

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 GALERNA, S.L.U. AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA PARA EL PROYECTO DEL PARQUE EÓLICO CAMPILLO DE ALTOBUEY FASE III DE 87,5 MW, INCLUIDA LA SUBESTACIÓN 30/132 KV, LAS LÍNEAS SUBTERRÁNEAS A 30 KV Y LA LÍNEA AÉREA A 132 KV PARA EVACUACIÓN, UBICADO EN CAMPILLO DE ALTOBUEY, ENGUÍDANOS, PUEBLA DEL SALVADOR Y MINGLANILLA, EN LA PROVINCIA DE CUENCA.

Expediente nº: INF/DE/157/19

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Benigno Valdés Díaz

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala

D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo

En Madrid, a 14 de enero de 2020

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 GALERNA, S.L.U. autorización administrativa previa para el proyecto de Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase III de 87,5 MW, incluida la subestación 30/132 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, Enguítanos, 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. Alcance del proyecto

El proyecto de Parque Eólico Campillo de Altobuey, promovido originalmente por ABO WIND ESPAÑA, S.A.U. (en adelante ABO WIND), fue planteado inicialmente para 250 MW de potencia, si bien posteriormente se dividió en tres fases.

En el caso del proyecto de Parque Eólico Campillo de Altobuey fase III (en adelante P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY III) está siendo desarrollado por ENERGÍA EÓLICA GALERNA, S.L.U. (en adelante E.E. GALERNA), sociedad propiedad al 100% de ABO WIND.

El proyecto de P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY III incluye los siguientes elementos (citados en el orden de flujo de la energía) que son objeto de la propuesta de resolución de Autorización Administrativa Previa:

- El parque eólico propiamente dicho compuesto por 25 aerogeneradores General Electric de 3,63 MW cada uno (algunos de ellos limitados para alcanzar una potencia total conjunta de 87,5 MW).
- Sus líneas de interconexión subterránea a 30 kV hasta la subestación del parque.
- La propia subestación del parque eólico (Subestación Campillo de Altobuey Fase III 30/132 kV), donde se concentra la energía generada por todos los aerogeneradores.
- Una línea de evacuación aérea de 132 kV y 13,102 km de longitud formada por un circuito que partiendo de la citada subestación del parque eólico evacua la energía hasta la Subestación Minglanilla-Generación 132/400 kV (que no forma parte de la red de transporte)¹. En su primer tramo de 7,875 km comparte apoyos (de doble circuito) con la línea de evacuación del P.E. Campillo de Altobuey fase II y en su segundo tramo de 5,227 km (de triple circuito) comparte apoyos con la evacuación de las fases I y II.

Dentro del documento de proyecto presentado por el promotor también se citan otros elementos, aunque no aparecen incluidos en la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM):

- Una alimentación alternativa a los servicios auxiliares de la subestación del Parque Eólico mediante un Centro de Transformación “SSAA” 20/0,42 kV de 250 kVA y línea subterránea 20 kV de 3.551 m.
- Una torre de medición del recurso eólico.

¹ En la subestación Minglanilla-Generación 132/400 kV se conectan otros parques eólicos e instalaciones fotovoltaicas; esta subestación se encuentra conectada mediante una línea de 400 kV a la red de transporte en la subestación de Minglanilla 400 kV (propiedad de Red Eléctrica de España). Ni la subestación Minglanilla-Generación 132/400 kV ni la línea de 400 kV forman parte de la red de transporte y no están dentro del alcance de la autorización solicitada para el P. E. Campillo de Altobuey III.

- Las instalaciones de medida y el punto de entrega (posición de 132 kV) en la Subestación Minglanilla-Generación.²

1.2. Trámite de autorización administrativa y ambiental

Los principales trámites de autorización urbanística, administrativa y ambiental del proyecto (citados en orden cronológico) son los siguientes:

Con fecha 5 de junio de 2014 ABO WIND, como promotor del Parque Eólico Campillo de Altobuey de 250 MW, solicitó permisos de acceso y conexión en la subestación Minglanilla 400 kV.

Con fecha 11 de septiembre de 2015 el Ayuntamiento de Enguñados remitió a ABO WIND informe relativo a la clasificación urbanística y usos permitidos, así como la compatibilidad urbanística, de varias parcelas incluidas en el proyecto.

Posteriormente el proyecto inicial 'Parque Eólico Campillo de Altobuey de 250 MW' fue dividido en tres, siendo E.E. GALERNA titular del P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY III.

Mediante contrato de cesión de fecha 15 de marzo de 2016, ABO WIND cedió y transmitió a la mercantil E.E. GALERNA la posición y titularidad respecto a los escritos mencionados anteriormente sobre el P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY III y su conexión quedando, como consecuencia, subrogada en la posición jurídica que tenía la parte cedente (ABO WIND) en los mismos.

Con fecha 12 de abril de 2016, E.E. GALERNA depositó aval en virtud de lo dispuesto en el artículo 59 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre³ (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 III.

Con fecha 7 de diciembre de 2016 el Ayuntamiento de Campillo de Altobuey remitió a E.E. GALERNA informe de compatibilidad y certificación urbanística de varias de las parcelas del parque eólico. Con fecha 5 de septiembre de 2018, este mismo Ayuntamiento remitió a E.E. GALERNA nuevo informe sobre la clasificación urbanística y usos permitidos de una serie de parcelas en las que se ubicaría el parque eólico, informando favorablemente de la compatibilidad de la ejecución e instalación del parque eólico con los usos permitidos y autorizables de acuerdo con el Plan de Ordenación Municipal.

² El promotor indica en el proyecto que las Instalaciones de medida y punto de entrega (posición 132 kV) en la Subestación Minglanilla-Generación 132/400 kV son objeto de otro proyecto.

³ 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.

Mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente del entonces Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente (MAPAMA) de 13 de septiembre de 2017 se formuló el documento de alcance para la evaluación ambiental del proyecto P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY III, esto es, la determinación del alcance del Estudio de Impacto Ambiental (EslA).

En julio de 2018 E.E. GALERNA solicitó del Ayuntamiento de Enguñados la compatibilidad urbanística para todas las posiciones de los aerogeneradores y de la subestación eléctrica situados en ese término municipal, siendo contestada en escrito del 8 de octubre de 2018.

Con fecha 23 de octubre de 2018 tuvo entrada en la Subdelegación del Gobierno en Cuenca solicitud por parte de E.E. GALERNA para efectuar la tramitación de la Autorización Administrativa Previa, la Evaluación de Impacto Ambiental Ordinaria y la Autorización Administrativa de Construcción del proyecto del P. E. CAMPILLO DE ALTOBUEY III y su infraestructura de evacuación.

El EslA fue sometido conjuntamente con el Proyecto al trámite de información pública, previos anuncios en el Boletín Oficial de la Provincia de Cuenca del 5 de diciembre de 2018 y el Boletín Oficial del Estado (BOE) número 304 de 18 de diciembre de 2018. Asimismo, se realizó consulta a las Administraciones públicas afectadas y a las personas interesadas.

En el marco de dicha consulta, Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE) manifestó que el cruzamiento entre la línea de 132 kV proyectada y la línea a 400 kV Minglanilla-Olmedilla (en el vano 291-292) no era reglamentario, pero que en el caso de que no existiera otra alternativa no presentaría oposición siempre y cuando se contara con la autorización de la autoridad competente. El peticionario instó a la autoridad competente (Ministerio para la Transición Ecológica) para que autorizase el cruzamiento mencionado.

Con fecha 30 de mayo de 2019, la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca emitió Informe sobre la tramitación del expediente relativo a la solicitud de autorización administrativa previa, evaluación de impacto ambiental ordinaria y autorización administrativa de construcción del proyecto de P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY III y su infraestructura de evacuación, mediante el que consideró cumplido el trámite de información pública y consultas requerido, remitiéndolo a la DGPEM para su remisión al órgano ambiental y resolución del expediente.

El día 12 de junio de 2019 tuvo entrada en el órgano ambiental la documentación para la Declaración de Impacto Ambiental. Con la información que obra en poder de la CNMC no existe constancia a la fecha de que el proyecto haya obtenido la Declaración de Impacto Ambiental positiva.

1.3. 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 a la red de transporte 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, y que dicha comunicación tenía carácter informativo sin constituir cumplimentación del procedimiento de acceso.

Con fecha 19 de octubre de 2015 ABO WIND, una vez aprobada la planificación energética para el periodo 2015 a 2020, y tras la decisión de dividir en tres el proyecto inicial, remitió a REE solicitud de permisos de acceso y conexión para el P. E. CAMPILLO DE ALTOBUEY III de 87,5 MW. Para esta solicitud REE requirió subsanación de información indicando que la tramitación de los tres parques debía hacerse de forma coordinada.

Con fecha 18 de diciembre de 2015, ABO WIND presenta solicitud coordinada por un contingente de 250 MW para tres parques eólicos: Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase 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; y P. E. CAMPILLO DE ALTOBUEY III de 87,5 MW, cuyo titular es por entonces también 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 autorización de acceso y conexión, así como dos instalaciones fotovoltaicas de 250 y 300 MW respectivamente, con 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 Campillo de Altobuey Fases I, II y III y sugiere que se realice una nueva solicitud de acceso que se ajuste a la capacidad disponible, proponiendo además 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 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 de 300 MW que ya cuenta con permiso de acceso y conexión, que el escrito de REE actualiza al incorporar la tramitación coordinada y determinados aspectos de la solución de conexión.
- 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 12.2⁴. 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

⁴ El P.O. 12.2 trata de las 'Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio'; fue aprobado mediante Resolución de la Secretaría General de Energía de 11 de febrero de 2005 («BOE» de 1 de marzo).

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”.

1.4. Solicitud de informe preceptivo

Con fecha 15 de noviembre de 2019 tuvo entrada en la CNMC escrito de la DGPEM por el que se adjunta la Propuesta de Resolución por la que se otorga a E. E. GALERNA la autorización administrativa previa para el proyecto del P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY III de 87,5 MW, incluida la subestación 30/132 kV, las líneas subterráneas a 30 kV y la línea eléctrica a 132 kV, ubicado en Campillo de Altohuey, Enguñados, Puebla del Salvador y Minglanilla, en la provincia de Cuenca.

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) Proyecto de ejecución del parque y su evacuación 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.

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 (en adelante Ley 21/2013).
- Ley 9/2018, de 5 de diciembre, por la que se modifica la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental; Ley 21/2015, de 20 de julio, por la que se modifica la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes; y 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 las introducidas por 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 citado Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre).
- 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. GALERNA ha presentado, con fecha 23 de octubre de 2018, solicitud de autorización administrativa previa⁵ para el P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY III de 87,5 MW, incluida la subestación a 30/132 kV, las líneas subterráneas a 30 kV y la línea aérea 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.

⁵ En su instancia de solicitud el promotor solicitó “*otorgar la Autorización Administrativa Previa, Autorización Administrativa de Construcción y Declaración de Impacto Ambiental de la instalación Parque Eólico Campillo de Alto Huey Fase III de 87,5 MW y su evacuación*” para lo que adjuntó el Proyecto de ejecución de la instalación junto con sus separatas y el Estudio de Impacto Ambiental de la instalación.

La resolución repasa 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.

Se realizaron Consultas a las Administraciones Públicas y Organismos afectados. En todas ellas se determina que al final se tiene (o que se entiende) la conformidad final de los organismos o que el peticionario manifiesta la aceptación de los condicionados recibidos, excepto en el caso de REE, que manifiesta que el cruzamiento de la línea de 132 kV de evacuación con la línea Minglanilla-Olmedilla a 400 kV no es reglamentario ya que debe situarse a mayor altura, pero que en caso de que no exista alternativa viable no presentará oposición al cruzamiento siempre que cuente con la autorización de la autoridad competente. A este respecto el peticionario presentó el 12 de septiembre de 2019 justificación de excepcionalidad manifestando la falta de viabilidad de realizar el cruce por debajo de la línea, así como de recrecer los apoyos de dicha línea. El Servicio de Industria y Energía de la Delegación Provincial en Cuenca de la Consejería de Desarrollo Sostenible de la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha emitió informe de 16 de octubre de 2016⁹ en el que señala que no es de su competencia la autorización del citado cruzamiento.

La Propuesta indica que el proyecto de la instalación y su estudio de impacto ambiental han sido sometidos al procedimiento de evaluación de impacto ambiental habiendo sido remitidos a la dirección general de Biodiversidad y Calidad Ambiental del Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO, anterior MAPAMA).⁶

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, estando la subestación de Minglanilla 400 kV contemplada en la “Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020” publicado por Orden IET/2209/2015, de 21 octubre.

Por otra parte, se indica que REE emitió, en fecha 3 de abril de 2019, el Informe de Cumplimiento de Condiciones Técnicas de Conexión (ICCTC) y el Informe de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión) IVCTC, relativos a la solicitud para la conexión del parque eólico a la red de transporte en la subestación Minglanilla 400 kV del parque eólico Campillo de Altobuey Fase III.

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 propia del parque eólico, que se conectará mediante una línea aérea a 132 kV con la subestación 132/400

⁶ A la fecha no consta que haya sido formulada DIA favorable.

kV, subestación colectora común a varios parques eólicos —entre ellos, las dos fases previas de, propio P.E. Campillo de Altobuey—, que a su vez se conectará a la red de transporte a través de una línea aérea a 400 kV. Dicha subestación 132/400 kV y línea a 400 kV no son objeto de la resolución.

La Propuesta indica que con fecha 15 de febrero de 2018 E.E. GALERNA firmó con otras entidades un acuerdo para la evacuación conjunta y coordinada del P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY III y otras instalaciones de generación eléctrica, en la citada subestación Minglanilla 400 kV.⁷

La DGPEM emitió sendas autorizaciones administrativas previas, con fecha 22 de julio de 2019 para el parque eólico Campillo de Altobuey fase I, y con fecha 14 de octubre de 2019 para el parque eólico Campillo de Altobuey fase II y sus infraestructuras de evacuación.

La DGPEM indica que la autorización se concede sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones que sean necesarias relativas a la ordenación del territorio y el medio ambiente, así como todas las prescripciones y criterios que le sean de aplicación, en particular los expuestos en la ITC-LAT-07⁸ aprobada mediante el Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero⁹ y a cualesquiera otras motivadas por disposiciones que sean aplicables, así como sin perjuicio del resto de autorizaciones y permisos que sean necesarios para la ejecución de la obra.

Visto lo anterior, la propuesta resuelve otorgar a E.E. GALERNA la Autorización Administrativa Previa para el P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY III de 87,5 MW, incluida la subestación a 30/132 kV, las líneas subterráneas a 30 kV y la línea eléctrica a 132 kV.

E.E. GALERNA deberá cumplir todas las condiciones aceptadas durante la tramitación, las impuestas en la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) y las que pudieran establecerse en la Resolución de Autorización Administrativa de Construcción. El peticionario deberá presentar las modificaciones de proyecto citadas por REE para el cumplimiento de distancias de seguridad de forma previa a la obtención de la autorización administrativa de construcción.¹⁰

⁷ La evacuación del P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY III se corresponde con la segunda fase que se cita en los permisos de acceso y conexión otorgados por el Operador del Sistema, en la que se establece que una única línea de evacuación se conectará a la citada subestación Minglanilla 400 kV.

⁸ Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 07 ('Líneas aéreas con conductores desnudos'), que entre otros incluye los criterios de diseño referentes a distancias mínimas de seguridad, cruzamientos y paralelismos.

⁹ 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.

¹⁰ En efecto, la Propuesta de Autorización Administrativa Previa de la DGPEM indica que la autorización se concede *"sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones que sean necesarias relativas a la ordenación del territorio y al medio ambiente, así como del cumplimiento de todas*

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.

las prescripciones y criterios que le sean de aplicación y en particular de los expuestos en el apartado 5.3 de la ITC-LAT-07 del Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, y a cualesquiera otras motivadas por disposiciones que resulten aplicables”.

Asimismo, en su ‘Resuelve’ la Propuesta establece que “*el peticionario deberá cumplir las condiciones aceptadas durante la tramitación, así como las condiciones que pudieran establecerse en la citada Declaración de Impacto Ambiental y la Resolución de autorización administrativa de construcción*” y que “*el peticionario deberá presentar las modificaciones del proyecto citadas por Red Eléctrica de España, S.A.U. para el cumplimiento de distancias de seguridad, de forma previa a la obtención de la autorización administrativa de construcción*”.

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 CO₂ relacionadas con su fabricación, instalación y mantenimiento, se compensan después de los primeros tres a seis meses de operación. El Anteproyecto elaborado para el P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY III ha estimado una producción neta para el parque que, para un factor de emisión de 263 gCO₂eq/kWh (mix eléctrico 2018), supone que las emisiones evitadas serían de 70.364 toneladas de CO₂/año, lo que supondría aproximadamente 1.759.102 toneladas de CO₂eq durante la vida útil del parque (25 años).

El informe '*Visión de la energía eólica en Europa*' publicado por WindEurope¹¹ el 12 de septiembre de 2018 indica que la energía eólica en Europa está en camino de un crecimiento sólido en los siguientes 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 capacidad¹², 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 REE, el factor de carga medio de los parques eólicos es alrededor del 25%. El

¹¹ 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.

¹² 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.

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.

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 E.E. GALERNA ha realizado una Evaluación del recurso eólico y un Estudio de viabilidad económica del proyecto y previsiones de producción a partir de dos torres de medición (ubicadas en los municipios de Campillo de Altobuey y Enguídanos).

La torre de medición denominada 'Campillo', ubicada en las coordenadas UTM (ETRS 89 Huso 30: X: 605420 Y: 4.384.236) ha estado tomando datos desde julio de 2013 hasta septiembre de 2016. Se han tomado mediciones a 61, 59,5, 40 y 20 metros del suelo. Estas mediciones se han completado con los datos de velocidad y dirección de viento de otra torre de medición denominada 'Enguídanos' (ETRS 89 Huso 30: X: 554.573 Y: 4.590.771), instalada por la sociedad entre julio de 2016 y noviembre del mismo año. Se han tomado mediciones a 81, 78,5, 60 y 40 metros del suelo.

Teniendo en cuenta el análisis de los datos y los resultados obtenidos en la modelización del campo de viento, E.E. GALERNA ha considerado la instalación de 25 aerogeneradores de 3,63 MW (rotor de 137 m de diámetro y 131,4 m altura de buje, modelo GE 3,63-137) con curva de potencia adaptada, lo que supone una potencia instalada de 87,5 MW.

La previsión de la producción eléctrica del parque eólico realizada por E.E. GALERNA mediante el paquete de software WindPro ha estimado una producción bruta de 294.005 MWh/año (estimaciones realizadas en septiembre de 2017) y neta (descontadas las pérdidas) de 267.544 MWh/año, lo que supone 3.057 horas equivalentes de funcionamiento/año, un factor de capacidad del 34,9 % y una eficiencia del parque del 91%.

El aerogenerador GE 3,6-137 es una turbina tripala a barlovento con rotor de diámetro 137 m que cuenta con un sistema de orientación diseñado para mantener el rotor permanentemente orientado a barlovento, tiene un control sobre el paso de pala que permite regular la velocidad del rotor de la turbina variando el ángulo de ataque de las aspas y un generador de velocidad variable con convertidor electrónico.

El aerogenerador GE 3,6-137 presenta un tren de engranaje modular en el que los componentes principales, incluyendo el eje de engranaje, la caja de cambios, el generador y sistema de orientación están unidos a una bancada común. El proyecto indica que los engranajes de la multiplicadora han sido diseñados para alcanzar la máxima eficiencia con niveles bajos de ruido y vibraciones. El generador es de inducción de doble alimentación, montado sobre la bancada principal e igualmente diseñado para reducir las transmisiones de ruido y vibraciones a dicha bancada.

El proyecto indica que el transformador de potencia de la subestación cumplirá 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.

4.1.2 Condiciones de seguridad

El proyecto 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 1627/1997, 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 citado Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre; 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 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 UNE¹³, Normas CEI¹⁴ y ordenanzas municipales.

El proyecto incluye diversos elementos de seguridad entre los que, a modo de ejemplo, se pueden citar:

La turbina GE 3,6-137 está dotada con tres palas que emplean un sistema de *pitch* activo para ajustar el ángulo de orientación de la pala en funcionamiento, los reguladores hidráulicos son independientes en cada pala lo que permite ajustar el ángulo de orientación de manera independiente. El sistema de control de orientación de las palas permite regular la velocidad del rotor en los casos de viento superior al nominal, facilitando a la pala perder el exceso de fuerza aerodinámica y manteniendo la generación.

El rotor está diseñado para una velocidad de funcionamiento de 11,43 rpm. La velocidad del rotor se regula mediante una combinación entre el ajuste del ángulo de orientación de las palas (uno por pala) y el control del par generador/convertidor. El rotor gira en el sentido de las agujas del reloj en condiciones normales de operación, visto desde barlovento.

Con la posición en bandera de dos de las palas es suficiente para llevar la turbina al modo ralentí. Dado que cada una de las palas recibe la información necesaria para su regulación de manera independiente existe redundancia en el frenado.

La velocidad de viento media en el rango de temperaturas estándar (-15 °C a 35 °C)¹⁵ es de 7,5 m/s para un viento según las condiciones definidas en la norma IEC 6 1400 1, y la ráfaga máxima de viento admisible durante 10 minutos es de 40 m/s en el rango de temperaturas estándar. La línea guía de diseño del aerogenerador se corresponde a un viento medio anual de 7,5 m/s y un 16% de turbulencia, correspondiente a un viento de clase III b.

La caja de cambios protege los componentes del tren de potencia de excesivas cargas, la turbina está dotada de un dispositivo especial de acoplamiento entre

¹³ 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).

¹⁴ 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.

¹⁵ El aerogenerador funciona a plena carga en el citado intervalo de temperaturas comprendido entre -15°C y 35°C, y es capaz de soportar temperaturas de hasta -20°C y 50°C en modo 'no funcionamiento'. La temperatura límite operacional estándar para la turbina GE 3,6-137 para una cota de 1.000 m es de +40 °C. Por encima de 1.000 m esta temperatura se va reduciendo según IEC 60034 1, llegando a +30 °C para una cota de 2.000 m.

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 131,4 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 y tiene sistema de iluminación. Una escalera dotada con sistema de seguridad adecuado da acceso a la góndola.

La góndola aloja la mayoría de los sistemas eléctricos y mecánicos del aerogenerador. El acceso a la misma desde la torre se realiza por la parte inferior de la góndola. Ésta está ventilada y eléctricamente iluminada y una escotilla permite el acceso a las palas y el buje. En la parte superior de la carcasa de la góndola está instalado un pararrayos y un anemómetro que son accesibles desde la góndola a través de una escotilla.

Los aerogeneradores General Electric utilizan un sistema de protección contra rayos siguiendo la normativa I EC 61400-24 Level 1. Las palas están dotadas de unos receptores de rayo y el aerogenerador está dotado de una puesta a tierra que protege los componentes del aerogenerador de posibles sobretensiones.

Un conjunto de interruptores instalados en la parte superior de la góndola evita que se realicen operaciones en ciertos componentes de la turbina mientras haya 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 góndola hay botones de parada de emergencia que pueden ser activados para parar la máquina en caso de necesidad.

El aerogenerador está dotado de sistemas de detección y extinción de incendios, protegiendo el recinto del aerogenerador contra los incendios de tipo eléctrico o químico, sobrecalentamiento, cortocircuitos y otros.

Tanto la torre como la góndola están equipadas con detectores de humo ópticos que en caso de activarse envían una advertencia a través del sistema de control remoto. Los detectores de humo son auto-controlados. Si el detector se daña se envía una advertencia a través del sistema de control remoto. En la góndola está previsto un extintor de fuego de 5 kg de CO₂ y en la parte superior del generador hay una manta de fuego para apagar pequeños incendios.

Cada aerogenerador tiene un centro de transformación que se ubicará en el interior de la propia torre de la turbina, diseñado para un nivel de aislamiento de 36 kV. Incluye una celda de protección de transformador (interruptor automático) además de 1 ó 2 celdas de conexión entre aerogeneradores (remonte) y una celda de salida de la línea de evacuación (interruptor seccionador).

El transformador del centro de transformación interior es trifásico de tipo seco encapsulado en resina por lo que el riesgo de incendio es menor que en el caso de aislamiento con aceite. Además, el transformador incluye protecciones para evitar daños como detectores de arco y fusibles de protección.

Las líneas de interconexión son cables unipolares de aislamiento seco tipo RHZ1 18/30kV de sección de aluminio, con aislamiento de polietileno reticulado, pantalla de cobre H25, protección longitudinal al agua mediante cinta hinchante y cubierta de poliolefina. Su tensión nominal es de 30 kV y su tensión más elevada para el material es de 36 kV.

Los cables van dispuestos en zanja directamente enterrados u hormigonados bajo tubo cuando discurren bajo las plataformas de los aerogeneradores o al cruzar los viales del parque. En el fondo de la zanja se incluye un cable de cobre de 70 mm² de sección que pone a tierra las pantallas de los cables en los empalmes y terminaciones y se une a la malla de tierra de generación y subestación.

La instalación de puesta a tierra consiste en un anillo de puesta a tierra, que limita la tensión de paso y contacto, y picas que aseguran una baja resistencia de la puesta a tierra. Todos los equipos y la estructura de la torre estarán puestos a tierra adecuadamente y la puesta a tierra será adecuada para los rayos y las sobretensiones cumpliendo con la legislación vigente y utilizando secciones de cobre de al menos 100 mm².

La Subestación Campillo de Altobuey Fase III 30/132 kV consta de un parque intemperie con una posición de transformación/salida de línea diseñada para una tensión nominal de 132 kV, una tensión más elevada para material de 145 kV y una intensidad de cortocircuito de diseño de 25 kA con una duración máxima de 1 s.

Las celdas de 30 kV poseerán el aparellaje necesario, así como los elementos de medida y protección correspondientes. Las celdas que estén equipadas con interruptor automático de corte plenamente aparente (corte no visible) poseerán sistemas de enclavamiento mecánico que garanticen las condiciones de seguridad.

Las protecciones propias del transformador constan de indicadores magnéticos de nivel, dispositivo liberador de presión, relé tipo Buchholz, termómetros, sondas de temperatura, etc.

La referencia a tierra del sistema de 30 kV se realiza mediante una reactancia trifásica conectada en paralelo en barras de MT, para poder detectar cortocircuitos a tierra y dar sensibilidad a las protecciones frente a faltas a tierra. Asimismo proporciona una referencia de intensidad para las protecciones homopolares y limitará la intensidad de la falta en el sistema de 30 kV a 500 A durante 30 segundos.

Para proteger la instalación contra sobretensiones de origen atmosférico o de maniobra, se ha proyectado la instalación de un juego de tres pararrayos tipo autoválvulas de óxido de zinc con recubrimiento exterior de polímero situados lo más próximo posible a las bornas del transformador de potencia.

La línea de evacuación del P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY III es aérea, de 132 kV de tensión nominal (tensión más elevada para el material de 145 kV), simple circuito, con apoyos preparados para doble circuito, simplex, con origen en la Subestación Campillo de Altobuey fase III 30/132 kV del parque eólico y final en la Subestación Minglanilla Generación 132/400 kV.

Como aislamiento se usan Cadenas horizontales y verticales de aisladores formadas por simple columna de 11 elementos de vidrio tipo E100/127 (VICASA) (U100 BS).

Como protección contra sobretensiones se emplea OPWG 48 (Cable de Tierra y Fibra Óptica) dispuesto en la cúpula sobre los conductores, además de un cable de tierra aéreo convencional '7N7' (es decir, formado por 7 conductores del número 7) en el tramo triple circuito.

De acuerdo con el capítulo 7 de la ITC-LAT-07 aprobada mediante Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, cada apoyo de la línea contemplado en el Proyecto dispondrá de un electrodo de tierra subterráneo específico, con el propósito de limitar las tensiones peligrosas de paso y de contacto a las que pudieran verse sometidas las personas que permanezcan o circulen en sus proximidades. Los apoyos se encuentran puestos a tierra mediante tomas de tierra normales formadas por 1 ó 2 picas de acero cobrizado (de 2 m y 18 mm de sección, con 300 micras de recubrimiento electrolítico), unidas con los montantes del apoyo a base de cable desnudo de cobre de 95 mm² de sección.

Se instalarán antiescalos en aquellos apoyos considerados como frecuentados.

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)¹⁶, condición necesaria para dar por resuelto de forma favorable el procedimiento de acceso. Por tanto, REE informó que no era posible otorgar 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.

Con fecha 19 de octubre de 2015, una vez aprobada la planificación energética para el periodo 2015 a 2020¹⁷ y publicada en la página web del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR)¹⁸, así como tras la división del proyecto inicial en tres proyectos, ABO WIND, esta vez como promotor del P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY III, solicitó de nuevo el acceso a la red de transporte para este parque. Reiteró dicha solicitud con fecha 12 de noviembre de 2015 ante la publicación de la Orden IET/2209/2015, de 21 de octubre, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015, por el que se aprueba el citado documento de planificación energética, remitiendo, por ello, nueva documentación.

Con fecha 18 de noviembre de 2015 REE requiere a ABO WIND subsanación de la información incluida 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 —Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase I de 75 MW, cuyo titular es Energía Eólica Ábrego, S.L.U.; Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase II de 87,5 MW, cuyo titular es ABO WIND; P. E. CAMPILLO DE ALTOBUEY 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

¹⁶ 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.

¹⁷ 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).

¹⁸ En la actualidad, Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO).

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 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 disponible 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.

ABO WIND transmitió a E.E. GALERNA, según contrato de 15 de marzo de 2016, la titularidad respecto a los escritos tramitados respecto al P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY III, por lo que E.E. GALERNA quedó subrogada en la posición jurídica que tenía ABO WIND.

E.E. GALERNA depositó el aval que establece el artículo 59 bis del RD 1955/2000 el 12 de abril de 2016, hecho que fue comunicado a REE en escrito registrado con fecha 14 de abril de 2016, además de reiterar su solicitud de acceso y conexión, realizando así una solicitud coordinada de 250 MW para que se materialice en caso de que no exista interlocutor único de nodo y solicitando que se le indique quién es en caso de que ya exista.

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 preexistente 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 de 300 MW 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 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 12.2¹⁹.

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.12.1²⁰, que permiten valorar las capacidades de producción y conexión²¹ 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

¹⁹ 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*».

²⁰ 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).

²¹ Capacidad de conexión (MWins) en función de la producción simultánea máxima (MWprod) compatible con la seguridad del sistema y resultante de los distintos estudios de REE (flujo de cargas, cortocircuito, estabilidad): $MW_{insEOLICA} \leq 1,25 * MW_{prod}$

$$MW_{insNO EOLICA} + (0,8/1,25) * MW_{ins EOLICA} \leq MW_{prod}$$

vigente 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_{prod}), 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_{prod}, 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 previa sobre 'Capacidad de conexión (MW_{ins})'].
- 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 mediante la realización de simulaciones en distintas situaciones estacionales/horarias y su posterior ponderación, siendo los 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_{nom} 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, 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.12.2²². 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 se encuentra comprendido en el apartado i) del grupo 3 del Anexo I de la Ley 21/2013 de evaluación ambiental²³, por lo que se encuentra sometido a evaluación de impacto ambiental ordinaria de conformidad con lo establecido en su artículo 7.1.a)²⁴.

²² 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'.

²³ 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.

²⁴ Artículo 7. 'Ámbito de aplicación de la evaluación de impacto ambiental'

«1. Serán objeto de una evaluación de impacto ambiental ordinaria los siguientes proyectos:

Con fecha de entrada en registro 28 de febrero de 2017 E.E. GALERNA solicitó el documento de alcance de estudio de impacto para el P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY III y su infraestructura de evacuación.

Con fecha de salida del 15 de septiembre de 2017 la Subdirección General de Evaluación Ambiental remitió a E.E. GALERNA el documento de alcance para la evaluación ambiental del proyecto.

Con fecha 23 de octubre de 2018, tuvo entrada en la Subdelegación del Gobierno en Cuenca solicitud por parte de E.E. GALERNA para efectuar la tramitación de la Autorización Administrativa Previa, la Evaluación de Impacto Ambiental Ordinaria y la Autorización Administrativa de Construcción del proyecto del “Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase III de 87,5 MW y su infraestructura de evacuación (subestación Campillo de Altobuey Fase III 30/132kV, línea eléctrica 132kV y posición de entrega y medida en Minglanilla)”.

De acuerdo con los artículos 36 y siguientes de la Ley 21/2013, de evaluación ambiental (en relación con la información pública del proyecto y del estudio de impacto ambiental) este fue sometido a información pública con la publicación los días 5 y 18 de diciembre de 2018 en el Boletín Oficial de la Provincia de Cuenca y en el Boletín Oficial del Estado, respectivamente.

La propuesta de Resolución indica que la documentación ha sido remitida a la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental del Ministerio para la Transición Ecológica, para que formule, en su caso, declaración de impacto ambiental, si bien la CNMC no tiene constancia de que la misma haya sido otorgada a la fecha.

4.3 Circunstancias del emplazamiento de la instalación

El P. E. CAMPILLO DE ALTOBUEY III se ubica entre los términos municipales de Campillo de Altobuey y Enguñados, al norte del término municipal de Puebla del Salvador, en la Provincia de Cuenca.

La elección del emplazamiento del parque eólico está basada en las siguientes premisas: existencia de un potencial eólico aprovechable, facilidad de acceso y actividad desarrollada en el área prevista para la implantación del parque eólico (mayoritariamente monte o labor de secano).

Los 25 aerogeneradores están repartidos en dos alineaciones desarrolladas al norte y al sur de la carretera CUV-5014 desde la que se accede al parque eólico. La primera alineación consta de 13 aerogeneradores y la segunda de

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.»

12. La numeración dada a los aerogeneradores es correlativa del 1 al 26, estando ausente el 19 dado que se ha eliminado ese aerogenerador y se ha sustituido por una torre de medición debido al resultado del estudio de avifauna. Los aerogeneradores se encuentran ubicados los Términos Municipales de Campillo de Altobuey (20 aerogeneradores) y Enguídanos (5 aerogeneradores).

Los aerogeneradores situados en Campillo de Altobuey afectan a suelos calificados como: Suelo Rústico No Urbanizable de Especial Protección Ambiental Hidráulico (SRNUEP-AH), Suelo Rústico No Urbanizable de Especial Protección Natural Bosques (SRNUEP-NB), Suelo Rústico No Urbanizable de Especial Protección Natural Elementos Geomorfológicos (SRNUEP-NH), Suelo Rústico No Urbanizable de Especial Protección Infraestructuras Carreteras (SRNUEP-IC), Suelo Rústico No Urbanizable de Especial Protección Infraestructuras equipamientos estructurantes (SRNUEP-IQ). El promotor indica que ha solicitado la compatibilidad urbanística y ha obtenido respuesta del Ayuntamiento.

Los 5 aerogeneradores emplazados en el Término Municipal de Enguídanos están ubicados ocupando parte del Monte de Utilidad Pública (de propiedad municipal) MUP CU167. El promotor afirma que mediante contrato de opción de derecho de superficie suscrito entre la superficiaria y el Ayuntamiento tiene el consentimiento del Ayuntamiento para la instalación del parque eólico. El promotor indica en el proyecto que ha solicitado en noviembre de 2015 y posteriormente en julio de 2018 al Ayuntamiento de Enguídanos la compatibilidad urbanística para todas las posiciones de los aerogeneradores y para la subestación eléctrica, habiendo recibido las correspondientes contestaciones.

El acceso al parque eólico se prevé a través de 3 accesos existentes sobre la carretera CUV-5014, dos para la alineación Oeste hacia el Norte y hacia el Sur y uno hacia el Sur de la alineación Este. Estos tres accesos de la CUV-5014 se ubican a la altura de los p.k. 6+140, 6+630 y 7+730, habiéndose considerado el p.k. 0+000 en Campillo de Altobuey. Será necesario adaptar de manera provisional estos accesos ya abiertos a caminos existentes para el paso de los vehículos especiales de la obra. A partir de estos accesos se desarrollarán los caminos interiores, apoyándose en caminos existentes que se reformarán y mediante la construcción de pequeñas entradas al lugar exacto de ubicación de los aerogeneradores.

La subestación eléctrica del parque está situada en una parcela al sureste del Parque Eólico, dentro del término municipal de Enguídanos, de manera que la línea aérea de evacuación evita la afección a los Montes de Utilidad Pública de la zona.

La línea de evacuación aérea de 132 kV parte de la subestación del parque con una marcada dirección Sureste buscando la traza de la línea de evacuación del Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase I. En su primer tramo de 7,875 km

comparte apoyos (de doble circuito) con la línea de evacuación de la fase II y en su segundo tramo de 5,227 km (de apoyos triple circuito) comparte apoyos con la evacuación de las fases I y II. En su trazado atraviesa los términos municipales de Enguídanos, Puebla del Salvador y Minglanilla.

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. GALERNA, empresa promotora del Proyecto.

4.4.1 Capacidad legal

E.E. GALERNA es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 12 de mayo de 2015, mediante la aportación de su único socio, ABO WIND, que se rige por el TRLSC²⁵, 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»*, 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. GALERNA, ABO WIND, es una sociedad anónima constituida por tiempo indefinido mediante escritura de fecha 19 de enero de 2001, sus Estatutos definen que su objeto social es el *«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

²⁵ Aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio.

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 está 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. GALERNA 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. GALERNA fue constituida el 12 de mayo 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 III. 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

Proyecto	País	Provincia	Fabricante aerogen.	Número de aerogeneradores	Capacidad (MW)	Año
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
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

Proyecto	País	Provincia	Fabricante aerogen.	Número de aerogeneradores	Capacidad (MW)	Año
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 Tipperary	Nordex	9	22,5	2011
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’ —en donde, 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 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 y 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
Total parques eólicos instalados en España		56	125,0	

Además, recientemente ha obtenido la autorización de otros parques eólicos en España: En concreto, mediante Resolución de 22 de julio de 2019 (publicada en el BOE de 13 de agosto) la DGPEM ha otorgado autorización administrativa previa para el Parque Eólico Cuevas de Velasco de 100 MW; mediante Resolución de 22 de julio de 2019 ha obtenido la autorización administrativa previa para el Parque Eólico Campillo de Altobuey fase I y con fecha 14 de octubre de 2019 para el Parque Eólico Campillo de Altobuey fase II.

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 Proyecto, el presupuesto estimado en octubre de 2018 para la construcción del parque eólico y su infraestructura de evacuación, era de **[Inicio Confidencial][Fin Confidencial]**

A continuación, se evaluará la capacidad económico-financiera de E.E. GALERNA para acometer el proyecto.

E.E. GALERNA, como sociedad española de responsabilidad limitada, fue constituida con un capital social de 3.413,00 euros, dividido en 3.413 participaciones sociales iguales, de 1 euro de valor nominal cada una de ellas,

totalmente suscritas por el único socio fundador, ABO WIND, y desembolsadas mediante la aportación de la propiedad de bienes muebles de los que el socio fundador es titular, que son valorados por el citado socio en 3.413 euros y han sido depositados en la sede social.

Las Cuentas Anuales Abreviadas de E.E. GALERNA depositadas en el Registro Mercantil correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2018, arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]

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

A 31 de diciembre de 2018, 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 2018, depositadas en el Registro Mercantil, arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial].[Fin Confidencial]

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 2018, que presentan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial].[Fin Confidencial]

Se comprueba por lo tanto que el Grupo ABO WIND cuenta con un patrimonio neto equilibrado que, además, se ha incrementado respecto al año anterior mediante el aumento de la dotación de reservas.

[Inicio Confidencial].[Fin Confidencial]

Se comprueba que los resultados de los ejercicios 2018 y 2017 así como la rentabilidad del Grupo ABO WIND son positivos.

[Inicio Confidencial].[Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales de E.E. GALERNA, su socio único ABO WIND y el Grupo empresarial al que pertenece (cuya matriz es su socio único) a juicio de esta Sala queda suficientemente acreditada la capacidad económico-financiera de E.E. GALERNA, 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 GALERNA, S.L.U. autorización administrativa previa para el proyecto del Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase III de 87,5 MW, incluida la subestación a 30/132 kV, las líneas subterráneas a 30 kV y la línea eléctrica a 132 kV para evacuación, ubicado en los términos municipales de Enguídanos, Campillo de Altobuey, 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.

Todo ello sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones que sean necesarias relativas a la ordenación del territorio, el medio ambiente, así como todas las prescripciones y criterios que le sean de aplicación por disposiciones que sean aplicables, así como sin perjuicio del resto de autorizaciones y permisos que sean necesarios para la ejecución de la obra.