por otra parte, el estudio anual de avifauna y quirópteros —anexo VIII del EsIA— incluye un listado de especies señalando las incluidas en el Catálogo Nacional de Especies Amenazadas, en el Catálogo Regional de Castilla-La Mancha, con su correspondiente categoría de protección y en los anexos de la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad. Además, tras la revisión cartográfica, bibliográfica y sobre el terreno, no se han detectado corredores ecológicos de importancia en el entorno inmediato del proyecto.

Del estudio anual de avifauna y quirópteros, realizado entre enero de 2015 y marzo de 2016, se desprende que el ámbito del proyecto no parece albergar una comunidad excesivamente rica de especies con especial interés conservación o protección legal elevada (vulnerables o en peligro de extinción). Si bien se han descrito 14 especies de rapaces diurnas, la mayor parte de ellas corresponden a observaciones esporádicas que hacen pensar que su presencia en la zona es puntual y no permanente. Por otro lado, se da poca presencia de especies de interés en el entorno de los trazados propuestos para la línea eléctrica y, de los 11 registros, solo los de dos especies se han repetido más de una vez: busardo ratonero y cernícalo vulgar. Cabe destacar el registro de cuatro observaciones de águila real en el entorno del cerro El Morrón, al sur del polígono eólico, donde se observó un único ejemplar y en dos de ellos se pudo apreciar que se trataba de un inmaduro, por lo que se trataría de un ejemplar no asentado en la zona, descartando cualquier proceso reproductivo.

En el ámbito de estudio no se encuentra ningún área crítica del linco, cigüeña negra, buitre y águila imperial, así como tampoco hay zona de importancia de dichas especies. No existen refugios de fauna ni de pesca en la zona del estudio y tampoco se encuentra la zona de dispersión del águila imperial.

Al este del ámbito de estudio, sin coincidencia geográfica con las actuaciones, se encuentran zonas de protección establecidas en el Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y electrocución en las líneas eléctricas de alta tensión.

El informe de la Viceconsejería de Medio Ambiente de la Junta de Castilla-La Mancha expone que la actuación afectaría a áreas de campeo de numerosas especies de avifauna amenazadas, según el Catálogo Regional de Especies Amenazadas (Decreto 33/1998). Entre ellas aves rapaces forestales y rupícolas, como el águila culebrera, águila calzada y ratonero, siendo el búho real y el águila real las rapaces rupícolas más habituales en la parte sur de la poligonal. El trazado de la línea de evacuación también constituye área de campeo de rapaces, además de encontrar alúridos asociados al medio agrícola.

Respecto de los quirópteros, se trata de un área con una riqueza baja donde se han detectado un máximo de tres especies diferentes. No obstante, se destaca la presencia de *Pipistrellus nathusii*, quiróptero catalogado como Casi Amenazado (NT) en España y entre cuyas amenazas está la pérdida de refugios y huecos asociados a bosques maduros.

En relación con los espacios declarados en virtud de la Ley 9/1999, de 26 de mayo, de Conservación de la Naturaleza de la Junta de Castilla-La Mancha, al sureste del área del proyecto se encuentra la Reserva Natural Hoces del Cabriel, aproximadamente a 3,3 km de la línea de evacuación y 20 km del aerogenerador más cercano.

Dentro del área del proyecto no se encuentra ningún espacio incluido en la Red Natura 2000. Al este del ámbito de estudio se encuentra el LIC<sup>26</sup> ES4230013 y la ZEPA<sup>27</sup> ES0000159 Hoces del Cabriel, Guadazaón y Ojos de Moya, aproximadamente a 2,2 km de la línea de evacuación y a unos 13 km del aerogenerador más próximo. Las rapaces tienen gran relevancia en estos espacios, tanto las rupícolas como las forestales, con importantes poblaciones de águila-azor perdicera, águila culebrera, águila real, aguililla calzada, azor, halcón peregrino, búho real y en menor medida alimoche y buitre leonado. También son abundantes la chova piquirroja y otras pequeñas aves asociadas a cantiles, como el vencejo real, roquero solitario, roquero rojo, etc. El río Cabriel y sus principales afluentes albergan además aves ligadas al medio acuático como el martín pescador, mirlo acuático, lavandera cascadeña o lavandera blanca.

Aunque no se trata de un espacio protegido reconocido legalmente, dentro del ámbito de estudio se encuentran las IBAs<sup>28</sup> Hoces del Cabriel Medio y las Hoces del Cabriel y del Júcar.

En el ámbito de estudio se encuentran las siguientes unidades de paisaje: cultivos, vegetación natural, urbano e infraestructuras y masas de agua. En cuanto a la calidad visual se califica como media-baja, la fragilidad visual se califica como media y una capacidad media-alta para absorber actividades impactantes.

En cuanto al patrimonio, en el ámbito de estudio se localizan diversos Montes de Utilidad Pública, si bien ninguno resulta afectado por las actuaciones. En cuanto a las vías pecuarias se encuentran la Colada del Camino de Campillo, la Colada de San Roque, la Cañada Real de los Serranos y la colada del Camino Real o de la Pesquera por El Pajazo.

Los elementos del patrimonio cultural inventariados, así como los identificados en la prospección superficial de campo quedan recogidos en el EsIA de forma pormenorizada. Incluyen áreas de protección arqueológica, áreas de prevención arqueológica, yacimientos arqueológicos, patrimonio etnográfico, bienes industriales, paleontológicos y vías históricas.

Respecto a los efectos sobre el cambio climático, según la estimación de producción energética considerada en la DIA, ésta concluye que las emisiones evitadas por el P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I son de 79.644,51 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente por año<sup>29</sup>.

---

<sup>26</sup> Lugar de Importancia Comunitaria.

<sup>27</sup> Zona de Especial Protección de Aves.

<sup>28</sup> Áreas Importantes para la Conservación de las Aves y la Biodiversidad en España.

<sup>29</sup> Dato que fue calculado sobre la producción neta prevista para el parque y para un factor de emisión de 300 gCO<sub>2</sub>eq/kWh (mix eléctrico 2012).

#### **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 E.E.ÁBREGO, empresa promotora del Proyecto.

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

E.E.ÁBREGO es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 6 de marzo de 2015, mediante la aportación de su único socio, ABO WIND, que se rige por el TRLSC<sup>30</sup>, demás disposiciones aplicables y por sus estatutos sociales, el artículo 2 de los cuales define su objeto social como la «*actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial para consumo propio y/o de terceros, en los términos previstos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y demás normativa de aplicación, incluyéndose también el inicio, asesoramiento, planificación, desarrollo, construcción, mantenimiento, explotación económica y/o titularidad de instalaciones de generación de energía en régimen especial y, en particular, de energía eólica*», actividades que podrá desarrollar la propia «*sociedad, en parte o en su totalidad, de forma directa o indirecta, en cualquiera de las formas admitidas en derecho y, en particular, a través de la titularidad de acciones o participaciones en entidades cuyo objeto social sea similar, análogo o idéntico*».

El socio único de E.E.ÁBREGO, ABO WIND, es una sociedad anónima constituida por tiempo indefinido mediante escritura de fecha 19 de enero de 2001, con el objeto social definido en el artículo 2º de su Estatutos del «*inicio, asesoramiento, planificación, desarrollo y gestión de proyectos que suministran energía de forma ecológica, y en especial proyectos con el fin de aprovechar la energía eólica; así como comercializar con instalaciones de producción de energía y con las localizaciones aptas para las instalaciones de producción de energía*», actividades que podrán desarrollarse de modo indirecto mediante la participación en otras sociedades de objeto análogo. Mediante escritura de fecha 4 de mayo de 2012, se elevan a público los acuerdos adoptados por el Consejo de Administración en su reunión de fecha 20 de abril de 2012, por los que se declara la unipersonalidad de la sociedad ABO WIND, siendo el único socio de la misma la mercantil de nacionalidad alemana denominada ABO WIND AG tras la operación de compraventa que ha hecho que pase a ser propietaria del 100% de las acciones de ABO WIND. ABO WIND AG es una

---

<sup>30</sup> Aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio.

sociedad de nacionalidad alemana constituida mediante escritura otorgada el día 2 de agosto de 2000, según se indica en la propia escritura de constitución de ABO WIND.

Por tanto, E.E.ÁBREGO es una Sociedad constituida legalmente para operar en territorio español y desempeñar las actividades ligadas a la explotación de instalaciones de energía renovable, con 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, aunque E.E.ÁBREGO fue constituida el 6 de marzo de 2015 con el objeto social, entre otros, del desarrollo y explotación de instalaciones de generación mediante fuentes de energía renovables, no ha desarrollado más actividad que la encaminada a ser sociedad vehicular para llevar a cabo el proyecto P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I. Como ya se ha indicado, en la actualidad es una sociedad participada en un 100% por ABO WIND, sociedad participada a su vez en un 100% por ABO WIND AG, sociedad matriz del Grupo ABO WIND. Por tanto, en aplicación de la segunda condición del artículo mencionado anteriormente, será la experiencia de su socio la que acredite su capacidad técnica.

ABO WIND AG y el Grupo al que pertenece cuenta con más de dos décadas de experiencia internacional en desarrollo, EPC (*Engineering, Procurement, Construction*; es decir, desarrollo de un proyecto 'llave en mano' que comprende ingeniería y diseño, adquisición de equipos y materiales y ejecución de obra) y gestión operativa de proyectos de energías renovables. Fundada en 1996, la compañía ha crecido expandiéndose por diversos países, instalando aerogeneradores con una potencia total de más de 2,3 GW. Participa en todas las etapas del proyecto eólico, desde la evaluación del emplazamiento y la campaña de medición, pasando por la tramitación de los estudios y permisos, el desarrollo de la ingeniería y cálculos, la financiación, dirección y supervisión de obras civiles y eléctricas, etc. hasta la instalación de los aerogeneradores.

También actúa como contratista general, asumiendo el riesgo en la fase de construcción, y en ocasiones lleva a cabo la operación y el mantenimiento del parque eólico. Además, trabajan en otras fuentes renovables, con desarrollos en tecnología solar y biomasa.

En 2001, el Grupo ABO WIND inició su expansión internacional con una primera filial en España. Posteriormente se establecieron subsidiarias en Francia, Irlanda, Reino Unido y varios países de Latinoamérica. Las filiales de Finlandia e Irán han sido las últimas incorporaciones al Grupo. En Irlanda y Finlandia también ha establecido compañías especializadas en la gestión comercial, técnica y operativa, mantenimiento y servicios, así como evaluaciones técnicas de parques eólicos.

El Grupo ABO WIND ha desarrollado numerosos proyectos eólicos bajo la modalidad de 'Desarrollo & EPC' desde su fundación, alcanzando una capacidad total instalada bajo esta modalidad de 1.485,12 MW y 664 aerogeneradores. Algunos de los proyectos más significativos —se han considerado los de 10 MW de capacidad o más— son los siguientes:

Proyecto	País	Provincia	Fabricante aerogen.	Número de aerogeneradores	Capacidad (MW)	Año
Arzfeld Ost	Alemania	Renania-Palatinado	Vestas	6	21,6	2019
Champs des Moulins /La Morlière / Traversay (Chaunay)	Francia	Nouvelle-Aquitaine	Vestas	9	18	2019
Forst Briesnig	Alemania	Brandeburgo	Senvion	5	16	2018
Cappawhite B	Irlanda	Tipperary	Vestas	4	14,4	2018
Arzfeld West	Alemania	Renania-Palatinado	Vestas	3	10,8	2018
Nord-Sarthe	Francia	Pays-de-la-Loire	Siemens Gamesa	5	10	2018
Ratiperä	Finlandia	Satakunta	Nordex	9	27	2017
Haapajärvi II	Finlandia	Nordösterbotten	Vestas	7	23,1	2017
Breit	Alemania	Renania-Palatinado	Vestas	4	13,2	2017
Grebenau	Alemania	Hesse	Nordex	4	13,2	2017
Ahorn-Buch	Alemania	Baden-Wurtemberg	GE Eólica Energy	4	11	2017
Nonnenholz	Alemania	Baden-Wurtemberg	GE Eólica Energy	4	11	2017
Avessac	Francia	Loire-Atlantique	Gamesa	5	10	2017
Uckley-Nord	Alemania	Brandeburgo	Nordex	10	33	2016
Horath	Alemania	Renania-Palatinado	Vestas	9	29,7	2016
Silovuori	Finlandia	Nordösterbotten	Vestas	8	26,4	2016

Proyecto	País	Provincia	Fabricante aerogen.	Número de aerogeneradores	Capacidad (MW)	Año
Eiterfeld-Buchenau	Alemania	Hesse	Vestas	5	17,25	2016
Brion-Mignaudières	Francia	Charente	Vestas	6	12	2016
Ahorn-Schillingstadt	Alemania	Baden-Wurtemberg	GE Eólica Energy	4	11,12	2016
Saint Nicolas-des-Biefs	Francia	Auvergne	Vestas	7	14	2015
Himmelwald	Alemania	Sarre	GE Eólica Energy	5	13,75	2015
Framersheim III	Alemania	Renania-Palatinado	Senvion	4	13,6	2015
Dinkelsbühl-Wilburgstetten	Alemania	Baviera	Vestas	4	13,2	2015
Confolentais	Francia	Charente	Vestas	6	12	2015
Berngerode	Alemania	Hesse	GE Eólica Energy	12	30	2014
Mörsdorf Nord	Alemania	Renania-Palatinado	Nordex	8	19,2	2014
Weilrod	Alemania	Hesse	Nordex	7	16,8	2014
Bad Hersfeld	Alemania	Hesse	GE Eólica Energy	6	15	2014
Dittelsheim-Heßloch II	Alemania	Renania-Palatinado	Senvion	3	10,2	2014
Couffé	Francia	Loire-Atlantique	Vestas	5	10	2014
Niederhambach	Alemania	Renania-Palatinado	REpower	5	17	2013
Moquepanier	Francia	Poitou-Charentes	Vestas	8	16	2013
Nozay	Francia	Loire-Atlantique	Vestas	8	16	2013
Gibbet Hill	Irlanda	County Wexford	Nordex	6	15	2013
Clamecy	Francia	Nièvre	REpower	6	12,3	2013
Kirchhain	Alemania	Hesse	Nordex	5	12	2013
Schwanfeld	Alemania	Baviera	Nordex	5	12	2013
Migé	Francia	Yonne	REpower	5	10,25	2013
Rayerschied	Alemania	Renania-Palatinado	REpower	5	17	2012
Hohenahr	Alemania	Hesse	Nordex	7	16,8	2012
Dorn-Dürkheim	Alemania	Renania-Palatinado	Enercon	7	16,1	2012
Remlingen	Alemania	Baviera	Nordex	6	14,4	2012
Helmstadt	Alemania	Baviera	Nordex	5	12,5	2012
Souilly Côte du Gibet	Francia	Meuse	Vestas	5	10	2012
Glenough	Irlanda	County	Nordex	9	22,5	2011

Proyecto	País	Provincia	Fabricante aerogen.	Número de aerogeneradores	Capacidad (MW)	Año
		Tipperary				
Klosterkumbd	Alemania	Renania-Palatinado	REpower	6	20,4	2011
Assac	Francia	Tarn	REpower	10	20	2011
Glenough	Irlanda	County Tipperary	Nordex	4	10	2011
Gortahile	Irlanda	County Laois	Nordex	8	20	2010
Haupersweiler	Alemania	Sarre	Nordex	6	15	2010
Saulgond-Lesterps	Francia	Charente	Vestas	7	14	2010
Cuq	Francia	Tarn	Vestas	6	12	2009
Berviller	Francia	Lothringen	REpower	5	10	2009
Combusins	Francia	Charente	Nordex	5	11,5	2008
Xambes	Francia	Charente	Nordex	5	11,5	2008
Asendorfer Kippe	Alemania	Sachsen-Anhalt	Vestas	10	20	2007
Derval/Lusanger	Francia	Pays-de-la-Loire	REpower	8	16	2007
Menil la Horgne	Francia	Lothringen	REpower	7	10,5	2007
Bedburg	Alemania	Renania del Norte-Westfalia	Vestas	12	24	2006
Fohren-Linden/Eckersweiler	Alemania	Renania-Palatinado	Nordex	5	11,5	2006
Schleiden	Alemania	Renania del Norte-Westfalia	Tacke	17	25,5	2002
Berglicht	Alemania	Renania-Palatinado	SüdEólica	9	13,5	2002

Bajo la modalidad denominada ‘Desarrollo & Venta’ — tras desarrollar todas las fases del proyecto hasta su puesta en marcha, se traspasa a un titular diferente para su explotación— ABO WIND ha instalado 672 MW en diferentes países — Alemania, Argentina, Finlandia, Irlanda del Norte, España—, de los cuales 125 MW se corresponden con cinco proyectos desarrollados en España, según el detalle siguiente:

Proyecto	Comunidad Autónoma	Número de aerogeneradores	Capacidad (MW)	Año
Motilla	Castilla-La Mancha	21	52,5	2017
Alba de Tormes	Castilla-León	3	4,5	2016
Villanueva de la Jara	Castilla-La Mancha	6	15,0	2015
Gascueña	Castilla-La Mancha	1	3,0	2015
Santa María de Nieva	Andalucía	25	50,0	2012
<b>Total parques eólicos instalados en España</b>		<b>56</b>	<b>125,0</b>	

Además, en la actualidad está tramitando la autorización de otros parques eólicos en España cuyo procedimiento se encuentra en un estado muy avanzado, en concreto, el informe sobre la propuesta de resolución para la autorización administrativa previa para el Parque Eólico Cuevas de Velasco de 100 MW ha sido aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC en su sesión celebrada el día 29 de mayo de 2019<sup>31</sup>. Asimismo, las otras fases del Parque Eólico Campillo de Altobuey (dos fases de 87,5 MW cada una, hasta completar los 250 MW que inicialmente se pretendía instalar) continúan su tramitación administrativa y también esperan conseguir en breve las autorizaciones pertinentes.

El Grupo ABO WIND cuenta con una capacidad total instalada (sumando todos los proyectos, tanto en propiedad como desarrollados para terceros) de 2.273,92 MW, la gran mayoría eólicos. La capacidad instalada eólica alcanza los 2.264,32 MW, mientras que la biomasa supone 6,5 MW (todos ellos instalados en Alemania) y la solar 3,1 MW (1,3 de ellos instalados en Irán y el resto en Alemania). En cuanto a los países en los que ha implantado estos proyectos, la mayor parte de ellos están en Alemania, con una capacidad instalada de 1.011 MW (un 44% del total), seguida de Argentina, donde han instalado 457 MW (20% del total), Francia, con una capacidad instalada de 306 MW (13% del total) y Finlandia con 242 MW instalados (un 11% del total).

Estas cifras avalan la capacidad técnica de la empresa promotora de las instalaciones, tanto a nivel internacional como en España, 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 Anteproyecto, el presupuesto estimado en diciembre de 2016 para la construcción del parque eólico y su infraestructura de evacuación, era de **[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]**

E.E.ÁBREGO, como sociedad española de responsabilidad limitada, fue constituida con un capital social de 3.576 euros, dividido en 3.576 participaciones sociales iguales, de un euro de valor nominal cada una de ellas, totalmente desembolsadas por el único socio fundador, ABO WIND, mediante la aportación de la propiedad de seis anemómetros modelo Thies Clima 4.3351.10 valorados en 596 euros cada uno de los que el socio fundador es titular.

Las Cuentas Anuales Abreviadas de E.E.ÁBREGO depositadas en el Registro Mercantil correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2017, arrojan los siguientes resultados:

---

<sup>31</sup> Véase [INF/DE/042/19](#).

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

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

A 31 de diciembre de 2017, el capital social de ABO WIND asciende a 100.000 euros, y está representado por 100 acciones de 1.000 euros de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsadas por su socio único, ABO WIND AG. En su constitución, el 19 de enero de 2001, la Sociedad contaba con otro socio cofundador, que suscribió el 10% de las acciones, pero, según acuerdo adoptado por el Consejo de Administración en su reunión celebrada con fecha 20 de abril de 2012, se realizó una operación de compraventa que supuso que ABO WIND pasara a ser propietaria del 100% de las acciones, y su consiguiente declaración de unipersonalidad otorgada mediante escritura de fecha 4 de mayo de 2012.

Las Cuentas Anuales de ABO WIND correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, depositadas en el Registro Mercantil, arrojan los siguientes resultados:

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

Se comprueba, por tanto, que la Sociedad cuenta con un patrimonio neto equilibrado gracias a los resultados positivos de la sociedad.

Por otra parte, puesto que el socio único de ABO WIND es ABO WIND AG, sociedad matriz del Grupo ABO WIND, se han verificado también las Cuentas Anuales Consolidadas para dicho Grupo (ABO WIND AG y sociedades dependientes), según su Informe Anual 2017, que presentan los siguientes resultados:

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

Se observa que el Grupo ABO WIND cuenta con un patrimonio neto equilibrado que, además, se ha incrementado respecto al año anterior mediante la dotación de reservas y los resultados positivos del ejercicio.

Vistas las anteriores Cuentas Anuales al cierre del ejercicio 2017, se comprueba que tanto E.E.ÁBREGO como su socio único, ABO WIND, y el Grupo empresarial al que pertenece, cuya matriz es su socio único, cuentan con un patrimonio neto equilibrado.

Por tanto, a juicio de esta Sala, queda suficientemente acreditada la capacidad económico-financiera de E.E.ÁBREGO, tanto por la propia situación patrimonial de la empresa como por la de su socio.

## **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 a ENERGÍA EÓLICA ÁBREGO, S.L.U. autorización administrativa previa para el proyecto del Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase I de 75 MW, incluidas las subestaciones a 30/132 kV y a 132/400 kV, las líneas subterráneas a 30 kV y la línea eléctrica a 132 kV para evacuación, ubicado en los términos municipales de Campillo de Altobuey, Iniesta, Puebla del Salvador y Minglanilla, en la provincia de Cuenca, 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**

**ANTEPROYECTO DEL PARQUE EÓLICO CAMPILLO DE ALTOBUEY FASE I DE 75 MW Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN, EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE CAMPILLO DE ALTOBUEY, PUEBLA DEL SALVADOR, INIESTA Y MINGLANILLA, EN LA PROVINCIA DE CUENCA, EN CASTILLA-LA MANCHA<sup>32</sup>.**

### **1. Características generales**

Según el Anteproyecto se pretende la descripción básica y comprensiva de las obras e instalaciones necesarias para la construcción del P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I y sus infraestructuras de evacuación. Cabe destacar que inicialmente fue la sociedad ABO WIND la que presentó las solicitudes necesarias para conseguir las autorizaciones correspondientes para un parque eólico de 250 MW, proyecto que finalmente fue fragmentado en tres parques con una capacidad de 75 MW uno de ellos —el que es objeto de este informe— y otros dos de 87,5 MW. La titularidad de los derechos del P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I han sido transmitidos a E.E.ÁBREGO, sociedad que ha depositado el correspondiente aval y, posteriormente, ha obtenido el permiso de acceso y conexión por parte de REE.

E.E.ÁBREGO ha determinado la existencia de un potencial eólico aprovechable al sureste de la población de Campillo de Altohuey, provincia de Cuenca. Para ello ha realizado estudios de viento, contado con los datos de velocidad y dirección de viento de una torre de medición de recurso eólico en Campillo de Altohuey, instalada por la Sociedad en la zona de implantación de los aerogeneradores a finales de julio de 2013 y, con el análisis de los datos y los resultados obtenidos en la modelización del campo de viento y otros factores técnicos y ambientales, se ha considerado la instalación de 30 aerogeneradores de 2,5 MW (rotor de 126 metros de diámetro y 129 metros altura de buje, modelo G126) con curva de potencia adaptada a la densidad del aire del emplazamiento analizado, lo que supone una potencia instalada total del parque de 75 MW.

Las infraestructuras necesarias para la correcta instalación y explotación del P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I, son las siguientes:

- 30 aerogeneradores de 2,5 MW y sus centros de transformación interiores 0,69/30kV.
- 5 líneas subterráneas de interconexión de 30 kV de 39.051 metros de longitud total estimada.
- Red de tierras interior del parque.

---

<sup>32</sup> Visado por el Colegio Oficial de Ingenieros Industriales del Principado de Asturias con fecha 18 de enero de 2017.

- Subestación Transformadora 'CAMPILLO DE ALTOBUEY FASE I' a 30/132 kV.
- Línea aérea de evacuación a 132 kV de 17,9 km de longitud estimada, que discurrirá entre la futura Subestación 'CAMPILLO DE ALTOBUEY FASE I' hasta la Subestación 'Minglanilla-Generación' 132/400 kV.
- Subestación Minglanilla-Generación a 132/400 kV, en Minglanilla, compartida con los parques eólicos Campillo de Altobuey Fase II (87,5 MW), Campillo de Altobuey Fase III (87,5 MW) y otros.
- Línea aérea de entrega 400 kV, que discurrirá desde la Subestación Minglanilla-Generación 132/400 kV a la Subestación Minglanilla 400 kV, propiedad de REE.
- Torre de medición autosoportada.
- Red de Fibra óptica.

En cuanto a la obra civil necesaria, se agrupa en los siguientes trabajos:

- Viales de acceso e interiores hasta cada posición de aerogenerador.
- Zanjas para las líneas de interconexión del parque.
- Plataformas y cimentación para los 30 aerogeneradores proyectados.
- Adecuación de la parcela para la construcción de las dos subestaciones.
- Excavación y hormigonado de los apoyos de la línea de evacuación.

El P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I y se ubicará al este de la población de Campillo de Altobuey, en el término municipal del mismo nombre, provincia de Cuenca. El emplazamiento ha sido elegido por la existencia de un potencial eólico aprovechable, por tratarse de una zona fácilmente accesible, por ser un área destinada en la actualidad mayoritariamente a matorral y monte bajo y sin protección ambiental específica.

En base a ello se ha estudiado la ubicación de los 30 aerogeneradores repartidos al sureste de la población de Campillo de Altobuey y al sur del tramo de la carretera básica de la red autonómica CM-211 comprendido de la intersección con CM-220, en Almodóvar del Pinar, a la intersección con la A-3, en Minglanilla. Los aerogeneradores se reparten en tres grandes alineaciones de Norte a Sur, con 9, 10 y 11 aerogeneradores, respectivamente de Oeste a Este. Limitando al norte con la carretera de la red autonómica básica CM-211, al oeste con el Barranco de la Hoz, al sur con la línea de REE de 400 kV Olmedilla-Minglanilla y al Este con el camino a Matallana. La disposición de los aerogeneradores ha dejado libre el Vallejo del Gañán de Nas, hacia La Pavana y Casa de Matallana, por ser un reconocido paso de aves.

Se han previsto tres accesos para las distintas zonas de la poligonal del parque:

- Para los aerogeneradores del área norte de las alineaciones 1 y 2, se acondicionará de manera provisional un acceso ya existente desde la

carretera autonómica básica CM-211, a la altura del punto kilométrico (p.k.) 20+458.

- Para los aerogeneradores del área sur de las alineaciones 1 y 2, se acondicionará de manera provisional un acceso ya existente desde la carretera CM-2202 de la red autonómica comarcal a la altura del p.k. 9+861
- Para los aerogeneradores de la alineación 3, la más oriental, se acondicionará de manera provisional un acceso ya existente desde la carretera autonómica básica CM-211, a la altura del p.k. 17+668.

Estos accesos serán provisionales y se restituirán a sus condiciones iniciales una vez finalicen las obras y, mayoritariamente apoyándose en caminos existentes, se desarrollarán los viales interiores del parque.

La subestación eléctrica del parque denominada 'Campillo de Altobuey Fase I' a 30/132kV se ubicará al pie del camino de Matallana, que une de norte a sur la carretera CM-211 con la población Castillejo de Iniesta, dando acceso a las fincas de la zona.

Tanto el parque eólico como la Subestación transformadora del mismo se ubicarán íntegramente en el término municipal de Campillo de Altobuey.

La línea aérea de evacuación a 132 kV parte de la subestación del parque con dirección sureste buscando a la línea eléctrica de REE existente a 400 kV Olmedilla-Minglanilla, con la que establecerá un corredor de energía mediante un paralelismo a distancia reglamentaria. Los apoyos se han planteado continuos a los existentes de REE, previendo apoyos altos que asuman la diferencia de geografía del terreno. Estas ubicaciones deberán ser ratificadas en la fase del proyecto de ejecución. La línea eléctrica afecta a los términos municipales de Campillo de Altobuey, Puebla del Salvador, Iniesta y Minglanilla.

## **2. Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase I**

### **2.1. Aerogenerador**

El aerogenerador previsto para el P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I es el denominado G126 de Gamesa, concretamente aquel con 129 metros de altura de buje. Se instalarán 30 aerogeneradores de 2,5 MW de potencia nominal cada uno, lo que supondrá una potencia instalada de 75 MW.

La ubicación de los aerogeneradores responde a determinadas condiciones: estar fuera de zonas de exclusión eólica, no estar en las inmediaciones de yacimientos arqueológicos, que todo tipo de encinar quede fuera del alcance del proyecto, aprovechar las zonas con más recurso eólico, respetar límites de ruido (45 decibelios) y una distancia de 500 metros a toda edificación residencial, así como buscar la mayor parte de alineaciones posibles para disminuir la obra civil y eléctrica del parque eólico, buscando una distribución lo más homogénea posible.

El modelo elegido para el P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I, el aerogenerador Gamesa 2,5 MW, G126 IIIA, es una turbina tripala a barlovento con rotor cuyo diámetro es de 126 metros (la longitud de cada pala es de 62 metros). La turbina y la góndola están montadas en la parte superior de una torre tubular de acero de 129 metros de altura (Altura de buje).

El aerogenerador cuenta con un sistema de orientación activo, (para mantener el rotor permanentemente a barlovento), regulado con desvío activo de *pitch* (lo que permite controlar la velocidad del rotor de la turbina variando el ángulo de ataque de las aspas) con un generador de velocidad variable y convertidor electrónico. Está regulado por un sistema de cambio de paso independiente en cada pala. El sistema de control permite operar el aerogenerador a velocidad variable maximizando en todo momento la potencia producida y minimizando las cargas y el ruido.

Las características más significativas del aerogenerador G126 son las siguientes:

<b>ROTOR</b>	
Diámetro	126 m
Área barrida por el rotor	12.469 m <sup>2</sup>
Rango velocidad del rotor	7,1-12,9 rpm
Velocidad	variable
Orientación	barlovento
Numero de palas	3
Freno aerodinámicos	Cambio de paso independiente por pala
<b>PALAS</b>	
Longitud pala	62 m
Material	Fibra de vidrio reforzada con resina epoxy o poliéster
Longitud cuerda	3,984 m
Torsión (°)	Max 25//Min -1,5
<b>CAJA MULTIPLICADORA</b>	
Tipo	2 etapas planetarias 1 de ejes paralelos
<b>TORRE AEROGENERADOR</b>	
Tipo	Tronco-cónica Tubular
Altura de buje	129 m
Material	Acero al carbono
Tratamiento superficial	Pintada
<b>GENERADOR</b>	
Tipo	Asíncrono doblemente alimentado
Potencia nominal [P <sub>N</sub> ]	2.5 kW
Potencia nominal aparente [S <sub>N</sub> ]	2.625 kVA
Frecuencia [f <sub>N</sub> ]	50 Hz
Máxima variación en la frecuencia	3 Hz/s

Factor de potencia, por defecto	±0,95
Regulación extra cosφ, Capacitiva/Inductiva	0,9/0,9
Intensidad de corriente soportada de corta duración (1 s)	20 kA
Intensidad de corriente soportada por impulso tipo rayo	IEC 61400-24 level II
<b>TRANSFORMADOR ALTA TENSIÓN</b>	
Tipo	Trifásico de tipo seco encapsulado
Tensión primaria [UN]	0,690 kV
Potencia nominal aparente [SN]	2775 kVA
Tensión secundaria 1 [UNs1]	20.000 V
Tensión secundaria 2 [UNs2]	480 V
Vector de grupo	Dyn11
Frecuencia	50 Hz
Tomas de AT	± 5 %

Las temperaturas límites operacionales estándar para la turbina G126 y altura de buje de 129 metros, son de -20 °C y 40 °C y son capaces de funcionar de manera continua con un 95% de humedad, incluso con un 100% de humedad durante periodos inferiores al 10% de su tiempo habitual de funcionamiento.

La velocidad de viento nominal en el rango de temperaturas estándar (entre -20 °C y 40 °C) será de 7,5 metros/segundo (m/s). La ráfaga máxima de viento admisible para el generador sería la correspondiente a un viento de 52,5 m/s durante un máximo de 3 segundos. Y la velocidad de referencia para 10 minutos es de 37,5 m/s en el rango de temperaturas estándar. La línea guía de diseño del aerogenerador se corresponde a un viento medio de 7,5 m/s y un 18% de turbulencia, correspondiente a un viento de clase III a<sup>33</sup>.

El diámetro del rotor es de 126 metros, por lo que resulta un área barrida de 12.469 m<sup>2</sup>. Está diseñado para una velocidad de funcionamiento de 11,59 revoluciones por minuto (rpm). La velocidad del rotor se regula mediante una combinación entre el ajuste del ángulo del *pitch* de las palas (uno por pala) y el control del par generador/convertidor.

El rotor emplea un 'Sistema de pitch activo', de forma que los reguladores hidráulicos independientes en cada pala permiten ajustar en cada una de ellas, de forma independiente, su ángulo de orientación, mientras están operativas. Este sistema permite al rotor regular la velocidad de la turbina, para que en caso de viento superior al nominal permita a la pala perder el exceso de fuerza aerodinámica manteniendo la generación. Y a la inversa, se logra captar la energía de ráfagas de viento por debajo del viento nominal esperado, dejando que aumente la velocidad del rotor. Cada una de las palas recibe la información necesaria para su regulación de manera independiente, de forma que se puede

<sup>33</sup> Norma IEC 61400 'Aerogeneradores. Parte 1: Requisitos de diseño'. Identifica cuatro tipos diferentes de turbinas de viento para ajustarse a las diferentes condiciones de éste. En concreto de Clase III se corresponde con un viento cuya velocidad de referencia sea de 37,5 m/s y la velocidad anual promedio sea de 7,50 m/s.

actuar sobre cada pala y parar la turbina en caso de fallo. Tener las tres palas provistas con sistemas de regulación independientes de pitch permite una redundancia en el frenado aerodinámico de las mismas.

El buje conecta las tres palas del rotor al eje principal de la turbina. También alberga el sistema de regulación del pitch y de él parte directamente el eje principal. Para hacer el mantenimiento necesario, se accede al buje a través de una escotilla.

La multiplicadora transmite la energía del eje principal al generador. Comprende tres etapas combinadas entre sí: dos etapas planetarias y una paralela al eje. Los engranajes de la multiplicadora han sido diseñados para alcanzar la máxima eficiencia con niveles bajos de ruido y vibraciones. El eje de alta velocidad está unido al generador mediante un acoplamiento flexible con limitador de torsión que previene de cargas excesivas en la cadena de transmisión. Tiene un sistema de lubricación principal con un sistema de filtros asociado al del eje de alta velocidad. Existe un segundo sistema de filtros eléctrico que permite una limpieza de hasta 3 µm, que junto a un tercer sistema de refrigeración extra consigue reducir el número de faltas potenciales. Varios componentes y parámetros de operación de la multiplicadora son monitorizados por diferentes sensores, tanto en el sistema de control como en el sistema de frenado.

El sistema de frenado (regulación del *pitch*) es el principal freno de la turbina G126, es aerodinámico a través de la orientación de las palas. Simplemente retirando las palas del viento, llevándolas a la posición de bandera longitudinalmente al viento, es suficiente para frenar el rotor de forma segura llevándolo a modo ralentí. El hecho de que el sistema de regulación del *pitch* sea independiente para cada pala, aporta más seguridad en el caso de que se produzca el fallo de una de ellas.

El freno mecánico consiste en un disco de freno hidráulico, el cual es montado en el eje de alta de la multiplicadora. El freno mecánico solo se usa como freno de parking o cuando se activa el botón de parada de emergencia.

El sistema hidráulico provee de aceite a presión a los tres mecanismos de actuación de los 3 *pitch* independientes, al freno mecánico del eje de alta velocidad y al sistema *yaw*<sup>34</sup> de frenado.

El generador es una máquina de doble alimentación asíncrona de seis polos. Es un generador altamente eficiente, enfriado mediante un intercambiador de aire. El sistema de control permite su operatividad a velocidad variable empleando el control de intensidad de frecuencia del rotor. Su funcionamiento es óptimo a cualquier velocidad, maximizando producción y minimizando pérdidas y ruidos, tiene un comportamiento síncrono con el parque, el control de la potencia activa y reactiva y una suave conexión y desconexión de la red

---

<sup>34</sup> Mecanismo que corrige ligeras desviaciones respecto a la orientación deseada.

de energía eléctrica. El generador está protegido contra cortocircuitos y sobrecargas. Los sensores instalados en el estator, los cojinetes y el anillo colector monitorean la temperatura constantemente.

La caja de cambios protege los componentes del tren de potencia de excesivas cargas. Esta turbina está dotada de un dispositivo especial de acoplamiento entre el generador y el eje de alta velocidad, de manera que se limita la fuerza del par.

La turbina eólica está montada en la parte superior de una torre tubular de 129 metros de altura hasta el buje. El acceso a la turbina se realiza a través de la puerta ubicada en la base de la torre. En el interior hay dispuestas plataformas, tiene sistema de iluminación y una escalera dotada con sistema de seguridad adecuado para dar acceso a la góndola. Puede dotarse de sistema de ayuda a la subida o de ascensor.

La góndola aloja la mayoría de los sistemas eléctricos y mecánicos del aerogenerador. El acceso a la misma desde la torre es por la parte inferior, está ventilada y eléctricamente iluminada. Una escotilla permite el acceso a las palas y el buje.

En la parte superior de la carcasa de la góndola se instala un pararrayos y un anemómetro, que son accesibles desde la góndola a través de una escotilla. Las señales de la veleta son utilizadas como input del sistema de orientación de las palas.

Los aerogeneradores Gamesa utilizan el sistema “protección total contra rayos” —según la normativa IEC<sup>35</sup> 62305— que conduce el rayo desde ambas caras de la punta de la pala hasta la raíz y desde ahí, a través de la *nacelle*<sup>36</sup> y de la estructura de la torre, hasta el sistema de puesta a tierra de las cimentaciones. De esta forma, se protege la pala y se evita el paso del rayo a través de los rodamientos de pala y eje principal impidiendo que los elementos eléctricos sensibles resulten dañados.

La turbina eólica puede ser controlada localmente. Las señales de control serán enviadas vía fibra óptica (también pueden ser enviadas vía remoto) a un sistema SCADA<sup>37</sup>, con capacidad de corte local en el controlador de la turbina.

Un conjunto de interruptores instalados en la parte superior de la góndola evita que se realicen operaciones en ciertos sistemas de la turbina mientras haya

---

<sup>35</sup> Normas IEC (International Electrotechnical Commission) o CEI (Comisión Electrotécnica Internacional). Se trata de una organización de normalización en los campos eléctrico, electrónico y tecnologías relacionadas.

<sup>36</sup> Góndola o *nacelle*: sirve de alojamiento para los elementos mecánicos y eléctricos (multiplicadora, generador, armarios de control, etc.) del aerogenerador.

<sup>37</sup> Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos): software para ordenadores que permite controlar y supervisar procesos industriales a distancia.

personal en la góndola. Para anular la acción de alguno de los sistemas de la turbina, en la base de la torre y en la nacelle hay botones de parada de emergencia que pueden ser activados para parar la máquina en caso de necesidad.

La curva de potencia del aerogenerador, para una densidad del aire de 1,225 kg/m<sup>3</sup>, muestra que la potencia de 2,5 MW se alcanzará cuando la velocidad del viento a la altura del buje sea de 10 m/s y descenderá a partir de 20 m/s.

El aerogenerador estará dotado de sistemas de detección y extinción de incendios, protegiendo el recinto del aerogenerador contra los incendios de tipo eléctrico o químico, sobrecalentamiento, cortocircuitos, etc. Tanto la torre como la góndola estarán equipadas con detectores de humo ópticos, de forma que si se detecta humo se envía una advertencia a través del sistema de control remoto. Los detectores de humo son auto-controlados, y si se dañaran se enviaría una advertencia a través del sistema de control remoto. La góndola tendrá un extintor de fuego de 5 kg de CO<sub>2</sub>. Para apagar pequeños incendios en la parte superior del generador hay una manta de fuego. La ubicación del extintor y las instrucciones de uso tienen que ser confirmados antes de la puesta en marcha del aerogenerador.

## **2.2. Centros de transformación interiores y su conexión a los aerogeneradores**

Se instalará un centro de transformación para cada aerogenerador que se ubicará en el interior de la propia torre de la turbina. Se realizará la conexión del aerogenerador al centro de transformación mediante cables de potencia que parten del interruptor-seccionador principal en el cuadro de potencia.

Cada centro de transformación, con un nivel de aislamiento 36 kV, contendrá en su interior:

- Celdas de protección de transformador (interruptor automático), una o dos celdas de conexión entre aerogeneradores (remonte) y celda de salida de la línea de evacuación (interruptor seccionador).
- Transformador.
- Material de seguridad, control, elementos auxiliares...

La disposición de los elementos se podrá establecer en dos niveles de altura. En la parte baja, a la que se accede por la propia puerta del aerogenerador, se ubicarán las celdas de media tensión, así como los armarios de baja tensión de protección del generador, control, elementos auxiliares, etc. El transformador podrá instalarse igualmente en la parte baja de la torre o en una plataforma intermedia. La conexión del cable de media tensión a la celda de media tensión se realizará en la parte inferior de la torre.

El transformador es de tipo seco encapsulado en resina, trifásico y diseñado especialmente para los usos de la turbina de viento. Al ser del tipo seco, el riesgo de incendio es mínimo. Además, el transformador incluye todas las protecciones necesarias para evitar daños como detectores de arco y fusibles de protección. Recibe la energía del aerogenerador a tensión y frecuencia constante, eleva la tensión y la entrega a la celda.

La relación de los transformadores instalados en el interior de los aerogeneradores será de 0,69/30 ± 5% kV para una tensión de aislamiento de 36 kV, y su potencia nominal será de 2.750 kVA.

### 2.3. Líneas interiores de interconexión a 30 kV

Se prevé la instalación de cinco líneas subterráneas de interconexión de tensión nominal 30 kV. Cada una de ellas recogerá la energía generada en varios aerogeneradores, transportándola hasta la Subestación del Parque.

Las características eléctricas de las líneas son las siguientes:

Tensión nominal	30 kV
Tensión más elevada para el material	36 kV
Categoría	3ª
Nº de Circuitos	5 trifásicos
disposición terna	triángulo
disposición circuitos	capa
Instalación	directamente enterrado (mayoritariamente)
Altitud	Entre 500 y 1.000 metros
Contaminación ambiental	Baja
Nivel de niebla	Medio
Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo	170 kV
Tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial	70 kV
Categoría de la Red	B
Fibra óptica	Sí

La longitud total estimada de las líneas de interconexión entre aerogeneradores y entre estos y la subestación es de 39.051 metros.

Los trazados de las líneas de interconexión entre los centros de transformación de los aerogeneradores se han previsto de forma que discurren anexas y paralelas a los viales interiores del parque o bajo caminos existentes.

Las líneas serán simple circuito (una terna por circuito). La sección de los conductores a instalar en cada tramo depende de la potencia a transportar, aumentando ésta según se va incorporando la energía de los aerogeneradores a la línea de interconexión.

Los cables a utilizar serán cables unipolares de aislamiento seco tipo RHZ1 18/30 kV de 95 mm<sup>2</sup>, 150 mm<sup>2</sup>, 240 mm<sup>2</sup> y 400 mm<sup>2</sup> de sección de aluminio, con aislamiento de polietileno reticulado, pantalla de cobre H16 ó H25 (a definir en el proyecto de ejecución), protección longitudinal al agua mediante cinta hinchante y cubierta de poliolefina. En cualquier caso, los cables seleccionados cumplirán las prescripciones reglamentarias en cuanto a densidad de corriente, cortocircuito y caída de tensión garantizando asimismo las pérdidas mínimas de transporte. Irán dispuestos en zanja, directamente enterrados u hormigonados bajo tubo, cuando deban discurrir bajo las plataformas de los aerogeneradores o cruzar los viales del parque, circunstancia que ha tratado de evitarse lo más posible.

Mayoritariamente, los circuitos discurrirán en configuración de simple circuito. Cuando compartan zanja la separación mínima prevista entre las ternas es de 400 mm para minimizar las pérdidas de corriente en los cables de transporte. En los tramos que comparten trazado más de cuatro líneas se adoptará una configuración especial, discurriendo repartidas las ternas a uno y otro lado del vial, pero nunca más de tres líneas juntas.

Por otra parte, se instalará un cable de fibra óptica para comunicación entre todos los aerogeneradores y el centro de control de la subestación. Este cable discurrirá entubado compartiendo las zanjas de las líneas de interconexión.

## **2.4. Red de puesta a tierra**

La instalación de puesta a tierra del aerogenerador estará compuesta al menos por:

- Un anillo de equipotencialidad interior, constituido por un bucle cerrado de conductor de cobre desnudo de 70 mm<sup>2</sup> colocado a lo largo de todo el perímetro del hueco de excavación destinado a la cimentación de la virola del propio aerogenerador. La torre se unirá a dicho anillo mediante cuatro conductores de cobre de 70 mm<sup>2</sup> conectados a las cuatro pletinas soldadas al tubo del primer tramo (nunca a la virola de cimentación.) La virola se unirá a este anillo mediante otros cuatro conductores de cobre de 70 mm<sup>2</sup>, conectados a las pletinas previstas para ello en la propia virola.
- Un anillo de equipotencialidad exterior, que deberá ser un conductor de cobre de 70 mm<sup>2</sup> enterrado a 0,6 metros de profundidad respecto a la superficie del terreno y distando un metro del contorno exterior de la torre, incluida la escalera de acceso. Se unirá a los conductores radiales mediante soldadura aluminotérmica. De este anillo partirán otros cuatro conductores hacia el anillo perimetral.
- Electrodo perimetral que deberá ser un anillo a base de conductor de cobre de 70 mm<sup>2</sup> enterrado a 0,6 metros de profundidad respecto a la superficie del terreno y distando un metro del contorno de la cimentación de la torre y a una profundidad mínima de un metro. En función de las mediciones de paso y contacto se instalarán las picas necesarias, que serán de cobre, con un

diámetro mínimo de  $\geq \varnothing 15$  mm en el caso de que sean macizas y de  $\geq \varnothing 20$  mm con un espesor  $\geq 2$  mm si son tubulares y su extremo estará enterrado al menos a un metro de profundidad sobre la superficie del terreno.

Las puestas a tierra de los aerogeneradores estarán conexas entre sí mediante un cable de cobre de 70 mm<sup>2</sup> de sección que discurrirá compartiendo las zanjas de las líneas de interconexión, directamente enterrado sobre lecho de arena y entubado cuando las zanjas sean hormigonadas. A este cable se conectarán también las pantallas de los cables subterráneos de alta tensión y las tierras de protección de los centros de transformación ubicados en el interior de los aerogeneradores

## 2.5. Torre anemométrica

Se ha proyectado la instalación de una nueva torre anemométrica autosoportada de una altura máxima 129 metros, con el fin de seguir evaluando el comportamiento del viento de la zona y disponer de un registro histórico de los datos de viento del P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I. la torre anemométrica se ubicará en la finca correspondiente a la parcela 211 del polígono 40 del término municipal de Campillo de Altobuey.

La descripción detallada de esta instalación se recogerá en el proyecto de ejecución del parque. En todo caso, la torre prevista es similar a la de la serie Loira del fabricante Jiménez Belinchón: son torres tubulares autosoportadas de sección poligonal y forma tronco piramidal, compuestas de dos o más tramos ensamblados por presión entre sí. Los tramos que componen la columna están soldados longitudinalmente y no tienen soldaduras en dirección transversal al fuste. El material base empleado para la construcción del mástil de la torre será acero de calidad mínima S275- JR, conforme a la UNE EN 10025:1994<sup>38</sup>. Las dimensiones del mástil, tales como diámetro en la base, espesor de cada tramo, etc. se calculan considerando las sollicitaciones mecánicas debidas al viento, a las cargas que vaya a llevar la torre y al tipo de acero a utilizar. Las columnas llevarán soldadas en su parte inferior una placa base para la fijación a la cimentación mediante pernos de anclaje. La soldadura del fuste se realiza mediante procedimiento de arco sumergido, dando como resultado la penetración y garganta necesaria. La placa base y la brida se sueldan mediante soldadura MAG<sup>39</sup>. El acabado final será galvanizado por inmersión en caliente, según Norma UNE-ENISO-1461: 1999<sup>40</sup>, no pudiendo realizarse trabajos posteriores que deterioren la capa de recubrimiento. La estructura incorpora una escalera de acceso en espina de pez hasta la parte superior con un Sistema de Seguridad de Carril Tipo Carabelli.

---

<sup>38</sup> Norma UNE-EN 10025:1994 'Productos laminados en caliente, de acero no aleado, para construcciones metálicas de uso general. Condiciones técnicas de suministro'.

<sup>39</sup> Metal Active Gas: soldadura con gas protector de metal, procedimiento de soldadura con arco eléctrico en el que un electrodo de hilo sin fin se funde bajo una cubierta de gas protector. El gas sirve aquí de protección contra la influencia de la atmósfera del entorno.

<sup>40</sup> Norma UNE-EN ISO 1461:1999 'Recubrimientos galvanizados en caliente sobre productos acabados de hierro y acero. Especificaciones y métodos de ensayo'.

## 2.6. Comunicaciones del parque eólico

Cada uno de los aerogeneradores tendrá un armario de control del cual saldrá un cable de fibra óptica que irá en la misma zanja que el cable de media tensión. Se instalará un cable de fibra óptica entubada para comunicación entre los aerogeneradores y en su caso entre éstos y el centro de control de la subestación eléctrica del parque. Las características del cable serán las siguientes:

- N<sup>o</sup> mínimo de fibras: 12 (dedicadas para la comunicación de los aerogeneradores con el SCADA).
- Tipo de fibra: Monomodo 9/125 OS2.
- Baja emisión de humos acorde con IEC61034 y EN50268.
- Libre de halógenos (LSZH).
- No corrosivo acorde con IEC60754-2 y EN50267.
- Retardante a la llama acorde con IEC60332-3-24 y EN50266-2-4.
- Cubierta interior adicional retardante a la llama y sin halógenos.
- Blocante al agua acorde con IEC60794-1-2-F5.
- Cable sin elementos metálicos, no presentando problemas de lazos de tierra.
- Protección antirroedores mejorada mediante hilaturas de fibra de vidrio.
- Resistente frente a microbios y rayos ultra violetas.
- Posibilidad de instalación en conductos o enterrado directamente.
- Cumplimiento con normativa RoHS<sup>41</sup>.
- Rango de Temperatura:
  - ⇒ Tendido e Instalación: -5 °C a 50 °C
  - ⇒ Funcionamiento: -20 °C a 60 °C
  - ⇒ Transporte y Almacenamiento: -25 °C a 70 °C.
- Recubrimiento: Ajustado.
- Refuerzo: Refuerzo de aramida.
- Propiedades geométricas y ópticas: Conforme a la IEC 60793-2

---

<sup>41</sup> RoHS (*Restriction of Hazardous Substances*) hace referencia la directiva 2002/95/CE de Restricción de ciertas Sustancias Peligrosas en aparatos eléctricos y electrónicos, adoptada en febrero de 2003 por la Unión Europea. La directiva RoHS restringe el uso de seis materiales peligrosos en la fabricación de equipos eléctricos y electrónicos. A menudo se la conoce como la directiva "*libre de plomo*", pero esta directiva restringe el uso de las siguientes seis sustancias: Plomo (Pb); Mercurio (Hg); Cadmio (Cd); Cromo hexavalente (Cr VI); Bifenilos polibromados (PBB); Éteres difenil polibromados (PBDE). Ha sido derogada por la Directiva 2011/65/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 8 de junio de 2011, sobre restricciones a la utilización de determinadas sustancias peligrosas en aparatos eléctricos y electrónicos, que abarca la anterior, pero se extiende a otros productos además de los eléctricos y electrónicos.

Físicamente, en los tramos subterráneos la fibra discurrirá entubada, compartiendo la zanja prevista para los cables de potencia, sobre estos a una profundidad mínima de 50 cm.

## **2.7. Obra civil**

La obra civil del parque eólico se concentra principalmente en las plataformas, en las cimentaciones de los aerogeneradores, en los viales interiores del parque y, en menor medida, en las líneas de interconexión.

El movimiento de tierras se ha reducido al máximo con el objeto de afectar a la menor superficie posible y minimizar con ello el impacto sobre la vegetación y los riesgos erosivos.

El área sobre la que se asienta el parque eólico está dedicada fundamentalmente a monte bajo y encinar, con explotaciones agrícolas dispersas en todo el entorno y modificado por las infraestructuras necesarias para el desarrollo agrícola de la zona. Se ha estimado que habrá un movimiento de tierras de 115.365,78 m<sup>3</sup>, de los cuales 79.751,32 m<sup>3</sup> serán de tierra vegetal y 35.614,46 m<sup>3</sup> de tierra no vegetal. Parte de la tierra excavada, una vez seleccionada, y parte de la tierra vegetal reservada se aprovechará en el relleno de las zanjas eléctricas y de la cimentación de los aerogeneradores. Este volumen de tierra total se estima en 44.407,65 m<sup>3</sup>.

### **2.7.1. Viales interiores**

Los viales interiores del parque se han previsto de manera que se cumplan todos los condicionantes técnicos necesarios para el paso de los transportes especiales, en cuanto a pendientes, radios de curvatura y acabados superficiales. Su diseño se ha realizado apoyándose mayoritariamente en la red de caminos existentes en la zona, que será necesario ampliar hasta un ancho de 6 metros —5 de ellos destinados a vial de rodadura de los cuales 4 son realmente capaces de soportar el peso necesario, y una cuneta a cada lado de 0,5 metros para la evacuación de pluviales—.

Dada la extensión del parque eólico se han previsto tres accesos provisionales uno al noroeste desde la carretera CM-2202 y dos desde la carretera CM-211 al norte de la poligonal:

- Para los aerogeneradores de la zona sur de las alineaciones 1 y 2: acceso provisional desde la carretera autonómica CM-2202 a la altura del punto kilométrico 9+861, que consiste en la reforma del acceso existente hacia la granja avícola en El Salobral, al sur de la población de Campillo de Altobuey.
- Para los aerogeneradores de la zona norte de las alineaciones 1 y 2: acceso provisional desde la carretera autonómica CM-211 a la altura del punto kilométrico 20+458.

- Para los aerogeneradores de la tercera alineación (la más oriental): acceso provisional desde la carretera autonómica CM-211 a la altura del punto kilométrico 17+668.

Estas carreteras indicadas tienen ya, en esos puntos kilométricos, un acceso abierto para dar servicio a la red de caminos existentes de acceso a las fincas de cultivo de la zona. La actuación propuesta es adaptarlos provisionalmente al paso de los vehículos especiales, esto es, acondicionar el acceso existente para cumplir en anchura, radio de curvatura y firme con las especificaciones técnicas dadas por el fabricante de la turbina para el paso de los vehículos especiales necesarios para la construcción del parque eólico. Y todo ello teniendo siempre en cuenta los condicionados que indique el Servicio Periférico de Fomento de Cuenca para las carreteras autonómicas, y que se prescriba en concreto para la CM-2202 y CM-211.

A partir de estos puntos de acceso se han diseñado tres redes de viales interiores —una central para la zona norte de las alineaciones 1 y 2, una sur para la zona sur de las alineaciones 1 y 2 y una de norte a sur para la alineación 3— que se desarrollarán apoyándose en los caminos existentes de la zona.

El camino existente en base al cual se desarrolla la red central de caminos cruza actualmente el Barranco de la Hoz por una zona muy llana, en la que el barranco es un cauce de 4,5 metros de ancho y muy poco profundo, con un máximo de 0,5 metros de profundidad en el punto más bajo. En el momento en que se redactó el Anteproyecto estaba seco, aunque las piedras existentes en el lecho del río evidenciaban presencia de corriente en algún momento del año.

De manera provisional —puesto que se restituirán las condiciones iniciales una vez finalizadas las obras— se prevé entubar el cauce en una longitud de 10,66 metros para permitir la adecuación del camino existente al paso de los vehículos especiales, preservando la lámina de agua en las mejores condiciones. Este tubo, que será de hormigón, se dispondrá embebido en un prisma de arena de 0,65 metros de profundidad bajo los 35 cm de sección del vial adecuado para los vehículos especiales.

La adecuación de los caminos existentes consistirá principalmente en el aumento del ancho de rodadura hasta los 5 metros (4 útiles), la construcción de dos cunetas de 0,5 metros de ancho a ambos lados de vial y la adecuación del firme del camino para el peso que deberá soportar el vial — ya se ha indicado que los viales tendrán un ancho de 6 metros que incluyen estos 5 metros para el vial de rodadura y una cuneta a cada lado de al menos 0,5 metros—. En algunos puntos concretos será necesario adaptar radios de curvas existentes de manera que tengan al menos un radio de 50 metros, radio mínimo que permitiría el giro de los vehículos especiales según el fabricante, junto con una zona libre de obstáculos que es función de los metros de desarrollo de la curva. En total los viales interiores del parque tendrán una longitud estimada de 23.956 metros, de los cuales 7.066 metros serán de nueva construcción y 16.890 metros de acondicionamiento de caminos existentes.

Anexa a estos caminos se instalará la zanja prevista para la interconexión entre los aerogeneradores y la subestación. En las zonas de terraplén discurrirá a continuación del pie del talud fuera de la zona de relleno y en las zonas de desmonte, compartiendo caja con el vial a continuación de las cunetas.

Los caminos de acceso y viales interiores se construirán en primer lugar, facilitando así las posteriores fases de ejecución del parque. Para su realización se nivelará y compactará el terreno extendiendo una capa de zahorra como camino de rodadura. La tierra vegetal procedente de la ejecución del vial se almacenará para su posterior utilización en la regeneración de la cubierta vegetal del emplazamiento y, en el caso de que existan sobrantes de excavación, se utilizará en la medida de lo posible para la realización de las plataformas de ejecución de los aerogeneradores.

### 2.7.2. Plataforma del aerogenerador

Las plataformas de montaje son zonas constructivas, auxiliares para los procesos de descarga y ensamblaje, y para el posicionamiento de la grúa que elevará las distintas piezas que componen el aerogenerador.

Las dimensiones genéricas de las plataformas son 40 x 63 metros tanto para plataformas fin de camino como para plataformas intermedias. Estas dimensiones incluyen el área necesaria para el montaje de los diferentes componentes de la turbina y como campa durante su instalación final, teniendo en cuenta que se prevé el montaje según el procedimiento *just in time*<sup>42</sup>.

La pendiente máxima admisible para las plataformas es del 3% o del 1% tanto en largo como en ancho, dependiendo de si se trata de la zona de trabajo o de la zona de acopio de componentes. Asimismo, deberá tener una resistencia a compresión mínima de 2,5 kg/cm<sup>2</sup> en toda la zona de trabajo de grúas, y de 2,0 kg/cm<sup>2</sup> en la zona de acopio de componentes y la zona de montaje de la pluma.

Los pasos de la ejecución serán el desbroce, la excavación del terreno hasta conseguir una superficie plana y de consistencia adecuada, relleno con materiales sobrantes de las distintas excavaciones (cimentaciones, viales, etc.) y compactación de los mismos, todo ello para facilitar el izado de los aerogeneradores.

### 2.7.3. Cimentación aerogenerador

La cimentación del aerogenerador asegura la estabilidad del mismo para todas las condiciones de diseño. Antes de ejecutar la cimentación se procederá a la excavación de la misma hasta llegar a la profundidad donde el terreno presente

---

<sup>42</sup> Los materiales llegan justo a tiempo para su montaje.

la consistencia prevista adecuada para soportar el esfuerzo transmitido por los aerogeneradores. Se deben disponer tubos de PVC para el paso de conductores y cables de tierra y drenaje de la torre. Estas conducciones atraviesan el cilindro de conexión a través de perforaciones ya previstas en éste. Para evitar filtraciones de agua, se dispondrá un sellado entre el hormigón y la chapa del tramo de torre enterrado.

La cimentación consistirá en una zapata de hormigón armado con planta circular de diámetro de 19,50 metros para el modelo G126 y canto variable. La profundidad del pozo de excavación será de 3 metros, añadiendo 10 cm de profundidad para la capa de hormigón de limpieza a ejecutar previamente a la zapata, con objeto de nivelar la superficie de apoyo de la cimentación.

Sobre la zapata se construirá un pedestal de 5,5 metros de diámetro, también de hormigón armado. En el interior de los pedestales se alojarán los carretes de anclaje de los fustes de los aerogeneradores, provistos de los correspondientes taladros para el alojamiento de los pernos de anclaje. Tanto la zapata como el pedestal se realizarán en hormigón armado.

#### 2.7.4. Zanjas de interconexión

La premisa para el diseño de la zanja de interconexión ha sido la de compartir trazado con los viales interiores del parque (discurriendo en paralelo) o discurrir bajo el firme de aquellos caminos existentes que no se han incorporado a la red de viales interiores del parque.

Los cables discurrirán mayoritariamente directamente enterrados, excepto en los cruzamientos con viales interiores o plataformas del parque eólico (casos que se ha tratado de evitar).

Para los casos en los que los cables discurran hormigonados bajo tubo se prevé una sección de zanja con un tubo más de lo necesario como tubo de reserva.

Las longitudes estimadas de las zanjas necesarias para las líneas de interconexión son las siguientes:

Zanja 1 Terna	9.888 metros
Zanja 2 Ternas	7.363 metros
Zanja 3 Ternas	4.127 metros
Zanja 4 Ternas	dividida en 2 zanjas de 2 ternas a ambos lados del camino
Zanja 5 Ternas	dividida en 2 zanjas de 3 y 2 ternas a ambos lados del camino
Zanja hormigonada	270 metros

Todas las zanjas finalizarán en la subestación del parque y tendrán un ancho variable en función del número de circuitos que alberguen y dependiendo de

que los cables se dispongan directamente enterrados u hormigonados bajo tubo. La mayor parte de su trazado discurrirá anexo a los viales interiores del parque eólico, excepto en el tramo de unión de las alineaciones 1 y 2 con la alineación 3 en el que la zanja discurrirá anexo a un camino existente para cruzar el Vallejo del Lobo y ascender la ladera hacia la alineación 3, y el último tramo de la interconexión desde el entorno del aerogenerador WTG 24 hacia la subestación del parque, tramo en que discurrirán cinco circuitos de forma que la zanja se desdoblará discurriendo dos circuitos por un lado y tres por el otro lado de un camino de acceso a fincas existente.

En alguna zona muy concreta y con el objeto de minimizar la longitud de los conductores y el movimiento de tierras generados por la zanja (es el caso en torno a los aerogeneradores WTG 2, WTG 8 y WTG 9, WTG 12 y WTG 13 y WTG 27), ésta discurrirá campo a través.

Las profundidades de las zanjas serán de 1.200 mm tanto para las zanjas directamente enterradas como para las hormigonadas bajo tubo. Las primeras dispondrán de una protección mecánica para los cables.

En la zanja directamente enterrada, la terna de cables de potencia y el cable de tierra se tenderán sobre un lecho de arena lavada de 10 cm de espesor. Estos cables se cubrirán mediante otra capa de arena de 30 cm de espesor en la que se colocará la protección mecánica. Posteriormente se pone una capa de material seleccionado de 30 cm sobre la cual se disponen el cable de fibra óptica entubado. Finalmente, estos cables se cubrirán mediante otra capa de zahorra compactada de 30 cm sobre la que se coloca una banda de señalización, completándose el relleno de la zanja con material procedente de la excavación (20 cm de tierra superficial), como reposición de terreno.

Se colocarán hitos de señalización aproximadamente cada 100 metros, paralelamente a la zanja y en todos los cambios de dirección. Serán preferiblemente de hormigón prefabricado, de longitud mínima de 60 cm, instalados de manera que la mitad de su longitud quede enterrada y sobresalgan un mínimo de 30 cm. Los hitos llevarán grabada una leyenda con la indicación de "*peligro: cables eléctricos*", mediante pintura indeleble.

Ya se ha indicado que, puntualmente, en los cruzamientos de viales, caminos y plataformas, los cables discurrirán hormigonados bajo tubo a una profundidad de 1,2 metros, embebidos en un dado de hormigón. Sobre ellos y también entubada discurrirá la fibra óptica. Se prevé además un tubo de reserva.

Asimismo, bajo tubo en dado de hormigón se resolverá el cruzamiento del cauce del Vallejo de Lobo.

Para el cambio de directamente enterrado a hormigonado bajo tubo se ha previsto la necesidad de instalar arquetas.

Además, para facilitar el tendido y mantenimiento de la fibra óptica se prevé la instalación de una arqueta de fibra óptica cada 100 metros aproximadamente.

### **3. Subestación Campillo de Altobuey Fase I a 30/132 kV**

Como parte de la infraestructura eléctrica necesaria para permitir la evacuación de la energía generada por el P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I a través de la subestación Minglanilla, propiedad de REE, se encuentra la construcción de una nueva subestación transformadora 30/132 kV, a la salida del parque eólico.

En la nueva subestación 132/400 kV, que tendrá tipología de doble barra con acoplamiento, se construirán las siguientes posiciones de 400 kV:

- Una posición de salida 400 kV a REE, dirigida a la posición otorgada.
- Una posición de entrada a 400 kV para otro generador con acceso concedido.
- Una posición de acoplamiento de barras 400 kV.
- Una posición de transformación 132/400 kV.

El acceso a 132 kV necesita a su vez:

- Tres posiciones de entrada 132 kV para los Parques Eólicos Campillo de Altobuey Fase I, Fase II y Fase III. Inicialmente se construirá una: la correspondiente al P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I.
- Una posición de acoplamiento transversal.
- Una posición de transformador (lado 132 kV) para dar acceso a un sistema de doble barra, con acoplamiento.

Además y en segundo lugar, es necesaria la construcción de tres vanos de línea aérea 400 kV Simple Circuito, desde el pórtico de salida de la nueva subestación hasta la posición otorgada en la Subestación de REE Minglanilla.

La Subestación CAMPILLO DE ALTOBUEY FASE I estará ubicada en el término municipal de Campillo de Altobuey (Cuenca).

#### **3.1. Características generales**

La nueva Subestación presentará una topología de Subestación de Generación, compuesta por un parque de intemperie con una posición de transformación/salida de línea.

La tecnología elegida para la nueva Subestación será de intemperie con aislamiento en aire (AIS), implementada con equipos de exterior donde el corte está realizado bajo atmosfera de hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>), con envoltura metálica. Todos los demás elementos (incluido seccionamiento) poseerán aislamiento al aire entre fases.

La subestación de transformación tendrá las siguientes instalaciones:

- a) Sistema de 132 kV: Parque de intemperie constituido por una configuración eléctrica tipo AIS en simple barra, con un conjunto de apartamiento convencional con aislamiento en aire, compuesta por una posición de línea /transformador de 132 kV. Además, el parque de intemperie poseerá un sistema de pórtico de salida de la línea 132 kV.

La posición de línea/transformador estará compuesta por el siguiente aparellaje:

- Un conjunto de tres transformadores de tensión inductivos.
- Un seccionador trifásico con cuchillas de puesta a tierra lado línea.
- Un conjunto de tres transformadores de intensidad.
- Un interruptor automático tripolar de corte en SF<sub>6</sub>.
- Un conjunto de tres pararrayos-autoválvulas
- Dos conjuntos de tres transformadores de intensidad tipo “BUSHING” (6 en total).
- Un transformador de potencia.

El aparellaje del campo línea/transformador estará unido por un sistema de barras bajas, que estará soportado por el propio aparellaje que lo une a través de terminales adecuados para ello, de características adecuadas a las tensiones y los esfuerzos electrodinámicos.

- b) Transformador de potencia: Se ha previsto la instalación de un transformador de potencia de una relación de 132/30 kV, conexión YNd11, y una potencia de 80 MVA ONAN<sup>43</sup> – 85 MVA ONAF<sup>44</sup>.

- c) Sistema de 30 kV: El sistema de 30 kV posee aparellaje de interior y exterior.

c.1) El aparellaje de interior estará instalado en una sala independiente (sala de celdas) dentro del edificio de control, y constituido por una configuración eléctrica de interior, formado por un conjunto (tablero) de celdas blindadas, con aislamiento y corte en SF<sub>6</sub>. Tendrá una segregación metálica entre el recinto de barras y el interruptor automático.

El campo de 30 kV de interior tendrá una configuración de simple barra. Se compondrá de un conjunto de celdas ensambladas, normalizadas, de ejecución metálica con envolvente para instalación interior, constituido por once unidades agrupadas y destinadas a los siguientes servicios:

- Una celda de transformador (alimentación a embarrado de transformador).
- Cinco celdas de línea (llegada de parque).

---

<sup>43</sup> ONAN (*Oil Natural Air Natural*): Circulación del aceite en forma natural y enfriamiento por aire en forma natural.

<sup>44</sup> ONAF (*Oil Natural Air Forced*): Circulación del aceite en forma natural y enfriamiento por aire mediante ventilación forzada.

- Una celda de alimentación a transformador de servicios auxiliares.
- Una celda de medida de tensión de barras 30 kV.
- Una celda de reserva de transformador/línea.
- Una celda de reserva para batería de condensadores.

Se reservará espacio para dos celdas más.

Cada celda va equipada de acuerdo a su función y por tanto poseerá el aparellaje necesario y los elementos de medida y protección correspondientes.

Todos los circuitos se conectan al embarrado principal a través de un interruptor automático extraíble, excepto los circuitos que alimentan los servicios auxiliares y de medida, que se conectan a través de fusibles calibrados de alto poder de ruptura.

Las celdas de llegada de líneas de generación y la de conexión a transformador de potencia van dotadas de seccionador de puesta a tierra y transformador de intensidad por fase.

En el sistema de celdas se incluye una de reserva con posibilidad de conectar a líneas de generadores o a transformadores de potencia, es decir, dotada de seccionador de puesta a tierra y transformador de intensidad por fase.

Tanto las entradas como las salidas a 30 kV se realizarán en subterráneo por cable, con bornas de más de 630 A y adecuadas a conexiones de líneas dúplex y tríplex. Se utilizarán conectores rectos tipo Pfisterer tamaño 2 ó 3.

El módulo de 30 kV, dispondrá de un colector general de tierras formado por pletina de cobre electrolítico de 150 mm<sup>2</sup> de sección al que se conectan:

- ⇒ Pantallas metálicas de las terminaciones de cables subterráneos.
- ⇒ Todas las partes metálicas de las celdas no sometidas a tensión.
- ⇒ Puesta a tierra de los kits extraíbles y seccionables o segregables.
- ⇒ Cuchillas de puesta a tierra de los seccionadores.

c.2) Aparellaje de exterior: Parte de la instalación de 30 kV estará ubicada en intemperie, concretamente la que permite la salida de evacuación hacia el transformador de potencia, así como los transformadores de servicios auxiliares, la reactancia de puesta a tierra y las baterías de condensadores.

Los elementos que conforman el sistema de 30 kV en el exterior son los siguientes:

- Cables aislados de media tensión entre celda y trafo de potencia
- Embarrado de entrada a bornas 30 kV del transformador de potencia
- Pararrayos autoválvulas

- Aisladores de apoyo
- Transformadores Bushing de protección en transformador
- Transformadores Bushing de protección en reactancias
- Seccionador de reactancia
- Reactancia
- Baterías de condensadores
- Transformador de servicios auxiliares

Desde barras de 30 kV y a través de la correspondiente celda de transformador, llega a bornas de este un circuito tríplex (tres ternas de cable subterráneo por fase). Desde el suelo y a través de bandeja con tapa y suficientemente ventilada y cerrada y los herrajes correspondientes, llegan estos a un sistema de barras simples de 30 kV de intemperie, y de estas a bornas de transformador.

El embarrado estará compuesto por un conjunto de tres tubos de cobre dimensionados para una intensidad de cortocircuito mínima de 31,5 kA y 2.000 A en régimen permanente. El sistema de barras estará soportado por conjuntos de aisladores de apoyo de porcelana marrón con líneas de fuga adecuadas a la tensión y resistencias flectoras adecuadas para soportar los esfuerzos electrodinámicos de cortocircuito. La separación entre ejes de barras será de 70 cm (65 cm entre fases).

Asimismo, se instalará en el transformador un juego de tres autoválvulas unipolares (3 en total), de tensión nominal 36 kV, situadas lo más cerca posible de las bornas de cada transformador. Este contará con dos conjuntos de tres transformadores de intensidad (6 en total) tipo “bushing” instalados en bornas de los transformadores de potencia.

En resumen, el sistema de 30 kV estará constituido en el parque de intemperie por: juego de autoválvulas, aisladores de apoyo, transformadores de intensidad, así como barras y cajas terminales de exterior para el cable de conexión del transformador de potencia con la sala de celdas de Media Tensión. Además se dejará espacio en el campo de 30 kV previendo la necesidad de instalar tres baterías de condensadores abiertas sobre apoyo metálico.

El transformador de servicios auxiliares también forma parte del aparellaje exterior de 30 kV. Se dispondrá de un transformador de servicios auxiliares TSA-1 de 100 kVA de potencia y relación 30/0,420-0,242 kV, que alimentará a los servicios auxiliares de corriente alterna/corriente continua. Se instalará a la intemperie, próximo al edificio de control, en espacio reservado al efecto. Desde aquí se alimentará al cuadro general de baja tensión, de donde saldrán las líneas hacia el edificio de control, que alimentan los cuadros de servicios auxiliares de corriente alterna (c.a.) y el equipo rectificador-cargador de baterías. A la salida de este último se instalará el cuadro de servicios auxiliares de corriente continua (c.c.).

Además, se reservará espacio, próximo al edificio de control, en suelo reservado al efecto, para la eventual instalación de baterías de condensadores, tipo exterior, una por transformador de potencia.

- d) Sistemas complementarios: El equipamiento complementario propio de una subestación serán los sistemas de Protección, Mando, Medida, Control, Comunicaciones, Vigilancia y Seguridad, necesarios para el funcionamiento y explotación fiable de las instalaciones. Estas instalaciones, junto con los servicios auxiliares, son instalaciones de interior y para su vigilancia y maniobrabilidad se han centralizado en cuadros situados en el edificio de control.

Asimismo, son sistemas complementarios y considerados como propios de la subestación:

- ⇒ Alumbrado exterior del parque de intemperie.
- ⇒ Alumbrado interior del edificio de control.
- ⇒ Tomas de fuerza de interior/externo.
- ⇒ Ventilación y aire acondicionado del edificio de control.
- ⇒ Puestas a tierra superiores e inferiores.

- e) Obra civil: Para la implantación de la subestación será necesaria la obra civil que incluye las siguientes operaciones:

- Movimiento de tierras.
- Instalación del edificio de control.
- Bancada de transformador.
- Depósito de aceite.
- Canalizaciones eléctricas.
- Cimentaciones de soportes de aparellaje.
- Red de drenaje.
- Viales internos.
- Accesos y cierre perimetral.
- Acabado superficial.

- f) Estructura metálica: Constituida por el pórtico de salida y los soportes de aparamenta, alumbrado, cerramientos y estructuras del parque de intemperie y comunicaciones.

El proyecto, además de la descripción de las condiciones generales del conjunto de la subestación vistas anteriormente, hace una definición pormenorizada las especificaciones técnicas de los diversos elementos (posición de línea/transformador en la subestación, seccionador tripolar de línea, transformadores de intensidad y de potencia, interruptor automático, autoválvulas, etc.) que componen cada posición de las instalaciones propias del P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I, tanto del sistema de 30 kV como del de 132 kV.

### 3.2. Parque de intemperie

En este espacio se instalará el aparellaje de 132 kV de la Subestación “Campillo de Altobuey Fase I” según las siguientes hipótesis previas de diseño:

- Facilitar el mantenimiento, para lo que se incide en los viales, en la ubicación de los elementos y en las distancias al cerramiento.
- Evitar en lo posible los trabajos en tensión  $D_m > 2,00$  m (zona prohibida) o proximidad  $D_M > 5,00$  m (zona de proximidad), para lo que se cuidarán anchura y separación de calles, altura de los embarrados superiores a los marcados por las ITC-RAT<sup>45</sup> correspondientes, distancias de aislamiento eléctrico y de seguridad, gálibos superiores a los reglamentarios en la salida de línea.

Para dar salida a la línea aérea de evacuación de 132 kV hay que construir un pórtico de salida donde se amarren los conductores (tres fases en disposición dúplex y tierra-óptico tipo OPGW).

Este pórtico estará construido a base de estructura metálica realizada mediante perfiles normalizados de alma llena de acero galvanizado tipo AE- 275-D, compuesto por dos columnas de sustentación en forma de V invertida de 11 metros de separación y altura. Sobre ellas se instalará la viga de amarre de los conductores de la línea y el conjunto soportará una tensión mecánica de 1.500 kg por fase (750 por hilo) y 500 kg por el cable tierra-óptico OPGW. La altura del amarre de las fases será de 9 metros desde la cota +0,00 m de la subestación, la de los cables de tierra será de 11 metros.

Se ha previsto la instalación de la columna fin de línea fuera del recinto de la subestación, donde se llegue con el primer vano destensado.

Se diseñará por tanto una solución de un pórtico que dé servicio a una posición de 10 metros de anchura, con una separación entre fases de 2,5 metros y 2,5 metros a los apoyos de los pórticos, opción que se considera suficiente para la ubicación del aparellaje y las labores de mantenimiento.

Se ha previsto una separación de 2,5 metros tanto para barras altas como bajas. Se considera un equilibrio entre la operatividad, diseño de las barras y herrajes y la distancia entre aparatos, para no tener esfuerzos electrodinámicos de cortocircuito desproporcionados para las intensidades previstas.

Las barras bajas tendrán una altura de 4,50 metros sobre la cota 0,00 de la Subestación.

---

<sup>45</sup> Instrucciones Técnicas Complementarias según el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de Alta Tensión.

Para el desarrollo y ejecución de la instalación proyectada es necesario el montaje de una estructura metálica que sirva de apoyo y soporte al aparellaje y los embarrados. Todo el aparellaje de la instalación irá sobre soportes metálicos tipo T y Π, y se realizarán en base a estructuras de acero con perfiles de alma llena. Toda la estructura metálica prevista será sometida a un proceso de galvanizado en caliente, una vez construida, con objeto de asegurar una eficaz protección contra la corrosión.

Las estructuras se complementan con herrajes y tornillería auxiliares para la fijación de cajas de centralización, sujeción de cables, tierras y otros elementos accesorios. Todos los taladros y uniones (soldaduras) se realizarán antes del proceso de galvanización.

La tornillería será de acero inoxidable o galvanizada en caliente y centrifugada. Las cimentaciones necesarias para el anclaje de las estructuras soportes del aparellaje se han proyectado teniendo en cuenta los esfuerzos aplicados, para asegurar la estabilidad al vuelco en las peores condiciones (climáticas y electrodinámicas de cortocircuito simultáneamente).

Las instalaciones de puesta a tierra de la subestación constarán de un sistema de tierras superiores y otro de tierras inferiores que cuentan con un conjunto de instalaciones específico de cada una.

No se diseña un sistema de tierras superiores propiamente dichas, dada la poca probabilidad de un impacto directo sobre la instalación, pero se toman medidas que atenúan más esa posibilidad. Consistirán en la unión desde la cúpula de la línea aérea 132 kV de evacuación a las crestas del pórtico de ataque de un cable de guarda de tipo OPGW, similar al de la línea mencionada (a su vez servirá de apoyo a comunicaciones a través de la fibra óptica). Además en cada punta del pórtico se instalará un pararrayos atmosférico de puntas Franklin (puntas activas).

El sistema de tierras inferiores estará compuesto por un electrodo en forma de malla rectangular (de 60 x 60 metros) con conductor desnudo de 95 mm<sup>2</sup> de sección. Los conductores del electrodo se enterrarán entre tierra vegetal extraída y material seleccionado, para facilitar la disipación de corriente. Su separación de 4 metros permitirá el drenaje de la intensidad de defecto sin que las tensiones de paso y contacto superen las máximas que se establecen en la ITC-RAT 13<sup>46</sup>. Los cruces de la malla y la derivación desde el electrodo hacia las tomas de tierra de los elementos se realizarán con soldaduras aluminotérmicas (Cadmold) evitando así la corrosión de las piezas de unión.

En la red de tierra se prevén rabillos dobles para conexiones a estructuras, bastidores, herrajes, puertas y tuberías y demás elementos metálicos de la subestación, así como para los neutros de los transformadores de potencia y de medida, la unión de la red de tierras del edificio de control, y de la valla

---

<sup>46</sup> Instalaciones de puesta a tierra.

perimetral. También se prevén arquetas de seccionamiento con objeto de verificar la puesta a tierra.

En los puntos de descarga de autoválvulas, neutro del transformador, reactancia y de puesta a tierra de las cuchillas de los seccionadores se instalará una pica de puesta a tierra de 2 metros de longitud (unida a la malla y a la borna de descarga del pararrayos), con objeto de canalizar en profundidad la onda de tensión.

La malla se extenderá bajo la totalidad de la superficie de la subestación para evitar tensiones transferidas y tensiones de contacto peligrosas en el interior y exterior del recinto. Constituirá una superficie equipotencial y poseerá una línea de tierra a un metro de la valla en el interior y otra sobresaliendo un metro en el exterior, alrededor del vallado perimetral de la subestación.

Para mantener los valores de las tensiones de contacto por debajo de los valores admisibles, se dará un acabado superficial a determinadas zonas de la subestación consistente en una capa de grava de 15 centímetros de espesor, especialmente alrededor del parque de 132 kV y del edificio de control.

En el área de la subestación donde no existe peligro en cuanto a tensiones de contacto, al no haber masas accesibles, se preparará una capa de grava de 15 centímetros de espesor, para asegurar que cumplen los requisitos en cuanto a tensiones de paso admisibles, especialmente en las proximidades de la valla perimetral (a un metro de ella por el interior y por el exterior).

Una vez esté la instalación terminada se medirán las tensiones de paso y contacto, así como la resistencia máxima de la red de tierras, para verificar que estos resultados están de acuerdo a las normas mencionadas.

### **3.3. Servicios auxiliares**

La subestación, a través del transformador y cuadro de servicios auxiliares, suministra tensión 230/400 V a los siguientes elementos:

- Alumbrado interior.
- Alumbrado exterior.
- Tomas de corriente de interior (mínimo tres por recinto del edificio de control).
- Tomas de corriente en exterior (básicamente en los armarios de control).
- Resistencias de caldeo de celdas y cuadros, así como en los motores de recarga de resortes del aparellaje.
- Climatización del edificio de control.
- Rectificadores y cargadores de baterías.

El cuadro de corriente alterna a 230/400 V estará formado por bastidores en módulos, realizados con paneles de chapas de acero y perfiles del mismo material. En él se han previsto los aparatos que gobiernan los servicios

auxiliares de corriente alterna. Estará compuesto como mínimo por los siguientes elementos:

- Un medidor de V/A.
- Un relé de supervisión de tensión.
- Un interruptor general trifásico, en caja moldeada, de 160 A, con protección diferencial.
- Interruptores magnetotérmicos para los diferentes servicios.
- Interruptores magnetotérmicos para reserva.
- Puerta con cerradura.
- Sinóptico dibujado sobre la puerta.

El sistema rectificador-cargador-batería —redundante, instalado en el edificio de control y alimentado por la corriente alterna desde el cuadro de servicios auxiliares— proporcionará una fuente de energía a 125/48 Vcc para mantener el control y comunicaciones de la instalación en ausencia de tensión alterna durante 5/6 horas. Estará formado por dos equipos rectificador/batería 125 Vcc que poseerán un sistema automático de vigilancia de sus procesos de carga/flotación. Funcionarán en paralelo ininterrumpidamente, uno en reserva de otro, y con una capacidad tal que pueda asegurar el consumo de la subestación en un periodo de 5 horas desde que se produzca el fallo en los servicios de alterna.

La subestación dispondrá también de dos equipos rectificador/batería 48 Vcc, que funcionarán en paralelo uno en reserva de otro y con una capacidad tal que pueda asegurar el consumo de la subestación en un periodo de 6 horas desde que se produzca el fallo en los servicios de alterna.

La corriente continua se usará para alimentar los siguientes elementos:

- Comunicaciones.
- Protecciones.
- Mando.
- Alarma y señalización.
- Muelles de los interruptores.

El cuadro de corriente continua 125/48 Vcc previsto, que será similar al de corriente alterna, estará compuesto como mínimo por los siguientes elementos:

- Dos medidores de V/A.
- Dos relés de supervisión de tensión.
- Interruptores magnetotérmicos para los diferentes servicios.
- Interruptores magnetotérmicos para reserva.

### **3.4. Mando, medida y protección**

Las protecciones de la línea de 132 kV contarán con protección de distancia, numérica y distribuida con reenganche y comprobación de sincronismo,

osciloperturbografía y comparación diferencial. Se incorporará teledisparo y protección de fallo.

Las protecciones de los transformadores de potencia serán las habituales, haciendo hincapié en que se establecerá una doble protección diferencial.

Para la protección de barras, se instalará una protección de barras numérica y distribuida, con sus módulos enlazados por fibra óptica, que incorporará también la protección de fallo de interruptor.

La combinación de varias UCP (unidades de control de posición), una UCS (unidad de control de subestación), con consola de operación local y relés independientes, constituyen en conjunto un sistema integrado de mando, protección, control y medida.

El sistema está diseñado de forma que desde cada UCP se podrá controlar y actuar localmente sobre la posición que representa. Desde la UCS se podrá actuar sobre cualquiera de ellas, así como de tener información general del sistema, referente al estado del mismo, así como de alarmas y medidas.

La UCS estará compuesta por:

- Unidad de control propiamente dicha.
- Teclado y pantalla.
- Reloj GPS de sincronización.
- Unidad de control para la toma de señales de servicios auxiliares.
- Módem de comunicaciones.

Todo el conjunto estará dentro de un armario fabricado en perfiles y chapa de acero, laterales cerrados, acceso anterior por chasis pivotante y puerta delantera de policarbonato ignífugo.

La configuración del sistema de control deberá quedar preparada para su integración de forma que se controlen los parámetros de la Subestación mediante protocolo IEC 101. Los elementos que integran el sistema de control son los siguientes:

- Servicios Auxiliares.
- Medida (Medida comprobante y por protocolo de comunicación).
- Protecciones (por protocolo de comunicación).
- Grupo cargador/rectificador.

La medida fiscal y redundante se instalará en la subestación de llegada en Minglanilla.

La captación de señales de tensión e intensidad y la señalización y alarmas asociadas se realizará por medio de las UCP. El conjunto de las UCP se

instalará sobre un rack y todo ello estará dentro de un armario de control y protecciones fabricado en chapa de acero.

Las unidades de control de posición (UCP), una por cada posición de la subestación serán las siguientes:

- Una Posición de línea de evacuación.
- Una Posición de transformador de potencia.
- Una Posición de Servicios auxiliares.

Las unidades de control de posición 132 kV se instalarán en los cuadros de control correspondientes, instaladas en recinto específico del edificio de control (sala de control).

Las UCP de 30 kV (10 en total), se instalarán en los cubículos correspondientes de baja tensión de las celdas correspondientes a esa tensión y a la posición a controlar, todas ellas instaladas en recinto específico del edificio de control (sala de celdas).

Las comunicaciones entre las diversas UCP y la UCS se realizarán a través de fibra óptica multimodo.

El Anteproyecto define los elementos que compondrán los sistemas de control y protección de las dos tensiones que se establecerán definitivamente en el Proyecto Constructivo.

Las funciones de mando, medida y señalización, a nivel local, se diseñan en dos escalones de mando y visualización de alarmas y señalizaciones:

- ⇒ Local desde las UCP, para medida, mando, alarmas de posición y señalización.
- ⇒ Local desde las UCS, para medida, mando, alarmas de posición y señalización.

El sistema de control de UCP poseerá las funciones de captación y visualización de los datos:

- Captación de señales simples analógicas de tensión e intensidad, que permitan el cálculo de potencias, factor de potencia, etc., con visualización local de magnitudes.
- Captación de señales simples correspondientes a las señales/alarmas asociadas y su visualización en pantalla local.
- Registro oscilográfico.
- Captación de señales dobles (abierto/cerrado/desconocido) que se corresponda al estado del aparillaje, automatismos y señalización en pantalla local.
- Emisión de ordenes dobles (apertura/cierre) a interruptores automáticos con los enclavamientos correspondientes.

La UCS poseerá las funciones de captación y visualización de datos:

- Mando y señalización de las posiciones de la subestación.
- Realización de todos los automatismos generales en el entorno de la subestación.
- Presentación y gestión de las alarmas del sistema.
- Generación de informes.
- Captación de todas las señales/alarmas de los sistemas de servicios auxiliares.
- Gestión de comunicaciones con el sistema de telecontrol.
- Gestión de consola y periféricos.
- Gestión de las comunicaciones con las UCP.
- Sincronización horaria.

En cuanto a la medida de energía generada, se ha diseñado de acuerdo con Real Decreto 1110/2007<sup>47</sup>. De acuerdo con ello y tratándose de una subestación de generación, la medida se establece en las mismas instalaciones de la subestación en donde se coloca la medida comprobante. Los equipos redundantes se situarán también en la subestación. Los transformadores de intensidad se han diseñado con un núcleo clase 0,2S, exclusivo para la medida de energía, al igual que un devanado clase 0,2 de los transformadores de tensión.

Habrán dos armarios de medida precintables, totalmente independientes. Cada armario alojará los dos contadores de clase igual o mejor que 0,2S para medida de energía activa (en ambos sentidos) y de clase igual o mejor que 0,5 para reactiva (en los cuatro cuadrantes), los registradores y los dispositivos de transmisión al concentrador secundario. Esta medida, a través de convertidores, se integrará en el control de la subestación de forma que queden integradas en el Centro de Control, con Módem y podrá ser interrogada.

Se hace constar que la medida principal (fiscal) se instalará en las instalaciones de llegada en Minglanilla.

A través de watímetro, secuencímetro y acoplamiento, se conseguirá que estén en funcionamiento el menor número posible de transformadores de potencia, en orden a minimizar las pérdidas en vacío.

Se habilitará un espacio para el control del Parque Eólico. En dicho control se integrará el sistema SCADA que, por una parte, mandará las señales al correspondiente Centro de Control de Generación y, por otra, permitirá gestionar el Parque Eólico.

### **3.5. Instalaciones de baja tensión**

---

<sup>47</sup> Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

La instalación proyectada se enmarca dentro de la categoría de instalación industrial, sin poseer ningún local con un tipo de riesgo especial. Se empleará tensión alterna 230/400 V para alimentar a los siguientes servicios:

- a) Interior: alumbrado (normal y emergencia), tomas de corriente, equipo rectificador/cargador de baterías, resistencias calefactoras de celdas y cuadros que eviten la condensación en el entorno de los equipos, climatización.
- b) Exterior: alumbrado exterior (normal e intensivo), resistencias calefactoras de cuadros y motores de tensado de resortes que eviten la condensación en campo de los equipos.

Se empleará tensión continua 125/48 Vcc para alimentar a los siguientes servicios:

- a) Tensión continua 125 Vcc para:
  - Intemperie: circuitos de maniobra y circuitos de señalización de aparellaje en el parque.
  - Interior: circuitos de protección, circuitos de maniobra de aparellaje de las celdas, circuitos de señalización en celdas.
- b) Tensión continua 48 Vcc para comunicaciones.

Anejo al edificio de control se encontrarán el transformador de servicios auxiliares, con espacio otro de reserva, desde el cual, a través de la salida de baja tensión del mismo, se alimentará el cuadro de Servicios Auxiliares. Desde este último se centralizará la protección general de la instalación y la protección y el mando de todos los circuitos que alimentarán a la instalación.

La protección general estará encomendada a un interruptor general automático en caja moldeada de 630 A tetrapolar con protección diferencial. Desde el interruptor automático se dividirán los distintos circuitos que darán alimentación eléctrica a los servicios de corriente alterna mencionados. Estos circuitos estarán protegidos mediante la correspondiente protección magnetotérmica y diferencial.

La recogida y distribución de señales desde el aparellaje y cuadros de interior se realizará a través de conductores eléctricos. La sección de los conductores de sección será de 2,5 mm<sup>2</sup> de cobre, apantallados con nivel de aislamiento 0,6/1 kV.

Los cables de fuerza serán de sección adecuada a su uso y un aislamiento de 0,6/1 kV. Estos discurrirán por el semisótano del edificio de control, o bien en otros casos, con tubos o canal de material plástico (rígido o corrugado) de montaje superficial o empotrado según la protección mecánica necesaria. El

semisótano tendrá las dimensiones adecuadas para el paso de cables con sus radios de curvatura correspondientes. Entre sótano y salas se dejarán huecos necesarios para el paso de cables y terminales a las celdas.

Alumbrado Interior: Estará constituido por tres luminarias estancas provistas de tubos fluorescentes (2x36 W), colocadas en el techo de cada estancia del edificio de control. Esto cumple las normas CIE, para zonas con paneles de control, con valores de 350 lux y grado de uniformidad de 0,5, o para otro tipo de estancias.

Alumbrado autónomo de emergencia: Se dispondrá de una o más luminarias autónomas de emergencia por puerta o recorrido, de forma que se obtengan un mínimo de 5 lux y se pueda evacuar el edificio ordenadamente en caso de emergencia. Estas luminarias se situarán encima de las puertas de salida, de forma que el recorrido de evacuación quede suficientemente iluminado. Deberán poseer una autonomía de 1 h y su encendido será automático cuando la tensión descienda del 70% del valor nominal. Así mismo habrá dos aparatos portátiles alimentados desde el circuito de fuerza.

Alumbrado Exterior: Estará constituido por un alumbrado normal y uno intensivo.

- a) Alumbrado Exterior Normal: El recinto poseerá un nivel lumínico de 15/25 lux con un coeficiente de uniformidad de 0,25/0,30, según sea el punto a medir, un vial perimetral o uno principal. Para ello se repartirán ocho luminarias esféricas, tipo globo a lo largo de los viales, sobre columnas de 4 metros de altura (construidas a base de acero galvanizado en caliente). Las lámparas serán de Sodio Alta Presión de 110 W de potencia. El sistema de alumbrado exterior normal tendrá mando manual o a través de célula fotoeléctrica.
- b) Alumbrado Exterior Intensivo: En las zonas de maniobra o mantenimiento intensivo, se instalará un nivel lumínico de 200 lux, con arranque manual. Estará constituido por cuatro proyectores de aluminio anodizado con lámparas de vapor de sodio de alta presión de 250/400 W tubulares de potencia debidamente distribuidas y controladas de forma manual. Los proyectores irán montados en soportes metálicos y la altura de los mismos será de 1,5 metros como máximo. El nivel lumínico se comprobará en el estudio de iluminación.

### **3.6. Obra civil**

La obra civil necesaria para la urbanización de la parcela y la instalación del parque de intemperie comprende entre otras:

- Construcción de viales exteriores.
- Explanación a una única cota del terreno y su acondicionamiento.
- Instalación de malla de puesta a tierra a una profundidad de 80 cm bajo la cota de excavación. Instalación de rabillos para derivaciones.
- Construcción de accesos y cerramientos de la parcela, incluidas puertas de acceso de personal y equipamientos.

- Construcción de viales interiores.
- Canalizaciones y zanjas para canalizaciones de cables de control y potencia.
- Construcción de drenaje de pluviales.
- Bancada de transformadores de potencia y su foso de recogida de aceite con sistema de separación de agua y aceite.
- Cimentaciones para los soportes de aparellaje y pórtico de salida.
- Muros cortafuegos entre transformadores de potencia.
- Edificio de control.
- Acabado de viales interiores con hormigón o asfalto.
- Acabado con gravilla del resto de la superficie del parque.

### **3.7. Edificio de control y celdas**

Se han previsto las salas de control, celdas, almacén y reciclado, etc. instaladas en un único edificio.

Para la realización de la plataforma de la subestación se recrecerá el terreno 0,5 metros (nunca menos de 0,3 metros) sobre la rasante del terreno existente, para evitar la entrada de agua al recinto. En el interior de la misma, se construirá una acera perimetral de 0,15 metros de altura sobre la nueva cota de la subestación. Además la cota interior del edificio, estará elevada 0,20 metros a su vez sobre la acera perimetral, por lo que la cota interior del edificio estará a 0,85 metros sobre la rasante natural del terreno.

Se pretende la construcción de un edificio prefabricado, en un volumen rectangular, de tipología abierta y aislada. El volumen se cierra mediante un tejado a dos aguas realizado con un forjado de hormigón prefabricado. El edificio estará formado por elementos modulares prefabricados de hormigón armado con aislamiento térmico, realizándose previamente la solera para el asiento y fijación de los elementos prefabricados, así como de los equipos a instalar en el interior del edificio. También se preverán las canalizaciones organizadas para el tendido de los cables de potencia y control, así como las salidas estancas de los mismos al parque de intemperie.

El edificio se situará de acuerdo con el límite del retranqueo, según el POUM<sup>48</sup>, dejando espacio con el límite de la parcela o viales. También cumplirá con las demás normas urbanísticas y estéticas.

El edificio, que constará de una sola planta, tendrá forma rectangular de 24,10 x 5,5 metros aproximadamente y cuatro entradas independientes (sala de celdas, control, reciclados y almacén). La superficie total construida es de 132,55 m<sup>2</sup>, con una altura de alero de 3,40 y 3,95 metros.

El Anteproyecto presenta una descripción exhaustiva de las diferentes salas del edificio, sus dimensiones, materiales de construcción, etc.

---

<sup>48</sup> Plan de Ordenación Urbanística Municipal.

### **3.8. Montaje electromecánico**

Los soportes de los equipos se realizarán en base a perfiles metálicos normalizados de acero, con un tratamiento anticorrosión mediante galvanización en caliente. Estarán amarrados por su base a los correspondientes pernos de anclaje embebidos en las cimentaciones respectivas y la fijación de los aparatos a los mismos y entre piezas se realizará mediante tornillería.

Las señales procedentes del parque exterior, se recogerán en cajas de centralización de tipo:

- Caja de formación de intensidades de medida y protección.
- Caja de formación de tensiones de medida y protección.
- Cajas de mando y señal.

### **3.9. Equipamiento de prevención de incendios y equipamiento antiintrusismo**

En aplicación de las prescripciones de la ITC-RAT 15 se utilizarán materiales que prevengan y eviten la aparición del fuego y su propagación a otros puntos de la instalación al exterior del parque de intemperie. Se utilizará para ello medidas activas y pasivas para la prevención del fuego y sus efectos.

El transformador y demás aparata cuenta con dispositivos de protección que los desconectan de la red ante situaciones en la que se pudiera tener peligro de incendio (cortocircuitos, sobrecargas, etc.), que puedan suponer calentamientos excesivos).

A pesar de ello, el transformador de potencia (y el de servicios auxiliares) es el único elemento de la instalación que tiene material inflamable y carga de fuego a tener en cuenta. Dado que el aceite aislante (la norma UNE-EN 60296 fija el punto de inflamación), puede ser considerado de baja peligrosidad por tener un punto de inflamación mayor a 61 °C. Por ello en el área de transformación se instalarán extintores portátiles en carretones de CO<sub>2</sub> y polvo ABC.

En el edificio de control se aplicarán las prescripciones de la ITC-RAT 14, para la prevención de incendios en los edificios de la subestación, según la cual no es necesaria la instalación de un equipo de instalación automático.

Como medidas de seguridad activa se procederá a la instalación de equipamiento de detección y extinción de incendios en toda la instalación que estará formado por una centralita compacta microprocesada, una alarma acústica manual/automática, detectores ópticos de humos, detectores termovelocimétricos y extintores de eficacia 21<sup>a</sup> 113B-C en el interior del edificio.

Además, la subestación contará con todos los materiales de protección individual y colectivo que indica el Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

Como medidas de seguridad pasiva para evitar la propagación del fuego, en caso de que este se produjera, cada estancia del edificio de control se considerará un sector de riesgo de incendio independiente del resto, con división de los mismos horizontal y verticalmente, para lo que se tomarán las siguientes medidas:

- Se sellarán los huecos y pasos de cables entre estancias.
- Se sellarán los huecos y pasos de cables a los armarios y cuadros, de control y auxiliares.
- Se instalarán cortafuegos en las bandejas de cables que discurren por el semisótano.
- Los cables serán no propagadores del fuego o llama.
- Se sellarán los cuadros, una vez cableados, con material no propagadores del fuego o llama.
- El cable de fibra óptica será a su vez ignífugo e instalado aparte de los de fuerza y control.
- Los paramentos del edificio de control tendrán la resistencia al fuego adecuada a su función.
- Las puertas presentarán una resistencia al fuego EI290-C5.

Por otra parte, se instalará un sistema de alarma de intrusismo que deberá integrarse en el control de la subestación o en el centro de control desde donde se podrá controlar y que contará con una centralita compacta microprocesada, una sirena exterior, detectores volumétricos y detectores magnéticos de alta potencia en las puertas.

#### **4. Línea Aérea de evacuación 132 kV**

La línea de evacuación del P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I, será una línea aérea de 132 kV de tensión nominal, simple circuito (preparada para triple circuito, en el tramo final de la línea), simplex, con origen en la Subestación CAMPILLO DE ALTOBUEY FASE I 30/132 kV del parque eólico y final en la subestación denominada 'Minglanilla-Generación 132/400 kV' propiedad de la Junta de Compensación integrada por varias empresas promotoras de distintos parques eólicos en la zona. La longitud estimada de la línea de evacuación es de 17,9 km.

##### **4.1. Descripción del trazado**

La línea de 132 kV inicia su recorrido con una orientación sureste, cruzando el Arroyo La Encina y Hoyo Somero. Abandona rápidamente el municipio de Campillo de Altobuey buscando la línea de 400 kV Olmedilla-Minglanilla

propiedad de REE, al norte de la Casa de Matallana en el paraje de La Pavana y al este de La Herrada en el Coto Monsálvez, en el término municipal de Iñiesta.

A partir de la posición del apoyo nº 8 la línea de evacuación se mantiene paralela a la citada línea de 400 kV de REE, pasando por La Herrada y Hoya Perillas. Se adentra en el término municipal Puebla del Salvador, discurriendo muy al sur de la capital del municipio (a más de 2 km) por el Cerro Juanito, cruza la Cañada Real de los Serranos y el Barranco de la Hoz, y su vega. Continuando el paralelismo con la línea de REE se adentra en fincas de labor, abandona el municipio Puebla del Salvador para entrar en el de Minglanilla, cruza la antigua carretera nacional N-III Madrid – Valencia, a la altura aproximada del punto kilométrico 223+900. A la altura del apoyo nº 39, está previsto que la línea de evacuación de los parques eólicos Campillo de Altobuey Fase II y Campillo de Altobuey Fase III compartan trazado y apoyos con la línea de evacuación objeto de este Anteproyecto, discurriendo las tres líneas en triple circuito a partir de ese apoyo y hasta la Subestación Minglanilla-Generación, punto final de la línea. (Es decir, la línea discurrirá en Simple Circuito en una longitud estimada de 12,500 km y en Triple Circuito una longitud estimada de 5,400 km.)

En la posición del apoyo nº 44 y con el fin de evitar la afección a un cerro en el que en la inspección arqueológica ha detectado una muy abundante presencia de cerámica junto con la morfología de propio cerro —se sospecha la posibilidad de que se trate de un yacimiento arqueológico—, la línea de evacuación rompe puntualmente el paralelismo mantenido por el norte con la línea de REE 400 kV Olmedilla-Minglanilla, cruzando bajo la citada línea para discurrir paralela por el sur unos 270 metros y volviéndola a cruzar nuevamente por debajo para retomar el paralelismo inicial, a la altura de la posición del apoyo nº 49, justo después de cruzar la carretera de la red autonómica comarcal CM-3201 a la altura aproximada del punto kilométrico 1+600. A partir de este punto continúa el paralelismo cruzando la Rambla Las Huertas de Mateo, a la altura de la posición de apoyo nº 52, en el que la línea de REE Olmedilla- Minglanilla, con la que se ha mantenido el paralelismo, cruza la línea LAT (400 kV) Belinchón-Minglanilla, también de REE. A partir de este punto, en Fuente del Sordo, la línea de evacuación del P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I, discurrirá paralela a la línea LAT (400 KV) Belinchón-Minglanilla hasta llegar a la Subestación Minglanilla-Generación 132/400 kV, cruzando la Autopista A-3, y el barranco de las Naranjas, antes de alcanzar la Subestación Minglanilla 132/400 kV, final del trazado.

Entre el cruzamiento con la antigua carretera N-III y el cruzamiento con la autopista la línea discurre manteniéndose siempre al sur de la población de Minglanilla, a unos 700 metros de la misma.

La traza de la línea de evacuación de 132 kV descrita, establece en todo su trazado (excepto el primer kilómetro y medio inicial) un corredor de energía con las líneas de REE de 400 kV Olmedilla–Minglanilla, primero (13,700m

aproximadamente) y Belinchón-Minglanilla después y en menor longitud (2 km). Los apoyos se han previsto de manera que den continuación a los de REE existentes, si bien hay puntos concretos en los que no ha sido posible mantener este criterio por tener que respetar distancias reglamentarias a otras infraestructuras, principalmente carreteras, bienes del patrimonio arqueológico o cultural, medioambientales, o por el perfil del terreno a lo largo del trazado de la línea.

Las posiciones no podrán considerarse definitivas hasta que en el proyecto de ejecución se realice la correspondiente topografía, aunque no son de esperar variaciones importantes frente a lo recogido en el Anteproyecto.

#### 4.2. Características eléctricas

Las características eléctricas generales de la línea de evacuación son las siguientes:

- Tensión nominal: 132 kV
- Tensión más elevada para el material: 145 kV
- Categoría: 1ª
- Nº de Circuitos: Uno trifásico (preparada para triple circuito los últimos 5,4 km)
- Nº de conductores por fase: Uno (simplex)
- Altitud: Entre 500 y 1.000 m Zona B y por encima de 1.000 m zona C
- Contaminación ambiental: Baja
- Nivel de niebla: Medio
- Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo: 650 kV
- Tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial: 275 kV
- Fibra óptica//cable de tierra: Sí

##### 4.2.1. Conductores

Se utilizarán conductores del tipo 242-AL1/39-ST1A (LA-280 HAWK), que cumplirán la norma UNE 21016:1976 y 21018:19. Las principales características de dicho conductor se muestran a continuación:

- Tipo 242-AL1/39-ST1A (LA-280 HAWK)
- Sección total 281,19 mm<sup>2</sup>
- Sección equivalente en Cu 152 mm<sup>2</sup>
- Composición 26 hilos de Al + 7 hilos de Acero
- Diámetro 21,80 mm
- Peso 0,977 kg/m
- Carga de rotura 8.620 kg
- Módulo elástico 7.700 kg/mm<sup>2</sup>
- Coeficiente de dilatación 18,9 mm x 10<sup>-6</sup> °C<sup>-1</sup>

En cualquier caso, los cables seleccionados cumplirán las prescripciones reglamentarias en cuanto a densidad de corriente, cortocircuito y caída de tensión garantizando asimismo las pérdidas mínimas de transporte.

La tracción máxima prevista para los conductores es 2.500 kg en las condiciones de  $-15^{\circ}$  + el hielo correspondiente a zona B y 2.500 kg en las condiciones de  $-20^{\circ}$  + el hielo correspondiente a zona C. (Estos tenses serán confirmados en la fase de proyecto constructivo). Los tenses elegidos aseguran un coeficiente de seguridad de 3,4 para el valor de carga de rotura del conductor de 8.620 kg. Con el tense máximo indicado se consigue que la tensión de trabajo de los conductores a  $15^{\circ}\text{C}$  sin ninguna sobrecarga, no supere el 15% de la carga de rotura: EDS (tensión de cada día, Every Day Stress.)

#### 4.2.2. Fibra óptica

Para obtener una mejor protección contra sobretensiones de origen atmosférico se instalarán sobre los conductores, en la cúpula de los apoyos previstos, un cable de tierra tipo OPGW (Cable de Tierra y Fibra Óptica). La elección del cable de tierra tipo OPGW, que incorpora un cable de fibra óptica, tiene por objeto crear una red de telecomunicación para cubrir las necesidades propias de la explotación y mantenimiento de las instalaciones previstas.

OPGW 48 (106/62) 26: Cable de tierra compuesto por fibra óptica (OPGW), que se describe en la norma UNE-EN 187102:1997, compuesto de hasta 48 fibras ópticas y que permite un máximo de corriente de cortocircuito de 26 kA. Este cable cumple la doble función de protección de la red de transporte y para la telecomunicación.

El cable tipo OPGW escogido está formado por un tubo polimérico reforzado y armadura de doble capa de alambres de acero recubierto de aluminio y aleación de aluminio. Consta de un tubo polimérico reforzado que aloja el núcleo óptico y que está extruido helicoidalmente para evitar tensiones en la fibra. Este tubo es estanco al paso del agua además de estar relleno de un gel hidrófugo. Alrededor de este tubo se colocan cintas de espesor variable según construcción que actúan de barrera de temperatura. Como armadura del cable se disponen dos capas de alambres, la primera de aleación de aluminio y la segunda de alambres de acero recubierto de aluminio y aleación de aluminio. Además, el trefilado de las capas de alambres se realiza en sentido contrario, lo que confiere al cable una estructura antigiratoria.

La composición de los herrajes de sujeción de este cable al apoyo se reflejará en una leyenda específica en los planos de perfil y planta del proyecto de ejecución. Se añadirán antivibradores por cadena de amarre y suspensión (el proveedor fijará y certificará la masa y distancia al amarre o suspensión — nodo de la onda).

#### 4.2.3. Apoyos

Los postes a instalar previstos para la línea de evacuación de 132 kV serán de tipo metálico, estarán compuestos por armaduras de celosía con perfiles de alas iguales y los materiales constituyentes serán piezas férreas, protegidas contra la corrosión mediante galvanización en caliente por inmersión.

Los armados de los apoyos serán metálicos, compuestos por armaduras de celosía con perfil angular de alas iguales. El material será acero no aleado y estará protegido contra la corrosión, mediante galvanización en caliente por inmersión.

Se prevé que a partir de la posición del apoyo nº 39 los apoyos estarán preparados para un triple circuito puesto que el tramo final de la línea discurrirá compartiendo apoyos con las líneas de evacuación de los parques eólicos Campillo de Altobuey Fase II y Campillo de Altobuey Fase III. La determinación de los apoyos, se realizará en el proyecto de ejecución y se basarán en la serie HAYA, ARCE, DRAGO y TEJO del fabricante Made. La selección de los armados se realizará de manera que se cumplan las distancias reglamentarias entre conductores y la distancia reglamentaria entre éstos y masa. Para ello se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

- Las distancias reglamentarias de los conductores a masa (1,2 metros), según el valor reglamentario para 132 kV considerando la inclinación de la cadena vertical debida al viento (ángulo de desviación vertical máximo permitido de 35°).
- Las distancias reglamentarias de los conductores a masa (1,2 metros), en el caso más desfavorable (ángulo más fuerte de la traza de la línea para cada tipo de armado y apoyo) y desplazamiento del puente de la cadena de amarre por efecto del viento (ángulo de 20°).
- El ángulo de recubrimiento para el cable de tierra (ángulo de 35° entre la vertical y la línea ficticia que une la cúpula con el conductor más desfavorable).

#### 4.2.4. Aislamiento

Las cadenas de aislamiento para la línea de evacuación de 132 kV estarán formadas por aisladores suspendidos de vidrio templado, con caperuza y vástago, de las siguientes características eléctricas:

- Modelo: U100 BS
- Línea de fuga: 315 mm
- Diámetro: 255 mm
- Paso: 127 mm
- Norma de acoplamiento: 16 A
- Tensión soportada a frecuencia industrial en seco: 70 kV
- Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia: 40 kV

- Tensión soportada al impulso de choque en seco: 100 kV
- Tensión de perforación en aceite: 130 kV

Para esta instalación se ha considerado un Nivel de Contaminación II (Medio), por lo que el valor de la Línea de Fuga Específica nominal mínima es de 20 mm/kV.

Por tanto, para una tensión más elevada de la Red de 145 kV, el valor absoluto de la línea de fuga para dicho Nivel de Contaminación es de 2.900 mm.

Las cadenas horizontales y verticales dispondrán de una serie simple de 11 aisladores, resultando un conjunto con las siguientes características:

- Línea de fuga: 3.465 mm
- Tensiones soportadas:
- En seco: 475 kV > 275 kV
- Bajo lluvia: 345 kV > 275 kV
- A impulso tipo rayo 1,2/50  $\mu$ s: 735 kV > 650 kV

Ambos tipos de cadena superan ampliamente los niveles de aislamiento reglamentarios, fijados para este caso en 650 kV a impulso tipo rayo 1,2/50  $\mu$ s y 275 kV a frecuencia industrial bajo lluvia, para el caso de neutro a tierra.

La cadena horizontal presentará las siguientes características:

- Longitud estimada, incluyendo herrajes 1.890 mm
- Peso estimado 56,350 kg
- Carga de rotura/Esfuerzo aplicado 10.000 kg > (2.500x3=7.500 kg)

La cadena vertical presentará las siguientes características:

- Longitud, incluyendo herrajes 1.792 mm
- Peso estimado 56,535 kg
- Carga de rotura/Esfuerzo aplicado 9.500 kg > (2.500x3=7.500 kg)

#### 4.2.5. Puestas a tierra

El cálculo de las tomas de tierra se desarrollará en la fase de Proyecto para cada apoyo, teniendo en cuenta su clasificación según su ubicación (Frecuentados, con o sin calzado, y No Frecuentados).

En todo caso, el sistema de puesta a tierra estará constituido por uno o varios electrodos de puesta a tierra enterrados en el suelo y por la línea de tierra que conecta dichos electrodos a los elementos que deban quedar puestos a tierra.

Según se recoge en el Reglamento de Líneas, el sistema de puesta a tierra se dimensionará teniendo en consideración el valor y la duración de la falta a tierra y las características del suelo. Se tendrá además en cuenta la MIE-RAT 13, del Reglamento de Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de

Transformación, en su referencia al dimensionamiento con respecto a la corrosión y a la resistencia térmica de los electrodos y las Líneas de tierra.

Se tendrá igualmente en cuenta en el cálculo el dimensionamiento con respecto a la seguridad de las personas, verificando, cuando sea necesario, que el aumento de potencial de tierra es al menos dos veces inferior a la tensión de contacto.

#### 4.2.6. Distancias mínimas de seguridad

Las distancias de seguridad y el aislamiento necesario se justificarán en el proyecto de ejecución y cumplirán con lo indicado en la ITC-07<sup>49</sup> del Reglamento de Líneas eléctricas de alta tensión.

El Anteproyecto presenta un detalle exhaustivo de las distancias mínimas de seguridad entre conductores y partes puestas a tierra, respecto a otras líneas eléctricas y de telecomunicación, a carreteras, a caminos, a ríos y canales, a zonas de arbolado, a edificios, etc., si bien el cálculo definitivo se incluirá en el proyecto de ejecución.

### 5. Subestación Minglanilla-Generación a 132/400 kV

Como parte de la infraestructura eléctrica necesaria para permitir la evacuación de la energía generada por el parque a través de la subestación Minglanilla 400 kV, propiedad de REE, se necesita la construcción de una nueva subestación transformadora a 132/400 kV a la llegada desde el parque eólico.

Dicha subestación se denominará “Minglanilla-Generación 132/400kV” y servirá para la evacuación de la energía generada por el P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I y otros parques a través de una línea aérea de 400 kV a la red de transporte en la mencionada subestación de REE Minglanilla 400 kV.

La Subestación Minglanilla-Generación estará ubicada en el término municipal de Minglanilla (Cuenca), en las proximidades de la actual Subestación Minglanilla 400 kV propiedad de REE.

El acceso a la subestación se realizará por el camino actual a dicha subestación Minglanilla 400 kV.

La instalación proyectada pretende desdoblarse una posición de 400 kV asignada por REE para la generación eólica, permitiendo el acceso a la subestación Minglanilla a través de diferentes tensiones, 132 kV y 400 kV. La conexión entre las subestaciones Minglanilla 400 kV de REE y Minglanilla-Generación 132/400 kV se realizará por la unión entre dos posiciones de 400 kV de ambas instalaciones. Esta unión se realizará mediante una línea aérea, a través de dos apoyos y tres vanos, que unirán las dos posiciones más próximas de ambas subestaciones.

---

<sup>49</sup> Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 07 ‘Líneas aéreas con conductores desnudos’.

La nueva Subestación Minglanilla-Generación presentará una topología de subestación de generación compuesta por un parque de intemperie que contiene:

- Tres posiciones de llegada de línea (inicialmente se construirá una).
- Un sistema de barras bajas 132 kV, disposición de barra partida, evolucionable a doble barra con acoplamiento transversal. Se pretende que sirva de base a cualquier acceso en la zona posterior.
- Una posición de transformación 132/400 kV.
- Una posición de acoplamiento transversal de barras bajas 132 kV.
- Un sistema de barras altas 400 kV, disposición de barra partida, evolucionable a doble barra con acoplamiento transversal.
- Dos posiciones entrada/salida 400 kV. Entrada GECAMA, salida a REE (transporte). (Inicialmente se construirá una).
- Una posición de acoplamiento transversal de barras altas 400 kV.

La tecnología elegida para la nueva subestación será de intemperie con aislamiento en aire (AIS), implementada con equipos de exterior donde el corte está realizado bajo atmosfera de hexafluoruro de azufre, con envoltura metálica. Todos los demás elementos (incluido seccionamiento) poseerán aislamiento al aire entre fases.

#### 5.1. Sistema de 132 kV

El parque de intemperie estará constituido por una configuración eléctrica tipo AIS en barra partida, evolucionable a doble barra con acoplamiento transversal, con un conjunto de apartamiento convencional con aislamiento en aire.

Además el parque de intemperie poseerá un sistema de pórtico de salida donde amarrarán tres líneas de 132 kV, procedentes de los parques eólicos Campillo de Altobuey Fase I, objeto del presente Anteproyecto, Campillo de Altobuey Fase II y Campillo de Altobuey Fase III.

La posición de línea estará compuesta por el siguiente aparellaje:

- Un conjunto de tres transformadores de tensión capacitivos.
- Un conjunto de tres pararrayos-autoválvulas
- Un seccionador trifásico con cuchillas de puesta a tierra en lado de línea.
- Un conjunto de tres transformadores de intensidad tipo *bushing*.
- Un interruptor automático tripolar de corte en SF<sub>6</sub>.
- Dos conjuntos de seccionador trifásico (inicialmente instalado uno).

#### 5.2. Sistema de barras de 132 kV

Las barras bajas de la subestación estarán compuestas por dos embarrados realizados mediante tres tubos de aleación de aluminio dimensionado para una intensidad de cortocircuito de 40 kA y 3.000 A en régimen permanente.

El sistema de barras altas de 132 kV estará compuesto por:

- Barras de acoplamiento a 132 kV
- Barras bajas de 132 kV
- Barras de unión aparellaje de campo a 132 kV

Las barras altas de acoplamiento estarán formadas por conductores desnudos tensados entre pórticos construidos a tal efecto. Uno de estos apoyos será el pórtico de acceso a la subestación por parte de las líneas de llegada. La altura de estos pórticos será de 11 metros de altura.

El conductor que forma las barras de acoplamiento será tipo *Lapwing* de 805,7mm<sup>2</sup> de sección, de composición Aluminio–Acero y una capacidad de corriente de 1056 A a 40 °C de temperatura. El aislamiento de las barras de acoplamiento estará formado por 11 aisladores U120BS.

El sistema de barras de acoplamiento poseerá los campos siguientes:

- Tres posiciones de línea (una construida inicialmente).
- Una posición de acoplamiento transversal.
- Una posición de transformador.

El aparellaje de campo estará unido por un sistema de barras auxiliares a 4,3 metros de altura, hasta llegar a las barras bajas, a las que se unirán a través de conjuntos de pendolones. Este sistema de barras estará soportado por el propio aparellaje que se une a través de los terminales de aparellaje adecuados para ello.

Los embarrados secundarios podrán ser de tipo rígido o de tipo flexible. Los rígidos estarán formados por tubo de aluminio de 80/70 mm de diámetro y 1178,5 mm<sup>2</sup> de sección. La distancia entre fases será de 2,70 metros y su altura de 4,30 metros.

Las barras bajas de la subestación estarán compuestas por dos embarrados realizados mediante tres tubos de aleación de aluminio dimensionado para una intensidad de cortocircuito de 40 kA y 3.000 A en régimen permanente.

El sistema de barras bajas, a 7 metros de altura, irá soportado por conjuntos de aisladores de apoyo de porcelana marrón con líneas de fuga correspondientes a la tensión y resistencias flectoras adecuadas para soportar los esfuerzos electrodinámicos de cortocircuito. Irán instalados sobre soportes metálicos. La luz entre aisladores será de 10 metros. El embarrado estará compuesto por tubo de aluminio de 120/100 mm de diámetro separado una distancia de 2,5 metros entre fases.

a) Posición de transformador 132/400 kV

La posición de autotransformador en la subestación Minglanilla-Generación será una y estará compuesta por:

- Dos seccionadores trifásicos de barras
- Un interruptor automático tripolar de corte en SF<sub>6</sub>
- Un conjunto de tres transformadores de intensidad
- Un conjunto de tres pararrayos-autoválulas

El aparellaje de la posición del autotransformador estará unido por un sistema de barras auxiliares hasta llegar a barras bajas, a las que se unirán a través de conjuntos de pendolones. Lo mismo ocurrirá en su unión con bornas de autotransformador.

b) Posición de acoplamiento en barras

La posición de acoplamiento de barras 132 kV estará compuesta por:

- Un conjunto de tres transformadores de intensidad
- Un conjunto de un interruptor tripolar
- Dos conjuntos de seccionadores de barras tripolares

c) Posición de medida

En barras de 132 kV se instalarán tres conjuntos de tres transformadores inductivos de tensión para medida, control y protección.

### 5.3. Transformadores de potencia

Se ha previsto la instalación de un autotransformador de potencia. Tendrá una relación de 132/400 kV, conexión YNy0d11 y una potencia de 400 MVA.

### 5.4. Sistema de 400 kV

El sistema de 400 kV posee básicamente aparellaje de exterior. Aguas arriba, se accede a la tensión de 400 kV a partir de las bornas de esta tensión del autotransformador elevador 132/400 kV. La disposición del parque de 400 kV consistirá en una configuración final doble barra con acoplamiento transversal. A esta solución final, al igual que el parque de 132 kV, se llegará con una construcción en fases sucesivas a partir de una disposición de simple barra partida.

La solución final estará compuesta por cuatro calles que serán:

- Dos posiciones de línea 400 kV para entrada/salida.
- Una posición de transformador 132/400 kV.
- Una posición de acoplamiento transversal.
- Dos posiciones de medida de barras.

Disposición de los embarrados: En el parque de 400 kV existen tres niveles de barras:

- Barras altas; compuestas por cable tipo Lapwing, en disposición dúplex a una altura de 20 metros.
- Barras bajas, sobre aisladores rígidos y soportes, formado por tubos rígidos de aluminio de 150/134mm de diámetro a 13 metros de altura. Dispondrán de las correspondientes piezas de dilatación.
- Barras auxiliares para conexiones entre el aparellaje a 7 metros de altura apoyado en terminales adecuados de estos o aisladores rígidos.

En algún caso se unirán bornas y aparellaje utilizando cable dúplex de conductor *Lapwing*, formado enlaces denominados “pendolones”. Así mismo se utilizarán piezas de conexión por tornillo de diseño embutido y fabricados según la técnica de ánodo masivo.

Posición de línea de 400 kV: formará el sistema de entrada/salida del campo de 400 kV y estará compuestas por:

- Un conjunto de tres transformadores de tensión capacitivos.
- Un conjunto de tres pararrayos-autoválvulas.
- Un seccionador trifásico tripolar de cuchillas giratorias y doble apertura con cuchillas de puesta a tierra en lado de línea.
- Un conjunto de tres transformadores de intensidad.
- Un conjunto de tres interruptores automáticos unipolares de doble cámara de extinción SF<sub>6</sub>.

#### 5.5. Autotransformador de potencia

Para la transformación de 132/400 kV se ha previsto el montaje de un autotransformador de potencia, trifásico, de columnas, en baño de aceite, tipo intemperie. El núcleo estará construido en chapa magnética laminada en frío, recocida, de pérdidas reducidas y aislada por las dos caras. Los arrollamientos serán de cobre electrolítico de alta conductividad, de construcción resistente a las ondas de choque.

El autotransformador cumplirá las condiciones normales de servicio fijadas en la norma UNE EN 60 076-1 y en la norma UNE 20.110 que establecen las condiciones de sobrecarga requeridas que el autotransformador y todos sus accesorios deberán soportar.

El autotransformador de potencia de la subestación Minglanilla-Generación seguirá la especificación técnica “*Autotransformadores para red no transporte de ref T1.E/02/041*” de REE en la que se indican las características técnicas que deben de cumplir los autotransformadores que, sin ser de la red de transporte, interconectan red no transporte con red transporte.

El transformador de potencia de la subestación Minglanilla-Generación estará construido teniendo en cuenta las siguientes características:

Escala de temperaturas: -25°C/40°C  
Humedad relativa: 100%  
Altitud máxima sobre nivel del mar: < 1.000 metros  
Nivel de polución: Bajo  
Nivel de nieblas: Medio  
Velocidad máxima del viento: 140 km/h  
Aceleración sísmica: < 0,4 g  
Exposición directa al sol: Sí  
Construcción: Intemperie  
Tipo de servicio: Continuo.

Tipo: Trifásico.  
Número de fases: 3  
Número de devanados: 3  
Tipo de núcleo: Columnas  
Tipo de cuba: Convencional.  
Refrigeración Nominal: ONAN/ONAF/ODAF  
Potencia Nominal Asignada: 400 MVA (ODAF)

Primario: 400 kV  
Secundario: 132 kV  
Terciario: 22 kV  
Frecuencia: 50 Hz  
Conexión: Estrella/Estrella/Triangulo  
Grupo de conexión: YNynd11  
Relación de transformación: 400/138±1,5%/22 kV  
Tensión de cortocircuito relación 400/132 kV A a75 °C: 17%  
Conexión arrollamiento primario: estrella, con neutro accesible sobre tapa  
Conexión neutro primario: Rígido a tierra  
Conexión arrollamiento terciario: Triangulo.  
Conexión de neutro terciario: Aislado a tierra.

Nivel de presión acústica ONAF: 78 dB/A.  
Tratado y pintado: s/UNE 20 175.  
Color: gris verdoso (RAL 7030).

Para el diseño de la máquina se establece que se cumplirán los requisitos mínimos de eficiencia energética (Ecodiseño), según el Reglamento (UE) N-548/214 por el que se desarrolla la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, por el que se establecen los requisitos de diseño ecológico para los transformadores de potencia. Se cumplirá lo especificado en el cuadro 1.7 del Anexo I para los valores del Índice de Eficiencia Máximo (PEI).

El transformador seleccionado para la subestación Minglanilla-Generación deberá ser capaz de funcionar en servicio continuo, sin daño, en condiciones de sobreexcitación en las que la tensión no alcance más del 10% de incremento sobre la tensión nominal asignada en su posición más desfavorable.

El transformador va provisto de regulación de tensión en carga trifásico tipo Vacutap, fabricación MR, accionado por motor ED 100-S, mediante varias tomas situadas en el devanado primario (400 kV). Dispondrá de mando local y remoto; también tendrá mando manual de emergencia a manivela.

La regulación de tensión puede obtenerse en 21 escalones, como mínimo, llegando éstos a conseguir hasta el +10% a partir de la posición nominal. Las ordenes de subir o bajar harán siempre referencia a la tensión secundaria. La categoría de regulación será por flujo constante (R.F.C.).

La refrigeración de los transformadores de potencia es ONAN/ONAF/ODAF<sup>50</sup> mediante radiadores adosados a la cuba (con independización mediante válvulas) y motoventiladores accionados por termostato, según se especifica:

- **Natural-ONAN.** La refrigeración se conseguirá a través de radiadores desmontables de chapa estampada, galvanizada en caliente, pintada según RAL 7030 (igual que el transformador). Este conjunto irá unido a la cuba del transformador por medio de válvulas de mariposa, montadas entre bridas, que permitan el desmontaje sin necesidad de retirar el aceite. Los radiadores poseerán tapones de vaciado y purga; también cáncamos y soportes para su maniobrabilidad. Soportarán las solicitudes mecánicas, térmicas y ambientales que se le pide a la cuba del transformador.
- **Forzada-ONAF.** La refrigeración se conseguirá por medio de ventiladores movidos por motores trifásicos, 400 V, rotor de jaula de ardilla, protegidos por rejillas que impidan la entrada de insectos y pájaros u otros animales. Este sistema contará con un automatismo (a través de termómetro y termostato), para poner en funcionamiento los ventiladores. Tendrá posibilidad de mando local-remoto y la posibilidad de la puesta en servicio manual.

Para la gestión de la refrigeración forzada del transformador, se dispondrá de un armario de control ubicado en soporte cercano al mismo, propio para las bornas de centralización. La caja se construirá con chapa pretratada, por galvanizado, de 2 mm de espesor, y acabado tanto interior como exterior de pintura de polvo de poliéster en color gris mate RAL-7030, aplicado electrostáticamente y polimerizado al horno. Grado de protección según

---

<sup>50</sup> Refrigeración tipo ODAF (*Oil forced circulation Directed Air Forced*): Refrigeración basada en la circulación forzada y dirigida del aceite (bombas de aceite hacia los radiadores y elementos de direccionamiento en el interior del transformador hacia los canales del aceite) y circulación forzada de aire a través los radiadores.

ONAN y ONAF descritos anteriormente en Nota al pie del apartado 3.1 'Características generales' de la Subestación Campillo de Altobuey Fase I a 30/132 kV.

CEI-144 de IP-64. En él se instalarán los interruptores automáticos de protección, con características de disparo adecuadas para la protección de los motores. Además, en el cuadro habrá instalados contactos auxiliares para señalización y alarma remotas de fallos de los ventiladores.

El transformador en su conjunto será capaz de soportar sin daño los esfuerzos electromecánicos especificados debido a su diseño estructural. Se acreditará su comportamiento frente a cortocircuitos.

Suministrará toda su potencia nominal en MVA en servicio continuo para:

- La toma de mayor pérdida sin que el calentamiento exceda de los valores especificados anteriormente.
- Al 105% de la tensión nominal, sin sobre pasar los calentamientos especificados para un  $\cos \varphi=0,8$  o superior.
- Deberá ser capaz de funcionar continuamente en vacío al 110% de la tensión nominal sin sobrepasar los calentamientos especificados.
- Los componentes recorridos por corrientes como bornas, conmutadores y contactos, deberán soportar así mismo, las sobrecargas especificadas en las Normas.

El Anteproyecto presenta una exhaustiva descripción de los elementos constructivos del transformador.

## 5.6. Sistemas complementarios

Además de los circuitos de potencia descritos, se prevé el equipamiento complementario propio de una subestación, que serán los sistemas de Protección, Mando, Medida, Control, Comunicaciones, Vigilancia y Seguridad, necesarios para el funcionamiento y explotación fiable de las instalaciones descritas.

Estas instalaciones, junto con los servicios auxiliares, son instalaciones de interior y para su vigilancia y maniobrabilidad se han centralizado en cuadros situados en el edificio de control.

Asimismo, son sistemas complementarios y considerados como propios de la subestación:

- Alumbrado exterior del parque de intemperie.
- Alumbrado interior del edificio de control.
- Tomas de fuerza de interior/exterior.
- Ventilación y aire acondicionado del edificio de control.
- Puestas a tierra superiores e inferiores.

## 5.7. Obra civil

Para la implantación de la subestación es necesario la serie de operaciones de

obra civil que se enumeran a continuación:

- Movimiento de tierras.
- Instalación de los edificios de control.
- Bancada de transformador.
- Depósito de aceite.
- Canalizaciones eléctricas.
- Cimentaciones de soportes de aparellaje.
- Red de drenaje.
- Viales internos.
- Accesos y cierre perimetral.
- Acabado superficial.

#### 5.8. Estructura metálica

La estructura metálica, además de por el cerramiento, los soportes de alumbrado, etc., estará constituida por los siguientes elementos:

- Pórticos de entrada 132 kV
- Soportes barras bajas 132 kV
- Soportes barras altas 132 kV
- Soportes de aparamenta 132 kV
- Pórticos de entrada/salida 400 kV
- Soportes barras bajas 400 kV
- Soportes barras altas 400 kV
- Soportes de aparamenta 400 kV

#### 5.9. Transformador de 30 kV de servicios auxiliares

Para suministrar los servicios auxiliares de la subestación se instalará una línea de media tensión que alimentará un centro de transformación de abonado con medida de corriente independiente.

Para dar tensión a los diversos consumos de la subestación se instalarán dos transformadores trifásicos de servicios auxiliares, con las características siguientes:

- Potencia nominal: 250 kVA.
- Construcción e instalación: Exterior.
- Refrigeración: Aceite.
- Tensión primaria: 20+2,5%+5%+7,5% kV.
- Tensión secundaria: 0,420-0,242 kV.
- Regulación: en vacío
- Grupo de conexión: Dy11.
- Equipado con relé de protección térmica.

Para la unión entre la celda de protección y el transformador de servicios auxiliares, se extenderá por el falso suelo del edificio de control y por canalización, construida al efecto, hasta el punto de ubicación del transformador en el exterior, cable de las características siguientes:

- Conductor: RHZ 18/30 kV.
- Aislamiento: EPR (etileno-propileno).
- Sección 95 mm<sup>2</sup>.
- Composición: Aluminio.

## **6. Línea aérea de entrega a 400 kV**

La línea de entrega de energía del P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I será una línea aérea de 400 kV de tensión nominal, simple circuito (preparada para doble), dúplex, con origen en la Subestación Minglanilla-Generación 132/400 kV y final en la subestación Minglanilla 400 kV de REE, punto de conexión otorgado para el parque eólico, compartido con otros parques eólicos a desarrollar en la zona.

Esta línea aérea de 400 kV entregará la energía de los parques eólicos CAMPILLO DE ALTOBUEY FASE I, FASE II y FASE III y otros parques que puedan desarrollarse en la zona, y será propiedad de la Junta de Compensación de los parques eólicos que integren la energía generada a la red a través de ella.

La longitud estimada de la línea de evacuación es de 152 metros y se desarrollará íntegramente en el Ayuntamiento de Minglanilla.

La línea de 400 kV irá de pórtico a pórtico, con dos apoyos intermedios y tres vanos de corta longitud. Partirá del pórtico de salida 400 kV de la Subestación Minglanilla-Generación 132/400 kV, se apoyará en dos torres metálicas para finalizar en el nuevo pórtico de 400 kV de la subestación Minglanilla 400 kV de REE, cuya construcción está incluida en la ampliación prevista de la subestación para integrar en el sistema la energía generada por los parques eólicos de la zona.

Las características eléctricas generales de la línea de evacuación son las siguientes:

- Tensión nominal: 400 kV
- Tensión más elevada para el material: 420 kV
- Categoría: Especial
- Nº de Circuitos: Uno trifásico (preparado para doble circuito)
- Nº de conductores por fase: Dos (dúplex)
- Altitud: Entre 500 y 1.000 metros Zona B
- Contaminación ambiental: Baja

- Nivel de niebla: Medio
- Fibra óptica//cable de tierra: Sí
- Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo: 1.425 kV
- Tensión soportada normalizada a los impulsos de maniobra:
  - ⇒ Aislamiento longitudinal: 950 kV (valor de cresta)
  - ⇒ Fase-tierra: 1.050 kV (valor de cresta)
  - ⇒ Entre fases (relación al valor de cresta fase-tierra): 1,5

### 6.1. Conductores

Se utilizarán conductores del tipo RAIL AW que cumplirán la norma UNE 21016:1976 y 21018:198 y están normalizados por REE. Las principales características de dicho conductor son:

- Tipo: RAIL AW (Aluminio y Acero recubierto de Aluminio)
- Sección Total: 516,84 mm<sup>2</sup>
- Sección Aluminio: 483,42 mm<sup>2</sup>
- Sección AW: 33,42 mm<sup>2</sup>
- Diámetro: 29,61 mm
- Peso: 1,56 kg/m
- Carga de rotura: 12.100 kg
- Módulo de elasticidad: 6.500 kg/mm<sup>2</sup>
- Coeficiente de dilatación: 21,2 x 10<sup>-6</sup> °C<sup>-1</sup>
- Resistencia a 25 °C y 50 Hz 0,0599 Ω/km

En cualquier caso, los cables seleccionados cumplirán las prescripciones reglamentarias en cuanto a densidad de corriente, cortocircuito y caída de tensión garantizando asimismo las pérdidas mínimas de transporte.

La tracción máxima prevista para los conductores es 1.000 kg (por subconductor) en las condiciones de viento y hielo correspondientes a zona B. (Este tense será confirmado en la fase de proyecto constructivo.)

### 6.2. Cable de tierra/Fibra óptica

Para obtener una mejor protección contra sobretensiones de origen atmosférico se instalarán sobre los conductores, en la cúpula de los apoyos previstos, un cable de tierra tipo OPGW (Cable de Tierra y Fibra Óptica) y un cable de tierra tipo 7N7 AWG.

En ambos tipos de cable la tracción máxima prevista será 500 kg en las condiciones de viento y hielo correspondientes a zona B. (Tense que será confirmado en la fase de proyecto constructivo.)

La composición de los herrajes de sujeción de estos cables al apoyo se reflejará en una leyenda específica en los planos de perfil y planta a del proyecto de ejecución. Se añadirán antivibradores por cadena de amarre (el proveedor fijará y certificará la masa y distancia al amarre o suspensión (nodo de la onda).

a) Cable de tierra y fibra óptica tipo OPGW

La elección del cable de tierra tipo OPGW, que incorpora un cable de fibra óptica, tiene por objeto crear una red de telecomunicación para cubrir las necesidades propias de la explotación y mantenimiento de las instalaciones previstas.

OPGW 48 (106/62) 26: Cable de tierra compuesto por fibra óptica (OPGW), que se describe en la norma UNE-EN 187102:1997, compuesto de hasta 48 fibras ópticas y que permite un máximo de corriente de cortocircuito  $\leq 25$  kA. Este cable cumple la doble función de protección de la red de transporte y para la telecomunicación. Es un cable formado por un tubo polimérico reforzado y con armadura de doble capa de alambres de acero recubierto de aluminio y aleación de aluminio. El tubo polimérico reforzado aloja el núcleo óptico y está extruido helicoidalmente para evitar tensiones en la fibra. Es un tubo estanco al paso del agua además de estar relleno de un gel hidrófugo. Alrededor de este tubo se colocan cintas de espesor variable según construcción, que actúan de barrera de temperatura. Como armadura del cable se disponen dos capas de alambres; la primera de aleación de aluminio y la segunda de alambres de acero recubierto de aluminio y aleación de aluminio. El trefilado de las capas de alambres se realiza en sentido contrario lo que confiere al cable una estructura antigiratoria.

Sus principales características son las siguientes:

- Tipo: OPGW48 (106/62) 26
- Sección total: 168,86 mm<sup>2</sup>
- Diámetro total: 18 mm
- Composición:
  - ⇒ N<sup>o</sup> de Alambres (1 capa): 15
  - ⇒ Diámetro: 3 mm
- Carga de rotura: 14.717 kg
- Peso: 0,9025 kg/m
- Módulo de elasticidad: 12.279 kg/mm<sup>2</sup>
- Coeficiente de dilatación:  $14,82 \times 10^{-6} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$
- Número de fibras: Hasta 48(4tubos x 12fibras) Monomodo
- Debe cumplir la Norma: UNE-EN 187102:97
- Corriente de falta:  $\geq 26$
- Duración de la falta: 0,3 s

#### b) Cable de tierra tipo 7N7 AWG

Sus principales características son las siguientes:

- Tipo: 7N7 AWG
- Sección total: 73,87 mm<sup>2</sup>
- Diámetro total: 11,00 mm
- Peso: 0,491 kg/m
- Carga de rotura: 8.645 kg
- Módulo de elasticidad: 16.170 kg/mm<sup>2</sup>
- Coeficiente de dilatación: 13 x 10<sup>-6</sup> °C<sup>-1</sup>

#### 6.3. Apoyos

Son de tipo metálico, compuestos por armaduras de celosía con perfiles de alas iguales. Los materiales constituyentes son piezas férreas protegidas contra la corrosión mediante galvanización en caliente por inmersión. Estarán preparados para un doble circuito.

Los armados de los apoyos serán metálicos, compuestos por armaduras de celosía con perfil angular de alas iguales. El material será acero no aleado y estará protegido contra la corrosión, mediante galvanización en caliente por inmersión.

Los apoyos a instalar serán tipo 43A4, se dispondrán en doble bandera, con los dos circuitos en vertical a cada lado de los apoyos con una separación vertical de 8 metros. En principio se empleará solo una de las banderas.

#### 6.4. Aislamiento. Cadena de aisladores

Las cadenas de aislamiento para la línea de entrega de 400 kV estarán formadas por aisladores suspendidos de vidrio templado, con caperuza y vástago, de las siguientes características eléctricas:

- Modelo: U160 BS (E160/146 - VICASA)
- Línea de fuga: 380 mm
- Diámetro: 280 mm
- Paso: 146 mm
- Norma de acoplamiento (CEI-120): 20
- Carga de rotura: 160 kN
- Peso: 6,3 kg
- Tensión soportada a frecuencia industrial en seco: 75 kV
- Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia: 45 kV
- Tensión soportada al impulso de choque en seco: 110 kV
- Tensión de perforación en aceite: 130 kV

Para esta instalación se ha considerado un Nivel de Contaminación II (Medio), por lo que el valor de la Línea de Fuga Específica nominal mínima es de 20 mm/kV.

Por tanto, para una tensión más elevada de la Red de 420 kV, el valor absoluto de la línea de fuga para dicho Nivel de Contaminación es de 8.400 mm.

Las cadenas horizontales estarán compuestas por una serie doble de 23 aisladores, resultando un conjunto con las siguientes características eléctricas:

- Línea de fuga: 8.740 mm
- Tensiones soportadas:
  - ⇒ A frecuencia industrial en seco: 985 kV > 630 kV
  - ⇒ A frecuencia industrial bajo lluvia: 725 kV > 630 kV
  - ⇒ A impulso tipo rayo 1,2/50  $\mu$ s: 1.620 kV > 1.450 kV

La cadena horizontal: doble cadena de aisladores, presentará las siguientes características mecánicas:

- Longitud estimada, incluyendo herrajes: 4.652 mm
- Peso estimado: 366,22 kg

Las cadenas verticales (caso de ser necesaria para pasos de puente) estarán compuestas por una serie simple de 23 aisladores, resultando un conjunto con las siguientes características eléctricas:

- Línea de fuga: 8.740 mm
- Tensiones soportadas:
  - ⇒ A frecuencia industrial en seco: 985 kV > 630 kV
  - ⇒ A frecuencia industrial bajo lluvia: 725 kV > 630 kV
  - ⇒ A impulso tipo rayo 1,2/50  $\mu$ s: 1.620 kV > 1.450 kV

La cadena vertical, presentará las siguientes características mecánicas:

- Longitud, incluyendo herrajes: 3.954 mm
- Peso estimado: 190,88 kg

Estas cadenas superan ampliamente los niveles de aislamiento reglamentarios, fijados para este caso en 1.450 kV a impulso tipo rayo 1,2/50  $\mu$ s y 1.050 kV a los impulsos tipo maniobra, para el caso de neutro a tierra.

Se añade 1 antivibrador tipo Stockbridge por subconductor, en cada cadena de amarre (en total 2 antivibradores por cadena).

## 6.5. Puestas a tierra

El cálculo de las tomas de tierra se desarrollará en la fase de Proyecto para cada apoyo, teniendo en cuenta su clasificación según su ubicación (Frecuentados, con o sin calzado, y No Frecuentados).

En todo caso, el sistema de puesta a tierra estará constituido por uno o varios electrodos de puesta a tierra enterrados en el suelo y por la línea de tierra que conecta dichos electrodos a los elementos que deban quedar puestos a tierra. Según se recoge en el Reglamento de Líneas de Alta Tensión, el sistema de puesta a tierra se dimensionará teniendo en consideración el valor y la duración de la falta, y las características del suelo. Además, se tendrá en cuenta la MIE-RAT 13, del Reglamento de centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, en su referencia al dimensionamiento con respecto a la corrosión y a la resistencia térmica de los electrodos y las líneas de tierra.

Se tendrá igualmente en cuenta en el cálculo el dimensionamiento con respecto a la seguridad de las personas verificando, cuando sea necesario, que el aumento de potencial de tierra es al menos dos veces inferior a la tensión de contacto.

#### 6.6. Distancias mínimas de seguridad

Las distancias de seguridad y el aislamiento necesario se justificarán en el proyecto de ejecución y cumplirán con lo indicado en la ITC-07 del Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión.

El Anteproyecto presenta en detalle los cálculos de las distancias mínimas de seguridad entre conductores, entre conductores y partes puestas a tierra, al terreno, a caminos, a carreteras, a zonas de arbolado, a edificios, etc.

## **ANEXO II: Condiciones específicas incluidas en la Declaración de Impacto Ambiental**

Mediante Resolución de 28 de febrero de 2018, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural del Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente (MAPAMA), se ha formulado declaración de impacto ambiental (DIA) favorable a la realización del proyecto P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I de 75 MW y su infraestructura de evacuación, siempre y cuando se realice en las alternativas y condiciones establecidas en la propia resolución para los aerogeneradores del parque eólico, la subestación y la línea eléctrica de evacuación, que resultan del análisis técnico practicado. Dichas alternativas son las denominadas 'Opción 3' para el emplazamiento de los aerogeneradores<sup>51</sup>, la 'Opción A' para la subestación<sup>52</sup> y el 'eje pasillo 1' para la línea de evacuación<sup>53</sup>.

El proyecto se encuentra comprendido en el Grupo 3 apartado i) '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' del anexo I de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental. Se ha sometido a evaluación de impacto ambiental con carácter previo a su autorización administrativa, según establece en su artículo 7.1, por lo que procede formular su declaración de impacto ambiental, de acuerdo con el artículo 41 de la citada Ley.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 5.1.c) del Real Decreto 895/2017, de 6 de octubre, por el que se establece la estructura orgánica básica del MAPAMA, corresponde a la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural, la resolución de los procedimientos de evaluación de impacto ambiental de proyectos de competencia estatal.

La Resolución caracteriza el proyecto como un parque eólico que estará compuesto por 30 aerogeneradores de 2,5 MW (con rotor tripala de 126 metros de diámetro de barrido y altura de buje de 129 metros). La poligonal del parque limita al Norte con la carretera de la red autonómica básica CM-211 y al Sur con la línea de REE de 400 kV Olmedilla-Minglanilla. Todos los aerogeneradores se ubican en el término municipal Campillo de Altobuey (Cuenca).

---

<sup>51</sup> Los aerogeneradores se reparten en tres alineaciones de Norte a Sur, con 9, 10 y 11 aerogeneradores orientados de Oeste a Este.

<sup>52</sup> La subestación se ubicará al sureste del parque.

<sup>53</sup> El eje del pasillo 1 partiría de la opción A planteada para la subestación, tendría una dirección Sureste inicial buscando la línea de REE existente, con la que se establecerá un corredor de energía. El punto final de evacuación en la subestación de REE de Minglanilla.

Se prevé la instalación de cinco líneas de interconexión subterránea, de tensión nominal 30 kV, de 30.051 metros de longitud total estimada, que transportarán la energía generada en los aerogeneradores y que será canalizada a la nueva subestación prevista en el proyecto de 30/132 kV, denominada Campillo de Altobuey, Fase I, que se ubicará al sureste del parque eólico, en el término municipal de Campillo de Altobuey, al pie del camino de Matallana, que une de Norte a Sur la carretera CM-211 con la población de Castillejo de Iniesta.

La línea de evacuación se realizará mediante una línea aérea de 132 kV, y se extiende desde la subestación Campillo de Altobuey hasta la subestación Minglanilla Generación 132/400 kV, con una longitud de 17,9 km. Los términos municipales por los que transcurre son Campillo de Altobuey, Iniesta, Puebla del Salvador y Minglanilla. Como parte de la infraestructura eléctrica necesaria para permitir la evacuación de la energía generada por el parque, a través de la subestación Minglanilla 400 kV, propiedad de REE, se encuentra la construcción de una nueva subestación transformadora 132/400 kV, a la llegada desde el parque eólico. Dicha subestación se denominará Minglanilla Generación 132/400 kV y servirá para la evacuación de la energía generada por el citado parque y otros a través de una línea aérea de 400 kV a la red de transporte en la subestación de REE Minglanilla.

Se instalará una torre anemométrica autosoportada de una altura máxima de 129 metros para seguir evaluando el comportamiento del viento en la zona.

La obra civil se concentrará principalmente en las plataformas, cimentaciones de los aerogeneradores, en los viales interiores del parque y en menor medida en las líneas de interconexión. El movimiento de tierras se reducirá al máximo con el objeto de afectar a la menor superficie posible y minimizar el impacto sobre la vegetación y los riesgos erosivos. Se prevé un movimiento de tierras estimado de 115.366 m<sup>3</sup>, resultando un total estimado de excavación de 79.751 m<sup>3</sup> de tierra vegetal y 35.614 m<sup>3</sup> de tierra no vegetal. Parte de la tierra excavada y de la tierra vegetal se aprovechará en el relleno de las zanjas eléctricas y de la cimentación de los aerogeneradores. Este volumen se estima en 44.407 m<sup>3</sup>. El balance de tierras sobrante estimado es de 70.958 m<sup>3</sup>.

La gestión de residuos inertes se llevará a cabo según Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición, realizándose su identificación con arreglo a la Lista Europea de residuos publicada por Orden MAM/304/2002 de 8 de febrero.

En la envolvente de 10 km en torno al parque eólico se tiene constancia de dos parques existentes (Parque eólico Callejas y Parque eólico Maza) y uno en tramitación (Parque eólico Campillo de Altobuey. Fase II).

El estudio de impacto ambiental se sometió conjuntamente con el Anteproyecto al trámite de información pública, previos anuncios en el «Boletín Oficial de la Provincia de Cuenca» número 19 y en el «Boletín Oficial del Estado» de 13 de

febrero de 2017. Según la documentación correspondiente al resultado del trámite de la información pública, se recibieron alegaciones, entre otras, de Retevisión, S.A. indicando que el parque eólico afectaría a los servicios de difusión de la TDT pública, por lo que el promotor se compromete a adoptar las medidas necesarias para que esto no ocurra y Retevisión, S.A. manifiesta su disposición a colaborar para hacer compatibles sus instalaciones con las del parque eólico.

Asimismo, se realizó consulta a las Administraciones públicas afectadas y a las personas interesadas, obteniendo respuesta de la mayor parte de ellas, y respecto a las cuales el promotor manifiesta que acepta y se compromete a cumplir los condicionados exigidos por dichos organismos y particulares.

Los impactos significativos de las alternativas elegidas y las medidas preventivas, correctoras y/o compensatorias, así como el seguimiento ambiental a realizar, en respuesta a las alegaciones e informes recibidos en el procedimiento y al análisis técnico realizado, son las siguientes:

1. Atmósfera: Durante la fase de explotación se prevé un incremento de las partículas en suspensión provocado por los movimientos de tierras y el tránsito de vehículos, en especial las hormigoneras. Se valora el impacto como compatible.

Las emisiones de gases producidas por la maquinaria no serán importantes en relación con la calidad del aire, por lo que se estima el impacto como no significativo.

Durante la fase de obras, el impacto provocado por el ruido se reduce a la realización de la obra civil, por el uso de maquinaria pesada que genera ruidos y vibraciones de carácter temporal. Los terrenos donde se pretende instalar el parque eólico quedan lo suficientemente alejados de cualquier núcleo de población, siendo el más cercano Campillo de Altobuey situado a 400 metros de las instalaciones del parque eólico. La línea de evacuación se ubica, en la zona más próxima, a 1 km de Minglanilla, y la línea aérea de entrega de 400 kV se ubica a 2 km de esta población. En el EsIA se incluye un 'Estudio de ruidos' que concluye que la zona en fase preoperacional se encuentra dentro de los límites establecidos por la normativa vigente. Este impacto presenta un carácter temporal y reversible por lo que se considera como no significativo.

El promotor ha realizado un estudio de acuerdo con la Ley 37/2003, del 17 de noviembre del Ruido, con el Real Decreto 1513/2005, de 16 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003 en lo referente a la evaluación y gestión del ruido ambiental y con el Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre por el que se desarrolla la Ley 37/2003 del Ruido, en lo referente a la contaminación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas, así como al respecto a las condiciones de sosiego en aquellas zonas que por su valor faunístico requieran una especial protección. En los resultados obtenidos en los puntos de medición (receptores) no se superan los límites de ruido establecidos en el anexo III del Real Decreto 1367/2007, de 19 de

octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003 de 17 de noviembre, del ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas.

Para determinar el impacto sonoro durante la fase de explotación se ha modelizado la situación operacional mediante el programa SoundPlan Essential 4.0. En el caso de sinergias únicamente se han considerado los focos de emisión de los aerogeneradores, carreteras y vías de ferrocarril. Como resultado de la modelización se obtienen mapas sonoros en los cuales aparece una distribución de isófonas que van desde los 35 dB hasta los 55 dB. Finalmente se ha determinado que las instalaciones del parque eólico no causan ninguna afección relevante en los puntos analizados, cumpliendo los valores establecidos en el Real Decreto 137/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas.

Durante la fase de explotación la magnitud del impacto acústico derivado del funcionamiento de los aerogeneradores del parque eólico en estudio se considera baja, ya que no existe núcleo poblacional alguno en el entorno inmediato de los aerogeneradores. Se valora el impacto como compatible.

Para controlar el nivel de ruido emitido en la fase de explotación, se realizará la medición de los niveles sonoros diurnos y nocturnos en las viviendas más cercanas al entorno del parque eólico para comprobar que los niveles de ruido no superen los límites establecidos en la normativa vigente.

En cuanto a la contaminación lumínica producida por las balizas se cumplirá con lo establecido en el Real Decreto 862/2009, y su cromaticidad estará comprendida en el Anexo I de la guía de señalamiento e iluminación de parque eólicos. Se considera el impacto como compatible.

El informe remitido por la Viceconsejería de Medio Ambiente de la Consejería de Agricultura, Medio Ambiente y Desarrollo Rural establece como límite para la circulación de los vehículos de obra en 20 km/hora, condicionado aceptado por el promotor.

2. Geología, geomorfología y ocupación del suelo: Los impactos generados por las actividades asociadas a la excavación y al movimiento de tierras se estima que serán de una magnitud media puesto que se aprovecha una elevada proporción de los accesos existentes y las pendientes en la mayor parte del emplazamiento implican la creación de pequeños taludes. De forma global se considera un impacto moderado.

Los movimientos de tierra y la pérdida de la cubierta vegetal en las zonas donde se pretenden ubicar los apoyos, la subestación, la apertura de la zanja, las plataformas y los aerogeneradores pueden favorecer la pérdida de suelo con la consiguiente pérdida de fertilidad de éste. El proceso erosivo del suelo puede también alterar los procesos fluviales de transporte y sedimentación, así como la calidad del agua, al representar un aporte nuevo de materiales en el cauce. La zona de obras será balizada y limitada en el tiempo. Se considera el impacto como compatible.

La compactación del suelo se producirá por el tránsito y desplazamiento de la maquinaria y el posicionamiento de los materiales en el terreno de forma temporal durante la fase de construcción. También se puede producir contaminación del suelo por vertidos accidentales de aceites, combustibles, etc.

Se proponen en el EsIA las siguientes medidas:

- Retirada, acopio, conservación y recuperación de tierra vegetal para evitar la destrucción directa de los suelos. Se evitará la circulación de maquinaria, así como de cualquier vehículo vinculado a la obra fuera de las carreteras existentes o los lugares propuestos al efecto. Se propone evitar la compactación por la maquinaria y evitar el riesgo de erosión.
  - No se ocuparán las zonas que se hayan excluido previamente y aquellas que sean ocupadas lo harán de forma temporal. Las instalaciones auxiliares serán desmanteladas al fin del uso de las mismas. Se minimizará la pérdida de la calidad del suelo y la calidad paisajística.
  - Las áreas donde se desarrollen trabajos de obra deberán estar dotadas de bidones y otros elementos adecuados de recogida de residuos sólidos y líquidos de obra que se trasladarán a vertedero autorizado. Los residuos sólidos de carácter urbano se gestionarán con los residuos de esta naturaleza procedentes de zonas urbanas adyacentes. Los residuos inertes de las excavaciones serán retirados y depositados en lugares seleccionados para ello.
  - Todas las actividades que impliquen la generación de residuos tóxicos y peligrosos deben disponer de los elementos necesarios para la correcta gestión de los mismos. Se actuará a la mayor brevedad posible conteniéndose el vertido y cerrando el aporte, se valorará la afección al suelo y se retirará y gestionará, recuperando el entorno afectado. De esta forma se evitará la contaminación del suelo y subsuelo, afección a la calidad de las aguas superficiales y subterráneas, e indirectamente a la fauna y a la flora que alojan.
  - Para minimizar el riesgo de contaminación del suelo y las aguas por vertidos accidentales de aceite proveniente de los transformadores de la subestación, se dotará cada subestación con una bancada de hormigón armado que recogerá las posibles fugas de aceite y su conducción a un depósito. Posteriormente se trasladará hasta un gestor autorizado.
  - Para limitar la contaminación del suelo y la hidrología por aguas residuales, se procederá a la evacuación de pluviales mediante la instalación de un sistema de drenaje interior y otro exterior.
3. Hidrología: Puede producirse contaminación de las aguas superficiales por vertido directo de aceites y combustibles de la maquinaria, así como indirecto por arrastre de vertidos desde el suelo. También puede producirse contaminación de las aguas subterráneas por infiltración de contaminantes vertidos sobre el terreno. El promotor considera que el almacenamiento de materiales y residuos y la gestión final de estos últimos pueden producir una contaminación del suelo, aguas superficiales y aguas subterráneas mínima;

este hecho, junto a la inexistencia de residuos que vertidos en bajos volúmenes produzcan consecuencias graves, hace que este impacto no sea significativo.

Respecto de las afecciones a la red hidrográfica por las obras, las canalizaciones subterráneas entre los aerogeneradores y viales (nuevos y a reformar) cruzan diversos arroyos y barrancos. La línea de evacuación cruza en siete ocasiones la red hidrográfica del ámbito de estudio. La magnitud del impacto se considera moderada al ser necesario el cruce de las líneas de interconexión y de los accesos al parque eólico con la red hidrográfica del ámbito de estudio.

La incorporación de sedimentos procedentes de limpiezas y excavaciones pueden producir aumento de la turbidez de las aguas superficiales o acumulación de los sedimentos de los cursos de agua de la zona, reduciéndose los niveles de oxígeno disuelto en agua con los daños consiguientes a la flora y fauna. Se considera un impacto de magnitud baja y compatible.

El EslA contempla diversas medidas preventivas y correctoras para mitigar las afecciones sobre la hidrología que se han integrado con las medidas del apartado anterior.

El informe emitido por la Confederación Hidrográfica del Júcar indica que el promotor tendrá en cuenta las siguientes consideraciones: la zona de servidumbre se debe mantener expedita, mientras que toda actuación en la zona de policía estará sujeta a autorización administrativa por parte del organismo de Cuenca (artículo 9 del Reglamento de Dominio Público Hidráulico, aprobado por Real Decreto 849/1986, de 11 de abril) que podría no ser otorgada si se apreciase afección al régimen de corrientes y a terceros como consecuencia de una actuación. Dada la envergadura del proyecto y la cantidad de afecciones a los cursos de agua presentes, la emisión del informe al respecto quedará condicionada a la obtención de la preceptiva autorización conforme a la legislación vigente de aguas. En caso de que se considere la realización de vertidos de aguas pluviales al dominio público hidráulico se deberá contar previamente con la autorización del organismo competente.

4. Espacios protegidos: La Reserva Natural Hoces del Cabriel se encuentra alejada de las actuaciones del proyecto. Dentro del ámbito del estudio no se encuentra ningún espacio de la Red Natura 2000. No obstante, al este de dicho ámbito se encuentra el LIC ES4230013 y la ZEPA ES0000159 «Hoces del Cabriel, Guadazaón y Ojos de Moya», aproximadamente a 2,2 km de la línea de evacuación y a unos 13 km del aerogenerador más próximo. El promotor descarta afecciones directas al LIC y a la ZEPA. El Anexo VI del EslA analiza la posibilidad de afección indirecta a estos espacios de la Red Natura 2000, considerando que tal posibilidad podría producirse sobre especies de avifauna y mamíferos que realicen largos desplazamientos. El estudio determina que no se producen afecciones sobre la avifauna y quirópteros en base al estudio específico realizado sobre estos elementos; no se afecta a Hábitats de interés comunitario incluidos en la Red Natura

2000; y no se han detectado ejemplares de gato montés ni tejón, mamíferos que podrían resultar afectados. Concluye el estudio que la construcción del proyecto no supone repercusiones significativas sobre la Red Natura 2000.

5. Hábitats de interés comunitario (HIC): Varios aerogeneradores afectan a los HIC 5210 'Matorrales arborescentes con Juniperus spp.' y 9340 'Bosques de Quercus ilex y Quercus rotundifolia'. Parte de los viales interiores del parque eólico afectan a zonas de hábitat 9540 'Pinares mediterráneos de pinos mesogeanos endémicos' y 5210. La línea de evacuación a 132 kV sobrevuela 91.000 m<sup>2</sup> del hábitat 9340 y 26.000 m<sup>2</sup> del hábitat 9540. Las subestaciones eléctricas a 30/132 kV y a 132/400 kV, la Línea de Alta Tensión a 400 kV y la torre de medición no afectarán a ningún HIC. El impacto se estima moderado, ya que la superficie afectada es muy pequeña en relación a la superficie total de los hábitats existentes en el ámbito del estudio.

6. Vegetación: Durante la fase de construcción y debido al movimiento de tierras se producirá la pérdida total de la vegetación existente en la zona de los viales, apoyos, subestaciones eléctricas, balsas de hormigones, punto limpio, cimentación de los aerogeneradores, zona de caseta de obras y almacenamiento de residuos, canalización subterráneas y plataforma, lo que supone una superficie estimada de 663.342 m<sup>2</sup>. Se considera un impacto moderado. Con el fin de proteger la cubierta vegetal, el estudio propone las siguientes medidas:

- Se evitará la generación de movimientos no supervisados de maquinaria en la superficie de las obras. Se planificará y delimitará el área de actuación. Los restos vegetales se gestionarán de forma adecuada depositándose en vertedero controlado.
- En caso de detectarse la presencia de una especie incluida en un catálogo de protección se dará aviso a las autoridades competentes en la materia.
- Se revisará la anchura de los caminos, comprobando que en todo momento se cumplen las características iniciales de anchura y señalización en función del avance real de la obra.
- Se establecerán procedimientos de actuación que reduzcan los riesgos de incendio en las actividades susceptibles de generarlos, adoptando medidas de seguridad adicionales en trabajos de riesgo.

Además, según indica en el informe remitido por la Viceconsejería de Medio Ambiente de la Consejería de Agricultura, Medio Ambiente y Desarrollo Rural, se tendrán en cuenta las siguientes condiciones, que el promotor ha manifestado aceptar:

- Los apoyos de la línea de evacuación deberán instalarse sin afectar en la medida de lo posible a pies arbóreos naturales, en especial a ejemplares arbóreos de encina.
- Respecto a la calle de seguridad de la línea de evacuación, solamente se llevará a cabo la limpieza de la vegetación existente que intercepte el arco

de seguridad que desde los conductores establece el reglamento de aplicación vigente, quedando únicamente permitido para cualquier especie silvestre autóctona simplemente la poda de la parte de las ramas que queden dentro de dicha zona de seguridad, debiendo mantenerse esta circunstancia en los futuros trabajos de mantenimiento. En el caso de pinos se podrá realizar el apeo de los pies que sobrepasen la distancia de seguridad.

- La afección a la vegetación natural requiere la autorización de la Dirección Provincial de Agricultura, Medio Ambiente y Desarrollo Rural de Cuenca, de acuerdo a lo establecido en el artículo 49.2 de la Ley 3/2008, de 12 de junio, de Montes y Gestión Forestal Sostenible de Castilla-La Mancha.
- En las plantaciones que se utilicen en el proceso de restauración, deberá avalarse la procedencia del material reproductivo utilizado, a fin de garantizar el empleo de material vegetal autóctono.

El EslA incluye un Plan de restauración que tiene carácter general y que será desarrollado detalladamente con la redacción del proyecto final. El Plan de restauración indica que, una vez finalizadas las obras del parque eólico, de la subestación y de su línea de evacuación, se procederá a la restauración y a la revegetación de las zonas alteradas. Este plan incluye la gestión de los materiales sobrantes de obra y control de vertidos; reparación de posibles daños sobre el arbolado; restitución de la morfología, taludes y pendientes y recuperación de la cubierta vegetal. Las zonas a restaurar incluyen: Los terrenos afectados por la línea 132 kV y la línea de entrega de 400 kV: Zonas circundantes a los nuevos apoyo y subestación 132/400 kV; restauración de terrenos afectados por el parque eólico: subestación 30/132 kV, punto limpio, zona de caseta de obras y almacén de residuos, zanjas de la línea eléctrica, plataformas de los aerogeneradores, cimentaciones de los aerogeneradores y torre de medición. Se estima conveniente la restauración de las superficies de matorral, encinares y pinares naturales afectadas con las mismas especies que sustentaban previamente a las obras, lo mismo que en el supuesto de que alberguen hábitats de interés comunitario. También se estima conveniente la compensación de las superficies de las comunidades vegetales eliminadas permanentemente por superficies equivalentes en el entorno del proyecto, especialmente las formaciones de encinar, matorrales de enebro y sabina, y los pinares maduros. En el caso de las formaciones vegetales clasificadas como hábitats de interés comunitario, se considera que constituyen un valor natural a los efectos de la Ley de evaluación ambiental, por lo que las superficies de estos HIC que resulten afectadas de forma permanente por las instalaciones deberán ser compensadas al menos en la misma superficie, considerado individualmente por tipo de HIC, condicionándose la autorización del proyecto a la aplicación de esta medida.

7. Fauna: Durante la fase de construcción, el movimiento de la maquinaria y la presencia humana pueden originar un cambio en el comportamiento de la fauna. Los ruidos producidos pueden afectar a las comunidades animales próximas alterando su conducta y provocando su desplazamiento, siendo los

grupos más afectados los micromamíferos, grandes herbívoros y aves. Al tratarse de un efecto de carácter temporal se valora el impacto como compatible. También se puede producir una pérdida o fragmentación del hábitat cuya consecuencia sería un descenso en el tamaño poblacional o una alteración en su distribución, fundamentalmente de micromamíferos y pequeños reptiles. La eliminación permanente de la vegetación se circunscribe a la superficie que ocupan los aerogeneradores, la subestación eléctrica, el punto limpio, los viales y los apoyos. Según el estudio de avifauna, el polígono del parque eólico se sitúa en áreas con valores naturales altos, máximos y bajos y la línea discurre principalmente por áreas con valores bajos. Por otro lado, el parque eólico y la zona de influencia de 3 km se encuentran dentro de cuadrículas con importancia media para las aves esteparias y la mayor parte del trazado de la línea de evacuación discurre por zonas con valores bajos. Por último, en el parque eólico y su zona de influencia, las cuadrículas tienen una importancia baja para vertebrados, y únicamente el trazado final de la línea de evacuación coincide con valores medios. El promotor considera que se trata de un impacto de carácter puntual, además de que las formaciones vegetales afectadas presentan un elevado grado de representatividad en el entorno. Se estima el impacto por modificación de hábitats de fauna como moderado.

En la fase de explotación, los impactos que se pueden producir sobre la fauna se centran en el riesgo de colisión y electrocución con los tendidos eléctricos, en el riesgo de colisión con los aerogeneradores y en el efecto barrera. El riesgo de electrocución depende de factores propios de cada especie y de las características de cada tendido. Este riesgo se incrementa para las aves que frecuentan los postes del tendido como posaderos y comederos. El promotor señala que, salvo casos muy raros en líneas de este tipo y para los apoyos previstos, las electrocuciones previstas son mínimas, incluso para el caso de aves de tamaño considerable y valora el impacto como moderado.

La ocupación del espacio aéreo por los aerogeneradores implica un riesgo de colisión para la avifauna que el promotor indica, a tenor de las características del área y de los estudios realizados, no se espera que sea una afección importante. Según los datos recogidos en el estudio avifauna y quirópteros, el 77% de las turbinas (23 aerogeneradores) y la antena de medición se ubican en cuadrículas valoradas según la vulnerabilidad espacial en el análisis de riesgo como baja. Sólo dos de ellos se encuentran en vulnerabilidad espacial alta, al sur de la localidad de Campillo de Altobuey. El resto de las turbinas se ubican en cuadrículas con vulnerabilidad espacial media. Dentro de las aves rapaces identificadas, aquellas que presentan un valor más alto por su índice de sensibilidad (RSI) serían el águila real, seguida del milano negro y el águila calzada, busardo ratonero, cernícalo vulgar y gavián común. Por otro lado, el estudio de avifauna y quirópteros ha definido las zonas con mayor probabilidad de uso por parte de las especies y, cuando el número de contactos fue suficientemente elevado, se procedió a su cálculo y representación gráfica mediante polígonos Kernel. El resultado señala que se obtuvieron 98 contactos de 15 especies, la mayoría de ellos localizados al este y noroeste

del polígono eólico. El promotor ha reflejado en cartografía los polígonos que representan las áreas de mayor probabilidad de uso de las especies busardo ratonero, cernícalo vulgar, culebrera europea y aguililla calzada, observando que tres de los aerogeneradores de la alineación oeste coinciden con un área de vulnerabilidad alta y en su entorno se centran varias áreas de mayor probabilidad de uso. Como conclusión, el promotor valora el riesgo de colisión de magnitud e incidencia media y el impacto como moderado.

En relación con el efecto barrera, los parques eólicos suponen una limitación para la movilidad de las aves, al fragmentar la conexión entre las áreas de alimentación, invernada, cría y muda. Los viales y las nuevas instalaciones del parque también pueden constituir una cierta barrera para los pequeños vertebrados. El promotor ha estudiado la pérdida de conectividad que supondría la instalación del parque respecto de las distintas unidades de vegetación, concluyendo que se produce pérdida de conectividad en la unidad de cultivos herbáceos. Respecto de los pequeños vertebrados, se estima que su movilidad no se verá afectada especialmente puesto que la modificación de superficie de hábitat originada por las instalaciones no será significativa, por lo que no se generará una fragmentación de hábitat.

Tras la revisión cartográfica, bibliográfica y sobre el terreno, el promotor no ha detectado corredores ecológicos de importancia en el entorno inmediato del proyecto. Se valora el impacto como moderado. La Viceconsejería de Medio Ambiente de la Consejería de Agricultura, Medio Ambiente y Desarrollo Rural de la Junta de Castilla-La Mancha, considera poco probable que alguna alineación se encuentre dentro de las rutas migratorias o desplazamientos diarios de las especies de avifauna amenazadas.

El EsIA propone las siguientes medidas de cara a minimizar los impactos descritos sobre la fauna:

- Con el fin de evitar las molestias sobre la fauna en la fase de construcción que pueda provocar un desplazamiento de las especies, se establecerá un plan de obras. En base a los informes de seguimiento anual elaborados durante los primeros cinco años de explotación del parque eólico, la Administración competente concluirá si es necesario la colocación de sistemas de radar para minimizar el riesgo de colisión de avifauna. En el supuesto de resultar necesario, la Administración competente elegirá el sistema radar que más se adapte a las características del emplazamiento. Los sistemas radar en los aerogeneradores se basan en vídeos, la detección automática de aves en vuelo y su patrón, así como la determinación del riesgo real de colisión o la detección de ultrasonidos para la localización de quirópteros. El sistema de balizamiento que se instalará en cada aerogenerador constará de un sistema dual de luz de obstáculos integrada media intensidad tipo A/C, un segundo nivel de luces de obstáculos en la torre a una altura de 52 metros y un sistema de alimentación ininterrumpida para el sistema de balizas.
- Para evitar riesgo de electrocución y de colisión de la avifauna con el tendido eléctrico se tomarán las siguientes medidas de diseño: se usará un modelo de columna que hace casi imposible las electrocuciones; se

dispondrán cadenas de aislamiento formadas por aisladores suspendidos de vidrio templado, con caperuza y vástago, tipo U100BS (línea de 132 kV) y U160BS (LAT de entrega de 400 kV); la distancia entre el conductor en la cruceta será la mínima suficiente para prevenir electrocuciones por contacto entre fases; en el proyecto de ejecución se tomarán las medidas adecuadas de prevención y electrocución y colisión de las aves de acuerdo a lo establecido en el Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.

- Como medida compensatoria ante la imposibilidad de poder reubicar aerogeneradores para así obedecer al 100% de las directrices sobre distribución espacial de la comunidad autónoma de Castilla-La Mancha, se deben tomar medidas para reducir al máximo la posibilidad de colisión con las líneas eléctricas en el entorno. Ello se realizará mediante el balizamiento de la línea de REE conforme al Real Decreto 1432/2008. Se instalarán cada 10 metros salvapájaros espirales de color no degradable al ultravioleta, a lo largo de toda la línea en los dos conductores superiores. El tramo a balizar tiene una longitud de 5,75 km.
- Se sustituirán 30 apoyos de líneas eléctricas existentes (uno por aerogenerador instalado) que puedan suponer riesgo elevado para la avifauna. La Administración competente determinará en que línea o que líneas eléctricas existentes se llevará a cabo la sustitución de estos 30 apoyos.
- Se considera necesario establecer los sistemas de detección al menos en los tres aerogeneradores que constituyen los extremos meridionales de las tres alineaciones. Además, si durante el desarrollo de la actividad se detectaran mortalidades elevadas de fauna amenazada se establecerán medidas adicionales para reducir el impacto sobre estas especies, entre otras sobre el águila culebrera, águila calzada, ratonero y águila real. Dichas medidas serán aprobadas por el Servicio de Política Forestal y Espacios Naturales de Cuenca, tanto en el caso de los aerogeneradores (dispositivos de disuasión, paradas temporales, etc.) como en la línea eléctrica (medidas adicionales del artículo 69 de la Ley 9/1999, de Conservación de la Naturaleza, como podrían ser señalización adicional, forrado del cableado, etc.).
- Afección por riesgo de colisión de la avifauna con los aerogeneradores: los estudios realizados reflejan que tres de las turbinas de la alineación oeste —las designadas con los números 2, 3 y 4— coinciden con un área de vulnerabilidad alta y en su entorno se incluyen varias áreas de mayor probabilidad de uso de diversas especies sometidas a régimen de protección, como busardo ratonero, cernícalo vulgar, culebrera europea y aguililla calzada, entre otras, y que además presentan valores elevados del índice de sensibilidad. En consecuencia, será necesaria la instalación por el promotor de los sistemas de detección más eficaces, conforme a las mejores técnicas disponibles, con objeto de disminuir el riesgo de colisión en esta zona.

- Adicionalmente, en el informe del Servicio de Medio Ambiente de Cuenca se incluye entre sus consideraciones finales una relativa al funcionamiento de los ecosistemas una vez instalado el parque eólico: en el caso de producirse afecciones sobre alguna especie amenazada durante la fase de funcionamiento se debe contemplar el cierre parcial de aquellas instalaciones responsables de la afección.
- Cada vez que se detecte la muerte por colisión con un aerogenerador del proyecto de un ejemplar de especie de ave que esté incluida, bien en el anexo del Real Decreto 139/2011, de 4 de febrero, para el desarrollo del Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial y del Catálogo Español de Especies Amenazadas, bien con categoría de protección en el Catálogo de Especies Amenazadas de Castilla-La Mancha, el promotor procederá a la parada inmediata del aerogenerador en cuestión, parada que se mantendrá ininterrumpida hasta el 31 de diciembre del mismo año. Si volviera a ocurrir en el futuro, se ejecutaría nuevamente la referida parada temporal. En el caso de que haya dudas en la identificación del aerogenerador sobre el que se ha producido la colisión, el promotor seleccionará por estimación el aerogenerador responsable de la colisión.

8. Paisaje: Durante la fase de construcción se producirá una modificación temporal del paisaje debido a la presencia de maquinaria e instalaciones de obra, produciendo una pérdida de calidad en las características intrínsecas del área. La magnitud del impacto sobre el paisaje intrínseco se determina en función del tiempo de duración de las obras y el tiempo esperado de regeneración de la cubierta vegetal en las áreas alteradas. La magnitud del impacto sobre el paisaje extrínseco (molestias de visibilidad y calidad debidas a la obra) dejará de tener efectos al finalizar las obras. La densidad de población de la zona es baja, con lo que el número de observadores potenciales es reducido, limitándose a los núcleos de población de Campillo de Altobuey y Minglanilla, a los usuarios de las carreteras CM-2202, CM-211, CM-3.201, N-III y A-3 E-901, a los usuarios del AVE Madrid-Valencia y algún habitante de las viviendas aisladas que existen en el entorno de las obras. Se producirá una modificación de carácter temporal del paisaje debido a la presencia de maquinaria, instalaciones de obra y movimientos de tierra, por lo que se valora el impacto como compatible.

Fase de explotación: para la valoración de los efectos sobre el paisaje se ha calculado la cuenca visual en una envolvente de 22 km para cada tres aerogeneradores y para el parque en su conjunto, ocupando una superficie de 174.482,5 hectáreas. El parque será visible en algo más de 90.000 hectáreas, lo que supone un 51 % de la superficie de la envolvente, no siendo visible en unas 85.000 hectáreas, lo que supone un 49 % de la superficie de la envolvente. El parque será visible en la envolvente de 22 km de los núcleos de Almodóvar del Pinar, Campillo de Altobuey, Cardenete, Casas de Santa Cruz, Castillejo de Iniesta, el Peral, Gabaldón, Graja de Iniesta, Iniesta, Minglanilla, Motilla del Palancar, Pozoseco, Puebla del Salvador, Valhermoso de la Fuente, Villalpardo y Villanueva de la Jara, calculándose que será visible por 20.210 habitantes. Los aerogeneradores

serán visibles desde el LIC y la ZEPA Hoces del Cabriel, Guadazaón y Ojos de Moya (en alrededor del 13,33 %), desde la ZEC<sup>54</sup> Hoces de Alarcón (en aproximadamente el 5,08 %), y desde las IBAs Hoces del Cabriel Medio (13,30 %), la Manchuela Conquense (78,81%) y Hoces del Cabriel y del Júcar (6,14%). Además, son visibles desde numerosas vías de comunicación y del AVE Madrid-Alicante, Madrid-Valencia y el tren convencional Madrid-Valencia, así como numerosas vías de senderismo relacionadas en el estudio de impacto ambiental y en 36,7 km del Camino de Santiago «Ruta de la lana». Además, será visible desde un número considerable de vías pecuarias. También existirá un impacto visual producido por el balizamiento nocturno, el cual se llevará a cabo de acuerdo a las normas técnicas de diseño y operación de aeródromos de uso público, aprobadas por el Real Decreto 862/2009. El promotor valora el impacto como moderado. Se proponen las siguientes medidas para minimizar los efectos sobre el paisaje tanto en la fase de construcción como en la de explotación:

- En el estudio de ubicación se ha seleccionado las zonas con menor fragilidad paisajística.
- Se evitará la compactación del suelo y se priorizará el uso de los caminos existentes y el acondicionamiento de los mismos.
- Se mantendrá, dentro de lo posible, un orden en la disposición de los materiales existentes en la zona de trabajo para evitar la generación de impactos paisajísticos no previstos.
- Una vez finalizados los trabajos se realizará una revisión del estado de limpieza y conservación del entorno, con el fin de proceder a la recogida de todo tipo de restos que pudieran quedar acumulados y se trasladarán a un vertedero autorizado.
- Se evitará el uso de hormigón en la capa de rodadura de los viales del parque eólico procurando el acondicionamiento de los caminos mediante estabilizadores granulométricos como zahorra o semejante.
- Las subestaciones y el punto limpio se proyectarán de manera armonizada con el entorno inmediato, para minimizar el impacto visual.
- Se emplearán las características propias de la arquitectura y los acabados tradicionales de la zona, presentándose todos los paramentos exteriores y cubiertas totalmente terminadas.
- Se emplearán formas y materiales que menor impacto visual produzcan y se usarán los colores que en mayor grado favorezcan la integración paisajística.

9. Patrimonio: La línea de evacuación sobrevuela la Cañada Real de los Serranos entre los apoyos número 22 y número 23. Además, el entronque de uno de los accesos provisionales al parque con la CM-211 afecta a la Cañada Real de los Serranos. Se valora el impacto como compatible. Tal y como se indica en el informe remitido por la Viceconsejería de Medio

---

<sup>54</sup> Zonas Especiales de Conservación.

Ambiente, el promotor se ha comprometido a cumplir la siguiente medida a la hora de ejecutar el proyecto: en el caso del vuelo de la línea sobre la cañada real afectada, se requiere tramitar la ocupación de la vía pecuaria para la cual ha de solicitarse a los Servicios Provinciales la autorización preceptiva a tenor de la legislación vigente en materia de vías pecuarias.

Afecciones sobre el patrimonio cultural: la ubicación de los aerogeneradores, viales y subestación, así como la traza de las líneas de alta tensión se desarrollan sobre algunos ámbitos de protección arqueológica (La Vega, Cañada de los Serranos, Zona de la Cañada, El Puente, Casa Vieco), y por las cercanías a elementos etnográficos (Chozos del Escalón I y II, Corral de Capullo, Corral Cuatropuertas, Hoyo Somero, Matallana, Corral Casa de Molina, Corral la Cañadillas, Cruz del Pastor). Los impactos por estas instalaciones se consideran de moderados a compatibles. El promotor ha manifestado aceptar y se ha comprometido a realizar las siguientes medidas de carácter preventivo y corrector:

- Se realizará un entorno de protección y exclusión de los nuevos elementos patrimoniales localizados (Corral de Capullo, Corral Cuatropuertas, Chozo de Hoyo Somero y Chozo Cruz del Pastor) mediante el balizamiento perimetral de los mismos, de forma que queden suficientemente señalizados e identificados en el terreno por los agentes de la obra civil, con el fin de su preservación.
- Se realizará un seguimiento y control arqueológico de las obras diario, directo y permanente durante la fase de ejecución de todos los movimientos de tierra de carácter cuaternario generados por la obra civil dentro del entorno de delimitación del ámbito de protección 'A.1. Zona de La Cañada' que protege al yacimiento arqueológico La Cañada y se realizará una valoración arqueológica del subsuelo en la zona donde se proyecta la instalación de los apoyos 29 y 30, con carácter previo al inicio de las obras, mediante la realización de dos sondeos estratigráficos arqueológicos mixtos, comprobándose el grado de afección sobre el mismo y su posible compatibilidad con las citadas infraestructuras; según los resultados de esta valoración, la Dirección Provincial establecerá las medidas de control y conservación pertinentes a aplicar.
- Se llevará a cabo un seguimiento y control arqueológico de las obras diario, directo y permanente durante la fase de ejecución de todos los movimientos de tierra de carácter cuaternario generados por la obra civil dentro del área de delimitación del nuevo yacimiento localizado El Puente, seguimiento y control especialmente intensivo en el entorno del cerro donde se han identificado materiales cerámicos y algún fragmento de escoria de fundición en relación a la ubicación de los apoyos 46, 47 y 48.
- El camino histórico Cañada Real de los Serranos no podrá resultar afectado por las obras proyectadas.
- Cualquier actividad asociada que pudiera derivarse de las instalaciones proyectadas durante las obras del parque eólico, que suponga un riesgo para la conservación del patrimonio cultural (préstamos, vertederos, canteras, etc.) deberá ser objeto de un control arqueológico.

- Se deberá realizar la correspondiente prospección arqueológica de cualquier zona que deba ocuparse por necesidades del proyecto y no estuviera incluida en el diseño original ahora evaluado del parque eólico y su estructura de evacuación.

10. Población: Los movimientos de tierra, el tránsito de maquinaria y en general las operaciones vinculadas a las obras de construcción e instalación del parque y de su línea de evacuación son fuente principal de molestias (aumento de niveles de ruido, partículas en suspensión, humo, etc.) a la población. Las molestias generadas durante esta fase serán temporales, desapareciendo con la finalización de las obras de instalación, por lo que se valora el impacto como no significativo.

En relación con los campos electromagnéticos, se indica en el estudio de impacto ambiental que los valores de las perturbaciones generadas por este tipo de líneas eléctricas estarán siempre dentro de los límites reglamentarios, ajustándose en todo caso a los límites indicados en el Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas.

El informe remitido por la Viceconsejería de Medio Ambiente de la Consejería de Agricultura, Medio Ambiente y Desarrollo Rural indica que se tendrán que incorporar las siguientes medidas a la hora de ejecutar el proyecto, que el promotor se ha comprometido a cumplir: Se considera conveniente incluir en el plan de seguimiento y vigilancia el efecto sombra intermitente («shadow flicker»<sup>55</sup>) a fin de poder determinar la existencia de esta afección sobre el suelo ocupado en el ámbito de afección, ya sea este de carácter residencial o industrial. El seguimiento de este efecto se realizará, al igual que en el caso del nivel sonoro establecido en el estudio de impacto ambiental, durante el primer año de funcionamiento del parque.

11. Sinergias: Se analizan los posibles efectos acumulativos y sinérgicos del parque con otros parques eólicos, líneas aéreas e infraestructuras lineales de transporte que se encuentren en la envolvente de 10 km del entorno del parque. Se ha tenido en cuenta también la línea de evacuación del parque eólico de GECAMA de 300 MW al discurrir dentro de dicha envolvente. Dentro de los 10 km se encuentran dos parques existentes, parque eólico Callejas y parque eólico Maza y un parque eólico en tramitación —parque eólico Campillo de Altobuey Fase II— además de infraestructuras lineales y líneas eléctricas.

Respecto de la conectividad ecológica, con la instalación del parque eólico se produce una pérdida de conectividad en la unidad de cultivos herbáceos.

---

<sup>55</sup> Efecto sobre las viviendas se encuentran cercanas a parques eólicos y a cuyos vecinos la sombra de las palas al girar les puede causar molestias cuando el aerogenerador se encuentra entre una posición determinada del sol y su vivienda.

La cuenca visual de los cuatro parques y de las infraestructuras lineales posee una superficie de 42.429,36 hectáreas, lo que supone un 99,36% de la superficie de la envolvente de 10 km en torno al P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY I. Mientras que no serán visibles en 272,62 hectáreas, lo que supone el 0,64% de la superficie.

En cuanto al ruido y según lo recogido en el Anexo VII del EsIA 'Estudio de ruidos, los valores de inmisión producidos por el parque eólico, las vías de comunicación, el parque eólico Maza, parque eólico Callejas, parque eólico Campillo Fase II y los AVE Madrid-Valencia, situados en la envolvente de 10 km, se encuentran por debajo de los valores límites establecidos en la normativa vigente en todos los receptores analizados.

En el caso de la fauna, en el Anexo VIII del EsIA 'Seguimiento anual de avifauna y quirópteros' se contemplan las afecciones sinérgicas. El estudio indica que se prevé un incremento del impacto por acumulación de infraestructuras, especialmente al norte. Considera el impacto moderado.

#### 12. Programa de Vigilancia Ambiental (PVA): Tendrá los siguientes objetivos:

- a) Diseñar un programa de vigilancia con el fin de garantizar la adecuada ejecución de todas las medidas propuestas
- b) Determinar que parámetros deben ser objeto de vigilancia ambiental de las obras, es decir, qué recursos o elementos del medio y qué aspectos del conjunto de actuaciones deben ser analizadas periódicamente o de forma continua, a fin de detectar los problemas medioambientales ligados a la ejecución de las obras.
- c) Determinar los umbrales de tolerancia para los parámetros objeto de vigilancia, cuantificando los límites admisibles en las desviaciones de los objetivos del programa a partir de los cuales deber intervenir mediante la aplicación de medidas correctoras adicionales.
- d) Comprobar que las afecciones de las obras sobre el medio son las descritas en el estudio de impacto ambiental y que su magnitud se ajusta a las previsiones efectuadas en dichos documentos, de forma que se pueda estimar la eficacia de las medidas propuestas.

Para ello se contempla la realización de inspecciones, muestreos y análisis periódicos sobre el terreno relacionado con los aspectos objeto de vigilancia, cuyos resultados serán reflejados en informes periódicos o extraordinarios en caso de detectarse afecciones graves sobre el medio.

Destaca el programa propuesto para el seguimiento de la mortalidad de la avifauna y de los quirópteros presentes en la zona debido a la instalación del parque y del tendido eléctrico y determinar la evaluación de los resultados, adoptando medidas correctoras si se precisa. Para ello se realizarán prospecciones alrededor de cada aerogenerador y entre ellos. Durante la vida útil del parque eólico se realizarán muestreos semanales. En el caso del seguimiento de la avifauna y quirópteros se comparará si en el área se produce un descenso de la abundancia o riqueza de especies con respecto

al estudio elaborado en la fase preoperacional, llevándose a cabo durante la vida útil del parque con muestreos quincenales.

Se tendrán que incorporar las siguientes medidas, que el promotor se ha comprometido a cumplir:

- ⇒ Ejecución de un plan de seguimiento específico, durante la vida útil del proyecto, de la incidencia de las instalaciones del parque (incluida la línea eléctrica) sobre la fauna (se tomarán como base las directrices y criterios para la elaboración de programas de seguimiento de avifauna y quirópteros en parques eólicos de la Dirección General de Montes y Espacios Naturales, 2011). Este plan estará en manos de una empresa totalmente independiente de la responsable de la obra. El estudio de seguimiento constará al menos de los siguientes puntos:
  - a) Censo de aves: Estudio del tránsito de aves por aerogenerador y los pasos entre ellos.
  - b) Mortandad de aves en una banda de dos veces el diámetro del rotor con los aerogeneradores situados en posición central, así como de 50 metros a cada lado del tendido de evacuación. Periodicidad mensual.
  - c) Estudio de detectabilidad y de predación de las aves muertas en el área del parque.
- ⇒ La torre anemométrica planteada se ubica entre la segunda y la tercera alineación constituyendo un obstáculo en la canalización de fauna originado por las alineaciones. Se recomienda su ubicación como parte de algunas de las alineaciones propuestas de forma que no bloquee el potencial paso de avifauna.

En todo caso, el promotor deberá cumplir las medidas preventivas, correctoras, compensatorias y de seguimiento ambiental contempladas en el EsIA, así como las medidas que han sido propuestas por las entidades consultadas y que el promotor ha aceptado o mostrado conformidad con las mismas. Las medidas asumidas por el promotor en el trámite de consideración de las alegaciones e informes recibidos en la información pública y consultas completan y actualizan las del EsIA y deberán formar un todo coherente, sin perjuicio de las condiciones de la propia DIA.

- Medidas para la protección de la vegetación y los hábitats de interés comunitario: La pérdida de superficie de los tipos de HICs afectados por el proyecto '5210. Matorrales arborescentes de Juniperus spp.', '9340. Encinares de Quercus ilex y Quercus rotundifolia' y '9540. Pinares mediterráneos de Pinus halepensis' debe ser restaurada o recuperada, bien mediante restauración vegetal en el mismo lugar de la afección, bien mediante plantaciones compensatorias en las proximidades de las obras, con especies vegetales que se incluyan en el tipo de HIC a restaurar o recuperar.
- Medidas para la protección de la fauna: La Viceconsejería de Medio Ambiente de La Junta de Castilla-La Mancha considera necesario establecer

sistemas radar en los aerogeneradores extremos de cada alineación, basados en vídeos para la detección automática de aves en vuelo y su patrón, así como la determinación del riesgo real de colisión o la detección de ultrasonidos para la localización de quirópteros. En base a los informes de seguimiento anual elaborados durante los primeros cinco años de explotación del parque eólico, la Administración competente concluirá si es necesario la colocación de sistemas de radar adicionales. En el supuesto de resultar necesario, la Administración competente elegirá el sistema radar que más se adapte a las características del emplazamiento. Además, si durante el desarrollo de la actividad se detectaran mortalidades elevadas de fauna amenazada (Decreto 33/1998, Decreto 200/2001, Real Decreto 139/2011) se establecerán medidas adicionales para reducir el impacto sobre estas especies, en especial sobre el águila culebrera, águila calzada, ratonero y águila real. Dichas medidas serán aprobadas por el Servicio de Política Forestal y Espacios Naturales de Cuenca, tanto en el caso de los aerogeneradores (dispositivos de disuasión, paradas temporales, etc.) como en la línea eléctrica (medidas adicionales del artículo 69 de la Ley 9/1999, de Conservación de la Naturaleza, como podrían ser señalización adicional, forrado del cableado, etc.). El promotor instalará los sistemas de detección más eficaces con objeto de disminuir el riesgo de colisión de los aerogeneradores números 2, 3 y 4 de la alineación oeste, al sur del núcleo de población de Altobuey. El promotor determinará los sistemas y dispositivos de detección, individuales o conjuntos para los aerogeneradores, conforme a las mejores técnicas disponibles. Asimismo, cada vez que se detecte la muerte por colisión con un aerogenerador del proyecto de un ejemplar de especie de ave que esté incluida, bien en el anexo del Real Decreto 139/2011, de 4 de febrero, para el desarrollo del Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial y del Catálogo Español de Especies Amenazadas, bien con categoría de protección en el Catálogo de Especies Amenazadas de Castilla-La Mancha, el promotor procederá a la parada inmediata del aerogenerador en cuestión, parada que se mantendrá ininterrumpida hasta el 31 de diciembre del mismo año. Si volviera a ocurrir en el futuro, se ejecutaría nuevamente la parada temporal. En el caso de que haya dudas en la identificación del aerogenerador sobre el que se ha producido la colisión, el promotor seleccionará por estimación el aerogenerador responsable de la colisión.