



CNMC

COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE OTORGA A GLOBAL OTTAWA, S.L.U. LA AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA PARA EL PARQUE EÓLICO TÓRTOLES DE 148 MW, LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA PE TÓRTOLES 30/132 KV Y LA LÍNEA AÉREA DE ALTA TENSIÓN A 132 KV PARA EVACUACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE TÓRTOLES DE ESGUEVA, AVELLANOSA DE MUÑO, ESTÉPAR, MAHAMUD, MAZUELA, PRESENCIO, ROYUELA DE RÍO FRANCO, TORDÓMAR, TORRESANDINO, VILLAFRUELA, VILLAHOZ Y VILLAVERDE DEL MONTE, EN LA PROVINCIA DE BURGOS

REF.: INF/DE/093/21

Fecha 7 de abril de 2022

www.cnmc.es

ÍNDICE

1. ANTECEDENTES.....	4
1.1. Trámite de autorización administrativa y ambiental	4
1.2. Informes de conexión a la red de transporte	5
1.3. Solicitud de informe preceptivo.....	6
2. NORMATIVA APLICABLE.....	7
3. SÍNTESIS DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN	8
4. CONSIDERACIONES.....	10
4.1. Condiciones técnicas	10
4.1.1. Condiciones de eficiencia energética	10
4.1.2. Descripción del proyecto	14
4.1.3. Incidencia en la operación del sistema.....	24
4.2. Condiciones de protección del medioambiente y minimización de los impactos ambientales	29
4.3. Circunstancias del emplazamiento de la instalación	34
4.4. Capacidad legal, técnica y económico-financiera de la empresa promotora del proyecto.....	36
4.4.1. Capacidad legal	36
4.4.2. Capacidad técnica	39
4.4.3. Capacidad económico-financiera	43
5. CONCLUSIÓN.....	47

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE OTORGA A GLOBAL OTTAWA, S.L.U. LA AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA PARA EL PARQUE EÓLICO TÓRTOLES DE 148 MW, LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA PE TÓRTOLES 30/132 KV Y LA LÍNEA AÉREA DE ALTA TENSIÓN A 132 KV PARA EVACUACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE TÓRTOLES DE ESGUEVA, AVELLANOSA DE MUÑO, ESTÉPAR, MAHAMUD, MAZUELA, PRESENCIO, ROYUELA DE RÍO FRANCO, TORDÓMAR, TORRESANDINO, VILAFRUELA, VILLAHOZ Y VILLAVERDE DEL MONTE, EN LA PROVINCIA DE BURGOS

Expediente: INF/DE/093/21

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a. Pilar Sánchez Núñez

Secretario

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 7 de abril de 2022

Vista la solicitud de informe formulada por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) en relación con la Propuesta de Resolución por la que se otorga a Global Ottawa, S.L.U. la autorización administrativa previa para el parque eólico Tórtoles de 148 MW, la subestación eléctrica PE Tórtoles 30/132 kV y la línea aérea de alta tensión a 132 kV para evacuación de energía eléctrica, en los términos municipales de Tórtoles de Esgueva, Avellanosa de Muño, Estépar, Mahamud, Mazuela, Presencio, Royuela de Río Franco, Tordómar, Torresandino, Villafruela, Villahoz y Villaverde del Monte, en la provincia de Burgos, 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 informe:

1. ANTECEDENTES

1.1. Trámite de autorización administrativa y ambiental

La sociedad Eólica Isolcor, S.L.U. inició la tramitación administrativa de los parques eólicos Tórtoles de Esgueva, Pico del Águila, Los Serranos y El Herrero, localizados en el Término Municipal de Tórtoles de Esgueva, en la provincia de Burgos, ante el Servicio Territorial de Economía de Burgos. En febrero de 2016 dicha sociedad presentó las garantías correspondientes para estos parques eólicos con el fin de solicitar acceso a la red de transporte, en virtud de lo previsto en el artículo 59 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

En abril de 2018 las sociedades GLOBAL MARKAB, S.L.U, GLOBAL MARDUK, S.L.U. y GLOBAL CHAKANA, S.L.U., participadas al 100% por GLOBAL OTTAWA, S.L.U. y por tanto pertenecientes al Grupo Alfanar Energía España, adquirieron a la sociedad Eólica Isolcor S.L.U. los expedientes administrativos de los parques eólicos Tórtoles de Esgueva de 49 MW, Pico del Águila de 49 MW y Los Serranos de 50 MW, localizados en el término municipal de Tórtoles de Esgueva, en la provincia de Burgos y, en julio de 2018, como nuevos titulares de los expedientes administrativos, estas sociedades sustituyeron las garantías presentadas por Eólica Isolcor, S.L.U. para el acceso a la red de transporte.

En diciembre de 2018, dada la proximidad existente entre los parques eólicos citados, el Servicio Territorial de Economía de Burgos se declaró incompetente para la tramitación de estos expedientes administrativos e instó al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) para que se encargase de su tramitación. Tras diversas consultas realizadas ante la DGPEM, se estimó que la mejor forma de continuar la tramitación de los expedientes era que los tres parques eólicos citados se agruparan y tramitaran como un único parque de 148 MW —denominado a partir de entonces Tórtoles—, que un cuarto parque eólico El Herrero (50 MW) se tramitara, en su momento, como una ampliación del parque eólico Tórtoles de 148 MW, y que ambas tramitaciones se llevaran a cabo ante el MITERD.

Con fecha 14 de marzo de 2019, GLOBAL OTTAWA, S.L.U. (en adelante GLOBAL OTTAWA) ha depositado el aval correspondiente en virtud de lo dispuesto en el artículo 59 bis del mencionado Real Decreto 1955/2000, en concepto de garantía frente al compromiso de obtener en tiempo y forma la

autorización de explotación de la instalación, responder a los requerimientos de la Administración y no desistir voluntariamente de la tramitación administrativa de la instalación de producción de energía eléctrica denominada Parque Eólico Tórtoles de 148 MW (en adelante PE TÓRTOLES).

Mediante escrito de fecha 26 de noviembre de 2019, GLOBAL OTTAWA presentó, ante la DGPEM, solicitud de Autorización Administrativa Previa y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) del PE TÓRTOLES de 148 MW y su infraestructura de evacuación (la subestación eléctrica PE Tórtoles 30/132 kV y la línea aérea de alta tensión a 132 kV para evacuación de energía eléctrica).

Con fecha 11 de junio de 2020 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Anuncio de la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Burgos por el que se somete a Información Pública la solicitud de Autorización Administrativa Previa y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) del Proyecto PE TÓRTOLES y sus infraestructuras de evacuación. Previamente, con fecha 13 de abril de 2020 se publicó dicho anuncio en el Boletín Oficial de la Provincia (BOP) de Burgos. Con fecha 4 de diciembre de 2020, el Jefe de la mencionada Dependencia de Industria y Energía emitió el correspondiente informe con el resultado del trámite de información pública y consulta a las Administraciones Públicas, Organismos, Empresas afectadas y a las personas interesadas realizadas para la tramitación de las autorizaciones solicitadas por el promotor. Con fecha 27 de mayo de 2021 tuvo entrada en el MITERD expediente de tramitación administrativa complementario al anterior realizado por la mencionada Dependencia de Industria y Energía.

Por último, una vez sometido el proyecto de la instalación y su Estudio de Impacto Ambiental (EslA) al procedimiento de evaluación de impacto ambiental establecido en el artículo 124 del Real Decreto 1955/2000, se ha remitido la información a la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) para que formule la consecuente DIA, cuya emisión no consta a la fecha de redacción del presente informe.

1.2. Informes de conexión a la red de transporte

Con fecha 29 de noviembre de 2019 Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE), en su calidad de Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, emitió escrito de actualización de la contestación de acceso coordinado a la Red de Transporte en la subestación Buniel 400 kV, motivada por agrupación

de tres parques eólicos en uno denominado PE TÓRTOLES y la modificación del titular del mismo, así como por la inclusión de un nuevo municipio en otro parque eólico. La conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en la futura subestación Buniel 400 kV, a través de una nueva posición de la red de transporte planificada en dicha subestación (posición de transformador 400/132 kV de 500 MVA para evacuación conjunta de la generación, transformador de evacuación que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte). El escrito concluye que el acceso a la red de transporte de este nuevo contingente de generación resultaría técnicamente viable, con las consideraciones que se indican en el mismo.

Con fecha 24 de septiembre de 2020, REE emitió escrito de contestación a la solicitud de conexión a la Red de Transporte en la subestación Buniel 400 kV y remitió el Informe de Cumplimiento de Condiciones Técnicas para la Conexión (ICCTC) y el Informe de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC). Esta comunicación supone la cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión, y constituye el permiso de conexión a la red de transporte necesario para el otorgamiento de la autorización administrativa para el PE TÓRTOLES.

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

1.3. Solicitud de informe preceptivo

Con fecha 9 de julio de 2021 tuvo entrada en la CNMC solicitud de la DGPEM del informe preceptivo previsto en el artículo 127 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, respecto a la propuesta de Resolución que adjunta (en adelante, la Propuesta) por la que se otorgaría a GLOBAL OTTAWA la Autorización Administrativa Previa para el PE TÓRTOLES de 148 MW y su infraestructura de evacuación. Se ha adjuntado la documentación necesaria según establece el Capítulo II del Título VII del mencionado Real Decreto 1955/2000, entre otras:

- a) El Proyecto del parque eólico, incluyendo Memoria, Presupuesto, Planos y Estudios en cuanto a la producción prevista.
- b) Documentación aportada para la acreditación de la capacidad legal, técnica y económico-financiera 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 Burgos.

2. NORMATIVA APLICABLE

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante, Ley 24/2013); 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.
- 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 RDL 1/2010).
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (relevante a los efectos de parte de las instalaciones y del cableado interno del parque).
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (en adelante RD 413/2014); en particular, el Título V (“Procedimientos y registros administrativos”).

3. SÍNTESIS DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN

La Propuesta expone que GLOBAL OTTAWA ha presentado, con fecha 31 de enero de 2020, solicitud de autorización administrativa previa para el PE TÓRTOLES, de 148 MW, la subestación eléctrica PE Tórtoles 30/132 kV y la línea aérea de alta tensión a 132 kV para evacuación de energía eléctrica, y que el expediente ha sido incoado en el Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Burgos.

La Propuesta revisa la documentación aportada como resultado de la tramitación del procedimiento de autorización administrativa y ambiental, según lo previsto en el RD 1955/2000 y lo dispuesto en la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, habiéndose solicitado los correspondientes informes a las distintas administraciones, organismos y empresas de servicio público o de servicios de interés general en la parte que la instalación pueda afectar a bienes y derechos a su cargo, tras la publicación el 11 de junio de 2020 en el BOE y el 13 de abril de 2020 en el BOP de Burgos. La Propuesta indica que el Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Burgos emitió informe con fecha 4 de diciembre de 2020, complementado en fecha 27 de mayo de 2021.

Asimismo, la Propuesta informa que el proyecto de la instalación y su Estudio de Impacto Ambiental (EsIA) han sido sometidos al procedimiento de evaluación de impacto ambiental, habiendo sido remitidos a la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental del MITERD para que formule, en su caso, DIA.

Además, la Propuesta indica que la infraestructura de evacuación de energía eléctrica consiste en la subestación eléctrica PE Tórtoles 30/132 kV y la línea aérea de alta tensión a 132 kV con origen en la subestación PE Tórtoles y final en el apoyo de entronque con la línea eléctrica aérea de alta tensión a 132 kV con origen en la subestación La Muela y final en la subestación La Torca. El resto de la infraestructura de evacuación hasta la red de transporte, consistente en la línea eléctrica aérea de alta tensión a 132 kV con origen en la subestación La Muela y final en la subestación La Torca, la Subestación La Torca 132/400 kV y la línea de alta tensión de 400 kV con origen en la Subestación La Torca 132/400 kV y final en la Subestación Buniel 400 kV, no forma parte del alcance de la resolución.

También se indica que el PE TÓRTOLES cuenta con permiso de acceso a la red de transporte en la subestación Buniel 400 kV, otorgado con fecha 14 de septiembre de 2017, actualizado con fecha 29 de noviembre de 2019, así

como con permiso de conexión a la red de transporte en dicha subestación, otorgado con fecha 24 de septiembre de 2020.

Visto lo anterior, se propone otorgar a GLOBAL OTTAWA la Autorización Administrativa Previa para el PE TÓRTOLES de 148 MW, la subestación eléctrica PE Tórtoles 30/132 kV y la línea aérea de alta tensión a 132 kV para evacuación de energía eléctrica.

La Propuesta describe las principales características del parque eólico:

- Se trata de una instalación de tecnología eólica cuya potencia instalada es de 148 MW. Tendrá ocho aerogeneradores de 4,2 MW, veinticuatro de 4,1 MW y cuatro de 4 MW. El parque afectará al término municipal de Tórtoles de Esgueva, en la provincia de Burgos.
- Las líneas subterráneas a 30 kV consisten en nueve circuitos que tienen como origen los aerogeneradores de la planta, discurrendo hasta la subestación transformadora PE Tórtoles 30/132 kV.
- La subestación eléctrica transformadora PE Tórtoles 30/132 kV contará con tres transformadores de potencia 30/132 kV con una potencia nominal de 50/60 MVA con el tipo de refrigeración ONAN/ONAF¹. La configuración es de simple barra en el parque de 132 kV, siendo la instalación de intemperie. El parque de 30 kV es de instalación interior con celdas de aislamiento en SF₆. La subestación estará ubicada en el término municipal de Tórtoles de Esgueva, en la provincia de Burgos.
- La línea eléctrica aérea a 132 kV de evacuación de energía eléctrica tendrá origen en la subestación PE Tórtoles y final en el apoyo de entronque con la línea eléctrica aérea de alta tensión a 132 kV con origen en la subestación La Muela y final en la subestación La Torca. Su longitud total será de 50,85 kilómetros. Se trata de una línea de corriente alterna trifásica, de dos circuitos y dos conductores por fase de aluminio-acero LA-380. Tendrá 141 apoyos, torres metálicas de celosía, aisladores de tipo cerámica vitrificada o unidades de vidrio equivalentes U240 60 BS y cimentaciones de zapatas de hormigón en masa de calidad HM-20. Afectará a los términos municipales de Avellanosa de Muñó, Estépar, Mahamud, Mazuela, Presencio, Royuela de Río Franco, Tordómar, Torresandino, Tórtoles de Esgueva, Villafruela, Villahoz y Villaverde del Monte, todos ellos pertenecientes a la provincia de Burgos.

¹ ONAN (*Oil Natural Air Natural*): Circulación del aceite en forma natural y enfriamiento por aire en forma natural. ONAF (*Oil Natural Air Forced*): Circulación del aceite en forma natural y enfriamiento por aire con ventilación forzada.

Por otra parte, la Propuesta indica que GLOBAL OTTAWA solicitará, antes de transcurridos tres meses, autorización administrativa de construcción, presentando para ello el proyecto de ejecución de la instalación que se autoriza, elaborado conforme a los reglamentos técnicos en la materia y teniendo en cuenta lo establecido en la DIA y, en forma de separata, aquellas partes del proyecto que afecten a bienes, instalaciones, obras, servicios o zonas dependientes de otras Administraciones, Organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general para que éstas establezcan el condicionado técnico precedente. Si transcurrido dicho plazo no hubiera solicitado la autorización administrativa de construcción de dicho proyecto de ejecución, la presente autorización caducaría, si bien, por razones justificadas, podría solicitar prórrogas del plazo establecido, teniendo en cuenta los plazos establecidos en el artículo 1 del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

4. CONSIDERACIONES

4.1. Condiciones técnicas

4.1.1. Condiciones de eficiencia energética

El PE TÓRTOLES estará constituido por 36 aerogeneradores de entre 4,0 MW y 4,2 MW, ambos del mismo modelo de turbina y con idénticas características técnicas, salvo la potencia nominal. En concreto, tendrá 24 aerogeneradores Nordex N149 4.1 MW 125mHH, cuatro Nordex N149 4.0 MW 125mHH y ocho Nordex N149 4.2 MW 125mHH. Estos aerogeneradores pueden operar en un rango de temperatura de entre -20 y 40 °C y tienen una duración estimada de, al menos, 20 años.

La turbina eólica de dicho aerogenerador tiene un rotor situado a barlovento con tres palas aerodinámicas de paso variable controlado por microprocesador, un sistema activo de orientación y cuenta con regulación electrónica de la potencia de salida mediante convertidores electrónicos. Mediante un multiplicador mecánico se acopla a un generador.

Estos equipos van situados en el interior de una góndola colocada sobre la torre metálica. La góndola está construida sobre un bastidor realizado en perfiles tubulares. El eje principal está soportado por dos rodamientos montados en alojamientos de fundición que absorben las fuerzas radiales y axiales que provienen del rotor. El buje del rotor se monta, mediante tornillos, directamente al eje principal.

Las palas quedan instaladas atornillándolas a cojinetes asegurando que puedan pivotar fácilmente. Cada pala dispone de un cilindro hidráulico que acciona el movimiento de cambio de paso de manera independiente, si bien manteniendo el mismo ángulo de ataque para las tres palas.

El multiplicador, fabricado a medida, es instalado detrás del eje principal. El apoyo del multiplicador transfiere todos los esfuerzos desde la parte frontal a la base del bastidor, y de ahí a la torre como elemento estructural principal.

La unidad hidráulica alimenta al sistema de freno y al sistema de regulación del paso variable o ángulo de ataque.

La orientación se consigue mediante cuatro motores eléctricos montados en la base del bastidor. Dichos motores engranan con la corona de orientación atornillada en la parte superior de la torre mediante engranajes reductores. La orientación está controlada mediante la señal obtenida de anemoveletas sónicas colocadas sobre el techo de la góndola.

La turbina se monta sobre una base tubular troncocónica galvanizada/metalizada y pintada en blanco, que aloja en su interior la unidad de control del sistema basada en dos microprocesadores.

La turbina está equipada con un rotor que consta de tres palas. Éstas están controladas por el sistema de control *pitch*², que garantiza el funcionamiento continuado del ajuste de la pala en caso de falla de energía o mal funcionamiento. Cada pala tiene su propio conjunto de batería de almacenamiento independiente que gira con la propia pala. En función de las condiciones predominantes del viento, las palas se orientan de manera continua para optimizar el ángulo de inclinación.

En el rango de carga parcial, es decir, cuando la turbina opera por debajo de la potencia nominal, la turbina funciona a un paso de pala constante y velocidad variable para explotar la aerodinámica óptima del rotor. Dentro del área de carga nominal, es decir, cuando el aerogenerador ha alcanzado su velocidad máxima de rotor, opera con un par nominal constante que es proporcionado por el generador. Los cambios de la velocidad del viento están controlados por el sistema *pitch*. La energía eólica de fuertes ráfagas se puede almacenar mediante una aceleración del rotor y solo entonces se convierte en energía eléctrica amortiguada a través del paso de la pala y se alimenta a la red.

² Sistema que regula la potencia de la instalación mediante la posición de las palas del rotor respecto al viento.

El diseño de la pala combina una estructura rígida, capaz incluso de soportar fuertes ráfagas, con una construcción ligera para minimizar la transferencia de fuerzas a la góndola. Están fabricadas con fibra de vidrio y fibra de carbono.

La caja multiplicadora de la turbina eólica está diseñada para transmitir potencia de torsión entre el rotor de la turbina a baja velocidad y el generador eléctrico a alta velocidad. El montaje está diseñado para reducir la vibración y el ruido y dispone de un sistema por presión de lubricación y enfriamiento.

El generador es un 6-polos doblemente alimentado de inducción. Es altamente eficiente y está refrigerado por un intercambiador aire-agua. Este generador está protegido frente a cortocircuitos y sobrecargas. La temperatura está continuamente monitorizada mediante sondas en puntos del estator, de rodamientos y de un cajón de anillos rozantes. El montaje del generador está diseñado para reducir las vibraciones y la transmisión de ruido.

El aerogenerador está equipado con dos sistemas independientes de frenado (aerodinámico y mecánico) activados hidráulicamente e interrelacionados entre sí para detener la turbina en todas las condiciones de funcionamiento.

El sistema de regulación del paso (*pitch*) de las palas se utiliza para detener la turbina, ya que cuando las palas giran 90° sobre su eje longitudinal, el rotor no presenta superficie frente al viento y se detiene su giro.

El sistema de orientación gira de manera óptima la góndola en el viento. Dicho sistema está ubicado en el bastidor de la máquina en la góndola. Esta unidad consiste en un motor eléctrico, engranaje de etapas múltiples y un piñón de accionamiento. Cuando la góndola está correctamente posicionada está bloqueado por medio de un sistema de bloqueo.

Toda la maquinaria, a excepción de los sensores de viento, está protegida por una cubierta cerrada, de fibra de vidrio, que protege los diversos componentes contra las condiciones atmosféricas ambientales, al tiempo que reduce el ruido del aerogenerador, impidiendo que se transmita a través del aire, incorporando huecos de ventilación suficientes para garantizar una refrigeración eficaz del multiplicador y del generador.

La caja multiplicadora, el generador, el convertidor y el transformador son refrigerados vía intercambio aire/agua. Una bomba impulsa la mezcla a través del intercambiador de calor. En el arranque, el aceite del engranaje

ligeramente calentado alimenta directamente a la caja multiplicadora a través de un *bypass* térmico y solo se dirige al intercambiador de calor tipo placa después de alcanzar la temperatura de funcionamiento.

La evaluación del recurso eólico existente en la ubicación del parque eólico se ha llevado a cabo a partir de los datos de la torre meteorológica 'Tórtoles de Esgueva', de 105 metros de altura, ubicada en ese mismo término municipal. Una vez procesados todos los datos y aplicados los pertinentes métodos de cálculo, se ha podido realizar una estimación de la producción energética en función de las características del parque eólico. Se han extrapolado los datos de la torre hasta la altura del buje del aerogenerador considerado.

El parque eólico está diseñado en tres fases:

- La fase Tórtoles de Esgueva cuenta con una combinación de aerogeneradores de 4,0 MW (2 aerogeneradores) y 4,1 MW (10 aerogeneradores), y para el cálculo se ha considerado el modelo de turbina Nordex149 de 125 metros de altura de buje.
- La fase Pico del Águila cuenta con una combinación de aerogeneradores de 4,0 MW (2 aerogeneradores) y 4,1 MW (10 aerogeneradores), y para el cálculo se ha considerado el modelo de turbina Nordex149 de 125 metros de altura de buje.
- La fase Los Serranos cuenta con una combinación de aerogeneradores de 4,2 MW (8 aerogeneradores) y 4,1 MW (4 aerogeneradores), y para el cálculo se ha considerado el modelo de turbina Nordex N149 de 125 metros de altura de buje.

La densidad calculada del emplazamiento es de 1.100 kg/m³.

Considerando los datos de viento para el periodo de referencia enero 2012-diciembre 2015 se ha realizado una modelización utilizando el software WASp³, y aplicando las siguientes pérdidas externas:

- Pérdidas eléctricas: 3% hasta el punto de entrega en la REE (2% en las redes de MT).
- Pérdidas de indisponibilidad: 5%.
- Otros factores (histéresis, curva de potencia, degradación de palas, ambientales, etc): 4%.

³ *Wind Atlas Analysis and Application Program*. Paquete de software estándar para la evaluación del recurso eólico, la ubicación y el cálculo del rendimiento energético para turbinas eólicas y parques eólicos.

El promotor ha estimado una producción neta anual para el PE TÓRTOLES de 465.446 MWh (3.145 horas equivalentes de funcionamiento a plena carga), lo que permitiría reducir la emisión de CO₂ procedente de combustibles fósiles en una cuantía del orden de 1.780.331 toneladas durante los 25 años de vida útil considerados para este cálculo. Por tanto, se espera dejar de emitir unas 71.213 toneladas de CO₂ por año de funcionamiento del parque⁴. El coeficiente de rendimiento esperado (PR)⁵ del PE TÓRTOLES es de un 88,5% y el factor de capacidad⁶ de un 35,9%.

4.1.2. Descripción del proyecto

Diseño general de la instalación

Como se ha expuesto anteriormente, el PE TÓRTOLES de 148 MW estará formado por tres fases, constituido por un total de ocho aerogeneradores de 4,2 MW de potencia unitaria, veinticuatro aerogeneradores de 4,1 MW y cuatro aerogeneradores de 4,0 MW. Por tanto, el parque eólico supone la implantación de un total de 36 aerogeneradores con una potencia unitaria de entre 4,0 y 4,2 MW divididos en tres fases denominadas Tórtoles de Esgueva, Pico del Águila y Los Serranos, con una potencia por fase de 49 MW, 49 MW y 50 MW respectivamente. El acceso a dicho parque eólico se realizará a través de la carretera C-619. En concreto, el parque eólico estará definido de la siguiente forma en sus tres fases:

- Fase Tórtoles de Esgueva, formada por diez unidades de 4,1 MW y dos de 4,0 MW, lo que supone un total de 49 MW.
- Fase Pico del Águila, formada por diez unidades de 4,1 MW y dos de 4,0 MW, lo que supone un total de 49 MW.
- Fase Los Serranos, formada por cuatro unidades de 4,1 MW y ocho de 4,2 MW, lo que supone un total de 50 MW.

Cada una de estas fases se desarrollarán de manera que se encuentren contiguas entre sí, ubicadas geográficamente de la manera siguiente: Fase

⁴ Se ha utilizado para el cálculo realizado en el presente informe de la CNMC un factor de emisión de 153 gCO₂eq/kWh, que se corresponde con la estimación para la generación total en España del *mix* eléctrico en 2020.

⁵ Relación entre la producción de energía real y teórica del parque, muestra la proporción de la energía realmente disponible para la exportación a la red después de deducir las pérdidas.

⁶ Cociente entre la energía real generada por la planta durante un período y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, según los valores nominales de los equipos.

Tórtoles de Esgueva ubicada en el extremo suroccidental, Fase Pico del Águila en el sector central y Fase Los Serranos ubicada en el extremo nororiental. Por esta razón existirán, además de infraestructuras privativas (tales como vías de acceso, zanjas eléctricas, cableados, etc.), una serie de infraestructuras que son comunes para dichas fases. Específicamente se destacan las rutas de acceso hacia el parque y la Subestación Elevadora donde llegarán los circuitos de los aerogeneradores para su transformación a la tensión de evacuación, definida en 132 kV. Cada uno de estos circuitos dispondrá de un transformador elevador exclusivo que se incorporará a la barra común de 132 kV y posterior línea de evacuación.

El modelo de turbina utilizada será del tipo Nordex N149, con valores máximos de 149 metros de diámetro de rotor y 125 metros de altura de buje.

La red de viales del parque proporcionará un acceso hasta cada aerogenerador, minimizando las afecciones de los terrenos por los que discurren, para lo cual se maximizará la utilización de los caminos existentes en la zona, definiendo nuevos trazados únicamente en los casos imprescindibles, de forma que se respete la rasante del terreno natural, siempre atendiendo al criterio de menor afección al medio. Las vías proyectadas tienen un ancho total de seis metros, según las especificaciones del fabricante.

Las plataformas de montaje adyacentes a los aerogeneradores serán de dimensiones aproximadas a 40x40 metros para todos los aerogeneradores, y servirán como patio de maniobra de grúas y pre-ensamblaje de piezas. Adicionalmente, se despeja un área temporal que será utilizada como acopio de las palas (área anexa a la plataforma). También se dispondrá de la explanación para la ubicación de la maquinaria utilizada en el izado de colocación de la góndola.

Para la cimentación de los aerogeneradores se ha previsto la utilización de elementos tipo zapata de hormigón armado con la geometría, dimensiones y armado según las recomendaciones del fabricante de los aerogeneradores. La cimentación tipo del aerogenerador se compone de una zapata circular de diámetro circunscrito de aproximadamente 18 metros, con la estructura de anclaje de la torre embebida en el centro, siendo todo el conjunto de hormigón armado.

Por otra parte, debido a concentraciones de lluvia, será necesario construir alcantarillas que permitan el drenaje libre del agua después de fuertes aguaceros, protegiendo así la superficie de las vías y la erosión hídrica de las zonas aledañas.

Asimismo, para evaluar correctamente el recurso eólico durante la explotación del parque, se ha considerado la instalación de una torre de medición en cada fase del mismo. Cada torre dispondrá de conexión a la fibra de comunicaciones del parque y constará de los siguientes equipos de medición: cinco anemómetros, dos veletas, un termómetro y un barómetro.

Adicionalmente, se incluirá una torre temporal de medición para asegurar la correcta calibración de la curva de potencia de los aerogeneradores. La ubicación de esta torre coincide con la posición del aerogenerador TES-04 para la fase de Tórtoles de Esgueva y la posición LSR-04 para la fase de Los Serranos, por lo que será desmontada antes de la instalación de dichas turbinas y una vez finalizadas las calibraciones con la torre de referencia.

Instalaciones eléctricas del parque eólico

Las redes de distribución han sido propuestas en forma de circuitos subterráneos mediante cables de 30 kV enterrados en zanjas, lo que supone la construcción de aproximadamente 28 kilómetros de zanja en total para la colocación de los cables (8,1 kilómetros de zanja en la Fase Tórtoles de Esgueva, 10,4 kilómetros de zanja en la Fase Pico del Águila y 9,5 kilómetros de zanja Fase Los Serranos).

Los cables se instalarán en zanjas directamente enterrados salvo en los puntos de cruces de vías donde se colocan dentro de tuberías y protegidos por una envolvente de hormigón. En general, se da preferencia a trazados paralelos a las vías internas del parque, salvo en aquellos casos en que el uso de estos trazados penalice de manera inconveniente el comportamiento de los circuitos eléctricos o que obligue a trazados innecesarios. Todos los cables serán en aluminio, UNE RHZ1 18/30 kV.

Todos los aerogeneradores contarán con un transformador elevador que elevará la tensión del generador propiamente dicho a los 30 kV elegidos para los circuitos de media tensión, que evacuarán la energía hacia la subestación elevadora. Estos transformadores serán suministrados por los fabricantes de los aerogeneradores.

La red de comunicaciones utilizará igualmente las zanjas de cables de media tensión, incorporando una fibra óptica.

Por otra parte, se distinguen tres tipos de sistemas de maniobra y protección asociados a los aerogeneradores, cada uno de ellos formado por un conjunto de celdas que tendrán diferentes configuraciones según la posición que ocupen dentro del circuito de interconexión entre los mismos.

Todas las celdas a instalar serán de corte y aislamiento en hexafluoruro de azufre, con características eléctricas 36 kV, 630 A, 25 kA. Las celdas se instalarán en la parte inferior de la torre del aerogenerador, serán parte del suministro de la turbina y tendrán las siguientes características: metálica prefabricada, modular, de aislamiento y corte en SF₆, con las funciones de protección de transformador del aerogenerador con un interruptor automático tripolar (CBP), de entradas de líneas con seccionador (SDP) y de entrada de línea directa desde el aerogenerador previo a la línea para el conexionado con cajas terminales enchufables a la red de media tensión (ICP).

Subestación elevadora

La Subestación elevadora en 30/132 kV será el elemento centralizador para la evacuación de energía de las tres fases del PE TÓRTOLES. Cada fase del parque eólico hará entrega de la energía mediante circuitos subterráneos de 30 kV para su transformación a la tensión de la línea de evacuación a 132 kV.

La Subestación se diseñará con espacio suficiente para ser ampliada para que en un futuro pueda recibir la potencia de tres parques eólicos adicionales y capacidad similar de 150 MW en total.

La Subestación elevadora poseerá elementos individuales para el manejo de energía en 30 kV (transformadores elevadores, celdas de protección en 30 kV, equipos de medición de energía, equipos de maniobra y operación en 132 kV) hasta un embarrado principal de 132 kV desde donde se origina la línea de evacuación de potencia.

Los circuitos acceden a la subestación por el sur, donde se encontrará la sala de mando y control. La salida de la línea de evacuación será por el extremo noroeste de la subestación.

Desde las celdas ubicadas dentro de la sala de mando y control, saldrá el alimentador principal de cada fase del parque en 30 kV hacia el transformador elevador 30/132 kV asignado y luego los equipos de campo de 132 kV hasta su conexión en la barra común de 132 kV.

Para el control y protección de la subestación se dispondrá de un centro de control en un edificio de hormigón que alojará los equipos de cada una de las tres fases del parque eólico: celdas de manejo de alimentadores 30 kV, gabinetes de protección de aparataje de campo en 30 y 132 kV, equipo rectificador-cargador de baterías y salidas para dos transformadores de

servicios auxiliares para el conjunto de las tres fases del parque eólico, equipo de comunicación por fibra óptica y un armario homologado para la medida fiscal. Estos equipos se comunicarán con el sistema de control y protección de cada fase del parque para las funciones que se requieran.

Las alimentaciones auxiliares de corriente alterna (AC) y corriente continua (DC) se generarán en el propio edificio prefabricado mediante un sistema de cabinas de media tensión con protección por fusibles, dos transformadores de servicios auxiliares de 300 kVA, un equipo rectificador–cargador de baterías y paneles de distribución AC y DC con su aparatada de protección asociada.

La aparatada a ser instalada cumple con los siguientes valores mínimos:

Propiedad Técnica	132 kV	30 kV
Tensión nominal de la red (kV)	132	30
Tensión más elevada de la red (kV)	145	36
Frecuencia nominal (Hz)	50	50
Tensión más elevada del material (kV)	145	36
Tensión soportada nominal a frecuencia industrial (kV)	275	70
Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo	650	170
Corriente máxima (A)	1.200	1.200
Intensidad de cortocircuito (kA)	40	25

El sistema de 132 kV es del tipo exterior aislada en aire, con la siguiente aparatada:

- Tres seccionadores tripolares de tres columnas, de apertura lateral, en disposición horizontal, de operación motorizada (uno por cada bahía perteneciente a cada fase del parque eólico).
- Nueve transformadores de corriente, con tres secundarios para medida y para protección (tres en cada bahía de cada una de las tres fases del parque eólico).
- Tres interruptores tripolares automáticos en SF₆ (uno en cada bahía de cada una de las fases del parque eólico).
- Tres pararrayos de óxido metálico con contador de descargas para la salida de línea en 132 kV).
- Tres transformadores elevadores 30/132 kV (una para cada fase del parque).
- Nueve transformadores de tensión para disponer de las referencias de tensión en 132 kV (tres en la bahía de cada fase del parque eólico).

Los equipos anteriores están asociados a cada bahía individual de cada una de las tres fases del parque eólico. Además existirá un tramo común que agrupa la energía de las tres fases del parque y los canaliza en una barra de 132 kV y una línea de evacuación en 132 kV:

- Dos seccionadores tripolares, cada uno de tres columnas, de apertura lateral, en disposición horizontal, de operación motorizada, uno para la barra y uno para la salida de línea.
- Tres transformadores de corriente, con tres secundarios para medida y para protección.
- Un interruptor tripolar automático en SF₆ con mando motorizado.
- Tres pararrayos de óxido metálico con contador de descargas.
- Seis transformadores de tensión para disponer de las referencias de tensión de 132 kV (tres en la salida de línea y tres en la barra).

El sistema de 30 kV es del tipo interior en celdas en SF₆ que integran todos los equipos de potencia necesarios para recibir los circuitos de media tensión desde el parque eólico y los requeridos para alimentar los transformadores elevadores 30/132 kV. Los valores nominales de estos grupos de celdas en media tensión serán:

Característica Técnica	Valor Requerido
Tensión nominal (kV)	36
Corriente nominal (A)	1.200
Intensidad de cortocircuito (kA)	25
Accionamiento	Mando manual local y remoto

Para proteger el tramo de cable en su cambio de impedancia y el transformador elevador, se colocará un pararrayos en la salida del cable de 30 kV y llegada al transformador.

Los servicios auxiliares se generan a partir de dos transformadores de servicios auxiliares tipo seco con relación 30/0.220 kV, 300 kVA cada uno. Su alimentación provendrá de las celdas de MT mediante ruptofusible. Cada transformador tiene capacidad suficiente para asumir la carga completa de los servicios en caso de salida del otro transformador alterno, bien sea por falla o por razones de mantenimiento.

Cada transformador alimentará un tablero de corriente alterna donde se incorporarán los elementos de protección necesarios (interruptores automáticos y diferenciales) en los armarios de baja tensión existentes, utilizando los espacios de reserva correspondientes. Se dispondrá de un enlace de barras con transferencia automática en caso de falla de alguno de

los dos alimentadores. Igualmente, se dispondrá de un grupo electrógeno que servirá de respaldo ante ausencia de alimentación proveniente de las tres fases del parque eólico. A partir de los tableros de corriente alterna se alimentarán equipos rectificador-cargador de baterías asociados. La distribución en DC se realizará desde su propio cuadro de distribución. Desde esos sistemas auxiliares se alimentarán tanto los equipos del patio de exterior (mandos de la apartamenta, calefacción y alumbrado) como los paneles de protección y control, así como los propios equipos del centro de control (fuerza, alumbrado, aire acondicionado, etc).

Para el control y protección de las bahías se dispondrá de gabinetes metálicos que alojarán los aparatos necesarios que se instalarán en el interior de la edificación de servicios que forma parte del proyecto.

Los relés de protección, tanto para el lado de 132 kV como para el lado de 30 kV, serán de tipo numérico y permitirán el registro de fallas, osciloperturbografías, registro de eventos y alarmas de operación. La información necesaria se integrará a los sistemas de control y comunicaciones existentes de la subestación, permitiendo el funcionamiento coordinado de las instalaciones y del sistema en general.

La transmisión de datos entre equipos se realizará preferiblemente por fibra óptica o por cable Ethernet categoría 5. El protocolo de comunicación entre los relés y sistemas de control seguirá el estándar IEC 61850⁷ o las características que proponga el suministrador de turbinas de viento, bajo cuya responsabilidad se encuentra la definición del sistema SCADA⁸ del parque eólico. El sistema dispondrá de pantalla en su frontal para la supervisión de la bahía (posición de la apartamenta, medidas y alarmas). Se dispondrá de entradas y salidas digitales para la gestión de las alarmas y disparos del transformador de potencia.

Para la medida de energía para la facturación se dispondrá de armarios homologados con los contadores y registradores correspondientes. Cada parque contará con sistemas totalmente independientes para la medición y facturación de la energía. Los armarios se instalarán en el interior del edificio de control y tomarán las medidas de tensión del secundario correspondiente de los transformadores de tensión de cada salida y las de intensidad de los transformadores de intensidad a instalar en el lado de 132 kV, según

⁷ Estándar para la automatización de subestaciones del Comité Técnico de la *International Electrotechnical Commission* (IEC) o Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

⁸ *Supervisory Control And Data Acquisition* (Control Supervisor y Adquisición de Datos): Software que permite controlar y supervisar procesos industriales a distancia.

corresponde. Estos transformadores de intensidad serán de uso exclusivo para la medición fiscal, y no serán utilizados para las funciones de protección y medición de la subestación. Adicional a la medición fiscal, cada parque dispondrá de una medición no oficial e independiente y de referencia correspondiente a su bahía.

Línea de evacuación

La línea de evacuación a 132 kV transportará la energía generada por las tres fases del parque, pasando por varios puntos de conexión y subestaciones eléctricas, hasta evacuar en la Subestación Buniel 400 kV donde, a través de la transformación 132/400 kV, se incorporará a la Red Nacional.

El proyecto inicial —fechado en noviembre de 2019— se refiere al tramo desde la Subestación Tórtolos de Esgueva hasta el apoyo entronque con el circuito de La Muela. La línea eléctrica en proyecto será de 132 kV en doble circuito, de aproximadamente 50,85 kilómetros y contará un total de 141 apoyos (135 apoyos de doble circuito y 6 apoyos con un solo nivel para cruce especial con línea de 400 kV), cruzando en su trazado un total de doce términos municipales en la provincia de Burgos.

Los apoyos a utilizar en la construcción de la línea aérea serán del tipo metálicos de celosía, de la serie CONDOR (IMEDEXSA). Además, con el fin de realizar las conexiones especiales, como son las elevadas cargas producidas por el arreglo en dúplex, se utilizarán estructuras de alta capacidad mecánica, GRAN CONDOR.

Estos apoyos serán de perfiles angulares atornillados, de cuerpo formado por tramos troncopiramidales cuadrados, con celosía doble alternada en los montantes. Las cabezas prismáticas también serán de celosía, pero con las cuatro caras iguales. Dispondrán de una cúpula para instalar el cable de guarda con fibra óptica por encima de los circuitos de energía, con la doble misión de protección contra la acción del rayo y comunicación.

Las cimentaciones de los apoyos serán de hormigón en masa calidad HM-20 (una resistencia mecánica de 20 N/mm²) y deberán cumplir lo especificado en la instrucción de Hormigón Estructural EHE 08.

La cimentación de los apoyos tipo Cóndor y Cóndor Real serán de fundaciones de hormigón por pata, macizos independientes con el montante de la estructura embebida en el cimiento. Los cimientos han sido

determinados utilizando la fórmula de Sulzberger⁹ según las cargas aplicadas. Cada bloque de cimentación sobresaldrá del terreno, como mínimo 20 cm, formando zócalos, con objeto de proteger los extremos inferiores de los montantes y sus uniones; dichos zócalos terminarán en punta de diamante para facilitar así mismo la evacuación del agua de lluvia. Sus dimensiones serán las facilitadas por el fabricante según el tipo de terreno (normal), definido por la resistencia característica a compresión ($\sigma = 2,5 \text{ kg/cm}^2$).

Todos los apoyos irán provistos de una placa de señalización en la que se indicará: el número del apoyo (correlativos), orden de fases, tensión de la línea (132 kV), símbolo de peligro eléctrico GT-21 y logotipo de la empresa, este último a nivel opcional.

Según se indica en la Adenda que modifica el proyecto original del PE Tórtoles, fechada en noviembre de 2020, debido al requerimiento del Servicio Territorial de Medioambiente de Burgos «*El proyecto eólico de Tórtoles no ha sido sometido a informe de este Servicio Territorial en fase de Consultas Previas. El alcance de la evaluación ambiental hubiera indicado que el enclave elegido es uno de los escasos territorios de la provincia de Burgos con presencia constatada de reproducción e invernada de avutarda, especie catalogada como Vulnerable por la UICN¹⁰, incluida en el LESPE¹¹ y de singular relevancia en Castilla y León por su aportación a nivel nacional y mundial. El enclave del proyecto coincide exactamente con el polígono K-11 del censo de esta especie, de la que se tiene constancia de fidelidad al mismo desde, al menos el año 1998*». Por ello, se ha considerado oportuno modificar el diseño del proyecto adaptándolo en base a toda la información disponible, de modo que la línea eléctrica de evacuación a implementar constará de un primer tramo subterráneo de 12,78 kilómetros destinado a respetar la zona de presencia constatada de reproducción e invernada de avutarda común. Para ello, estos primeros 12,78 kilómetros de la instalación (es decir, desde la subestación elevadora del parque eólico hasta el considerado originalmente apoyo 32 de la línea eléctrica proyectada) pasa a ser soterrada, respetándose la traza original proyectada. Por tanto, a la

⁹ Método que acepta que la profundidad de entrada del bloque dentro del terreno depende de la resistencia específica del terreno contra la presión externa en el lugar considerado, es decir, que el terreno se comporta de manera elástica por lo que se obtiene reacción de las paredes verticales de la excavación y se produce una fuerza actuante sobre el poste, no solamente por la fricción que aparecería durante un saqueo vertical del bloque de la fundación.

¹⁰ Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza.

¹¹ Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial.

salida del pórtico de la subestación eléctrica la línea saldrá en disposición subterránea y discurrida de dicha manera hasta el apoyo 32, donde se realizará una conversión subterráneo-aéreo. La disposición será de zanja de un metro de ancho y un metro de profundo donde se dispondrán dos ternas de cable XLPE 72/132KV (una terna por circuito) así como el correspondiente cable de fibra óptica, siendo cada cable dispuesto en tubo corrugado y respetando las distancias reglamentarias entre cables.

Por tanto, según se ha considerado en el EsIA presentado por el promotor —fechado en noviembre de 2020—, 12,78 kilómetros de la línea eléctrica de evacuación serán de naturaleza soterrada. El tramo aéreo se sustentará con un total de 109 apoyos y ambos tramos recorrerán doce términos municipales, según el detalle siguiente:

Término municipal	Comarca	Longitud (m)	Nº de apoyos
Avellanosa de Muñó	Arlanza	7.224,2922	18
Estépar	Alfoz de Burgos	2.488,0859	9
Mahamud	Arlanza	4.268,6805	11
Mazuela	Arlanza	1.745,5322	4
Presencio	Arlanza	4.461,8347	18
Royuela de Río Franco	Arlanza	1.134,7166	3
Tordómar	Arlanza	4.903,3363	13
Torresandino	Ribera de Duero	6.575,2560	0 (Tramo Soterrado)
Tórtoles de Esgueva	Ribera de Duero	2.601,5650	0 (Tramo Soterrado)
Villafruela	Arlanza	8.826,2289	16
Villahoz	Arlanza	4.599,1171	12
Villaverde del Monte	Arlanza	1.887,3069	5

Asimismo, se ha decidido proceder a la instalación de salvapájaros en la totalidad del tramo aéreo de la línea eléctrica de evacuación, cada 10 metros se instalarán salvapájaros de tipo banner flappers, con un total de 3.793 unidades.

Por otra parte, debido al requerimiento de la Dirección General de Patrimonio Natural y Política Forestal «*importancia de incluir medidas para la protección del ZEC "Riberas del Arlanza y afluentes" que es cruzado por la línea eléctrica*», se ha decidido sobreelevar los apoyos 73 y 74 lo que sea preciso para evitar tala o poda de la vegetación en el margen izquierdo del río Arlanza.

4.1.3. Incidencia en la operación del sistema

Con fecha 29 de noviembre de 2019 REE, en su calidad de Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, emitió escrito de actualización de la contestación de acceso coordinado a la Red de Transporte en la subestación Buniel 400 kV, motivada por agrupación de los parques eólicos Pico del Águila, Los Serranos y Tórtolos de Esgueva en un único parque eólico denominado PE TÓRTOLES y la modificación del promotor titular del mismo, así como por la inclusión de un nuevo municipio en otro parque eólico. La solicitud de permiso de acceso se ha realizado por IBERDROLA RENOVABLES CASTILLA Y LEÓN, S.A.U. en su calidad de Interlocutor Único (IUN¹²) para la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión, según comunicación recibida de la Junta de Castilla y León. REE emite este Informe de Viabilidad de Acceso (IVA) bajo el contexto normativo vigente¹³ respecto a la viabilidad de las instalaciones solicitadas desde la perspectiva de la red de transporte y el funcionamiento del sistema, exponiendo las limitaciones y condicionantes para la aceptabilidad técnica de la solicitud.

La conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en la futura subestación Buniel 400 kV a través de una nueva posición de la red de transporte planificada en dicha subestación (posición de transformador 400/132 kV de 500 MVA para evacuación conjunta de la generación, transformador de evacuación que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte).

REE ha realizado los estudios de capacidad de la red de ámbito zonal y nodal según los escenarios de demanda y generación establecidos en el

¹² El IUN tiene el cometido de facilitar la interlocución con REE y la tramitación de los procedimientos de acceso y conexión, de manera conjunta y coordinada, para todas las instalaciones de generación que vayan a conectarse a un determinado nudo, actuando en representación de sus promotores.

¹³ Marco establecido por la Ley 24/2013, el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, el RD 1955/2000, 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 RD 413/2014, y su normativa de desarrollo (en particular, los Procedimientos de Operación).

P.O.12.1¹⁴, que permiten valorar las capacidades de producción y conexión¹⁵ cumpliendo los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema incluidos en dicho Procedimiento de Operación.

REE ha llevado a cabo dichos estudios sobre el escenario energético y de desarrollo de red de medio plazo establecido en la planificación vigente en la fecha de emisión del escrito, denominado horizonte 2020 (H2020)¹⁶. Con estas consideraciones, y teniendo en cuenta la generación no gestionable que ya cuenta con permiso de acceso otorgado a la red de transporte en esta posición (428,5 MW instalados/412,86 MW nominales), los estudios técnicos concluyeron que, en el ámbito nodal, la conexión del contingente de generación que ha motivado esta actualización (197,5 MW) resultaría técnicamente viable en Buniel 400 kV, considerando el límite normativo asociado a la potencia de cortocircuito (421 MW_{prod}), aplicable en el procedimiento de acceso a la generación no gestionable (según establece el RD 413/2014). Por tanto, se alcanzaría la capacidad máxima admisible en la SE Buniel 400 kV, de forma que no existe margen disponible para la conexión de nuevas instalaciones de generación no gestionables adicionales a las incluidas en la solicitud.

Además, REE recuerda que, aunque otras condiciones de funcionamiento del sistema (capacidad por flujo de cargas o por condicionantes de estabilidad transitoria) no resultan de aplicación a efectos de denegación en el procedimiento de acceso (no limitante desde el punto de vista reglamentario), resultan decisivas, ya que constituyen una limitación técnica fundamental de aplicación a todas las instalaciones de generación en la operación en tiempo real.

Asimismo, REE informa que, considerando el elevado contingente de generación con expectativas de acceso y conexión en los nudos de la red de

¹⁴ 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).

¹⁵ Capacidad de conexión (MW_{ins}) en función de la producción simultánea máxima (MW_{prod}) compatible con la seguridad del sistema y resultante de los distintos estudios de REE (flujo de cargas, cortocircuito, estabilidad): $MW_{insEÓLICA} \leq 1,25 * MW_{prod}$
 $MW_{insNO EÓLICA} + (0,8/1,25) * MW_{insEÓLICA} \leq MW_{prod}$

¹⁶ El horizonte 2020 es el reflejado en la "Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de transporte de energía Eléctrica 2015-2020", elaborado por el MINETUR, aprobado en Acuerdo del Consejo de Ministros publicado en Orden IET/2209/2015 (BOE 23/10/2015), y en la "Modificación de Aspectos Puntuales de la Planificación Energética" elaborada por el MITECO, aprobada en Acuerdo de Consejo de Ministros publicado en Resolución de la Secretaria de Estado (BOE 03/08/2018).

transporte ubicados en la Comunidad de Castilla y León y en las Comunidades adyacentes, se configuran escenarios futuros con muy elevada incertidumbre que podrían suponer restricciones de producción que podrán ser relevantes en función de las condiciones de operación. En todo caso, se ha de contemplar el cumplimiento por parte de las plantas que solicitan el acceso del Reglamento (UE) 2016/631 en materia de requisitos de conexión de generadores a la red y la normativa nacional que lo desarrolle, en particular, al ser las instalaciones de generación instalaciones conectadas a la red de 400 kV, deberán cumplir con las capacidades técnicas de conexión requeridas para los módulos de parque eléctrico tipo D.

En relación con el sistema de protección asociado a cada uno de los 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), función del tiempo crítico de cada planta, que es muy dependiente del desarrollo de la red y de la generación, tanto en el nudo en concreto como en la zona de influencia. Vistos los ambiciosos planes de instalación de generación renovable en la zona, REE considera recomendable equipar las instalaciones con el máximo nivel de equipamiento definido en los CGPs para minimizar futuros cambios en dicho equipamiento por el aumento del grado de criticidad.

Por otra parte, REE indica que deberán tenerse en cuenta los condicionantes que se indican a continuación para el potencial uso compartido por los productores que utilicen el actual nudo de Buniel 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, que podrían ser severas en escenarios de alta producción 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 del 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.

REE recuerda que estas actuaciones sólo se consolidan tras la obtención de los permisos de acceso y conexión y la formalización del Contrato Técnico de Acceso (CTA) a celebrar entre los productores, el IUN y el titular del punto de conexión a la red de transporte, que habrá de reflejar los requerimientos y condicionantes técnicos establecidos en la reglamentación vigente.

Por otra parte, REE indica que este Informe de Viabilidad de Acceso (IVA) no constituye la cumplimentación de los requisitos establecidos para el otorgamiento de la autorización administrativa para las instalaciones consideradas en la solicitud (según lo establecido en el artículo 53 de la Ley 24/2013), ya que solo dispondrían de permiso de acceso, por lo que aun estarían supeditadas a la obtención del permiso de conexión a la red de transporte.

Asimismo, REE informa que, para la puesta en servicio de las instalaciones de producción y de conexión a la red de transporte, se deberán observar los requerimientos normativos vigentes y, en particular, lo establecido en el P.O.12.2¹⁷, por lo que se requiere la coordinación entre REE y el IUN en el nudo de Buniel 400 kV, que actuará como “representante” para el conjunto de instalaciones de producción asociadas a dicho nudo.

Con fecha 24 de septiembre de 2020, REE emitió escrito de contestación a la solicitud de conexión a la Red de Transporte en la subestación Buniel 400 kV para un contingente de 626 MW instalados / 610,36 MW nominales con permiso de acceso previo y remitió el ICCTC y el IVCTC. Esta comunicación supone la cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión, y constituye el permiso de conexión a la red de transporte necesario para el otorgamiento de la autorización administrativa para el PE TÓRTOLES.

Según informa REE en el ICCTC, como propietaria de la instalación de transporte a la que se solicita conexión, procede otorgar permiso de conexión a las instalaciones incluidas en la solicitud en una posición nueva planificada para evacuación de generación en la SE Buniel 400 kV, siempre que se ajusten a los requisitos que afirman cumplir y con las consideraciones indicadas en el mismo, entre las que destacan:

¹⁷ En particular, en su apartado 7 se hace referencia a la ‘Puesta en servicio de nuevas instalaciones conectadas a la red de transporte’.

- Que se trata de una solicitud de conexión motivada por la incorporación de las instalaciones **[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]** en una nueva posición planificada en la SE Buniel 400 kV.
- Que las instalaciones previstas de generación y evacuación deberán cumplir las distancias mínimas reglamentarias con la red de transporte, lo que deberá comprobarse en detalle durante la tramitación y ejecución de los proyectos correspondientes.
- Que la llegada de la línea de evacuación al parque de transporte y la ubicación física del sistema de medida principal correspondiente al punto frontera deberá concretarse en coordinación con el proyecto de ampliación de la subestación de transporte, manteniendo la máxima independencia posible entre los equipos de medida y la red de transporte.

En el IVCTC se ponen de manifiesto los condicionantes existentes, los aspectos pendientes de cumplimentación y la información requerida. Además se indica que la aceptabilidad técnica se encuentra sometida a las limitaciones y condicionantes de carácter nodal y zonal establecidos en la contestación que otorgaba el permiso de acceso. Entre las condiciones a cumplimentar previamente a la puesta en tensión y en servicio para las nuevas instalaciones de generación a las que se otorga permiso de conexión, REE recuerda las más significativas:

- Firma del CTA según lo establecido en el RD 1955/2000, lo cual requerirá la acreditación de las autorizaciones administrativas de las instalaciones de generación, así como de las correspondientes instalaciones de conexión desde las mismas hasta el punto de conexión en la red de transporte, según lo establecido en el RD 413/2014.
- Cumplimiento de los requisitos del reglamento de puntos de medida en cuanto a las características de la instalación de medida, verificaciones de los equipos de medida, alta en el concentrador principal y recepción de medidas de su frontera en el sistema de medidas, según los procedimientos establecidos.
- Dar de alta las telemedidas en el sistema de tiempo real a través de un Centro de Control habilitado y que cumpla con las especificaciones establecidas en el P.O. 8.2¹⁸.

¹⁸ Procedimiento de Operación 8.2. 'Operación del sistema de producción y transporte', aprobado mediante Resolución del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de fecha 7 de abril de 2006 (publicado en el BOE de 21 de abril de 2006).

- En relación con la información requerida a las instalaciones conectadas a la red de transporte, se requiere cumplimentación según la información de que disponen, conforme establece el P.O. 9¹⁹.

Una vez cumplimentados los requisitos precedentes, REE recuerda la necesidad de solicitar el Informe del Operador del Sistema requerido en el artículo 39 del RD 413/2014, que permitirá la autorización de puesta en servicio y en tensión para pruebas y la verificación de la capacidad de control desde el CECOEL.

Además, REE informa que, para la puesta en servicio de las instalaciones de producción y de conexión a la red de transporte, se deberán observar los requerimientos normativos vigentes y, en particular, lo establecido en el apartado 7 de P.O.12.2, lo cual requiere la coordinación del IUN con REE, que ruega que inicien dicho proceso con la antelación suficiente y, en todo caso, considerando el plazo normativo de dos meses previo al primer acoplamiento.

4.2. Condiciones de protección del medioambiente y minimización de los impactos ambientales

El Proyecto de la instalación a la que se refiere el presente informe se encuentra comprendido en el apartado i) del grupo 3 del Anexo I de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación de impacto ambiental²⁰, por lo que procede formular su declaración de impacto ambiental ordinaria según el artículo 41 de dicha Ley, una vez se ha sometido a evaluación de impacto ambiental ordinaria, previa a su autorización administrativa, y según lo establecido en su artículo 7.1.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 7.1.c) del Real Decreto 500/2020, de 28 de abril, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del MITERD y se modifica el Real Decreto 139/2020, de 28 de enero, por el que se establece la estructura orgánica básica de los departamentos ministeriales, corresponde a la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental la resolución de los procedimientos de evaluación de impacto ambiental de proyectos de competencia estatal, una vez analizados el

¹⁹ Procedimiento de Operación 9 'Información intercambiada por el operador del sistema', aprobado mediante Resolución del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de fecha 11 de diciembre de 2019 (publicado en el BOE de 20 de diciembre de 2019).

²⁰ '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'.

documento técnico del proyecto, el EsIA, el resultado de la información pública y de las consultas efectuadas, así como la documentación complementaria aportada por el promotor y las consultas adicionales realizadas.

A la fecha de la redacción del presente informe no se ha recibido la Resolución de DIA de la mencionada Dirección General, por lo que no es posible analizar los posibles condicionantes medioambientales del proyecto de la PE TÓRTOLES que se establecerán en la misma.

El EsIA presentado por el promotor, fechado en noviembre de 2020 —que incluye modificaciones respecto al elaborado en julio de 2019—, evalúa los efectos potenciales en el medio ambiente que se derivarían de la construcción, explotación y desmantelamiento del PE TÓRTOLES, además de recoger una serie de medidas preventivas y correctoras destinadas a evitar o minimizar los impactos ambientales, así como establece un Programa de Vigilancia y Seguimiento Ambiental.

El EsIA ha analizado cuatro alternativas posibles para la ubicación del parque eólico, además de la denominada ‘Alternativa 0’ que supone la no realización del mismo y que descarta a priori. Una vez realizada la descripción general de las alternativas y la comparación en base a los distintos parámetros estudiados, se ha elegido la denominada como ‘Alternativa 4’²¹ que ubica todos los aerogeneradores sobre terreno de cultivo, minimizando así la afección a la cubierta vegetal, y presenta un uso sinérgico positivo de los caminos rurales existentes para plantear los viales internos del parque eólico y de las zanjas de interconexión.

Con respecto a la avifauna, se considera también que es la que representa un riesgo de menor consideración por su relación de distancias entre aerogeneradores, por la altura de las torres consideradas y especialmente por disponer de un tramo soterrado destinado a respetar totalmente el área cuya presencia de avutarda está ampliamente contrastada.

²¹ Resultado de aplicar ciertas modificaciones a la ‘Alternativa 3’ como resultado del trámite de información pública y consultas a las Administraciones Públicas afectadas y a las partes interesadas, lo que conlleva una optimización de las posiciones con el fin de reducir algunas afecciones ambientales particulares, y de ajustarse al planeamiento urbanístico vigente. En esta disposición 11 aerogeneradores han sufrido ligeros cambios en sus ubicaciones, de manera que siguen incurriendo sobre terrenos de cultivo y sus distancias medias y mínimas entre máquinas se reducen. Los 36 aerogeneradores proyectados serán del modelo NORDEX N149, de 125 metros de altura de buje y tres potencias diferentes seleccionadas: 8 aerogeneradores de 4,2 MW, 24 aerogeneradores de 4,1 MW y 4 aerogeneradores de 4 MW.

Con respecto a la intrusión paisajística, es también la que se considera que conllevaría una intrusión y una pérdida de calidad de menor magnitud, en gran parte debido a su menor número de aerogeneradores y a su tramo soterrado que evita la presencia de apoyos y otros elementos ajenos al medio.

En el mismo sentido, para elegir el trazado de la línea eléctrica se establecieron una serie de criterios, tanto técnicos como medioambientales, para la ponderación y selección de la alternativa final, que han sido los siguientes:

- Menor afección a la cubierta vegetal natural.
- Utilización máxima de la red de caminos existentes y selección de las zonas agrícolas (desprovistas de vegetación natural).
- Menor impacto paisajístico.
- Minimización de desmontes y movimientos de tierras.
- Aprovechamiento de sinergias con otras infraestructuras presentes en la zona.
- Propiedad de las parcelas.
- Minimización del riesgo de colisión y electrocución sobre la avifauna y quirópteros presentes en el entorno.
- Respeto a las zonas de vegetación singular y a aquellas con alguna categoría de protección ambiental.

Finalmente, se ha seleccionado la también denominada 'Alternativa 4' para el trazado de la línea eléctrica, por ser la que reúne las condiciones más favorables desde el punto de vista de su impacto ambiental. Tendrá una longitud total de 50,71 kilómetros de longitud dividida en dos tramos: uno soterrado de 12,78 kilómetros y otro aéreo de 37,93 kilómetros, sustentado por un total de 109 apoyos, discurriendo por un total de doce términos municipales. Esta alternativa sobrevuela 87,7 metros de Zonas Especiales de Conservación (ZEC) y 2,953 kilómetros de Hábitats de Interés Comunitario (HIC) no prioritarios.

Los espacios naturales protegidos más cercanos al parque eólico proyectado son los siguientes:

- ZEC "Montes de Cerrato": Este lugar se extiende por unas 12.235 hectáreas de las provincias de Palencia (86%), Valladolid (12%) y Burgos (2%). Están citadas hasta 22 especies de aves incluidas en el Anexo I de la Directiva Aves (Dir. 79/409/CEE), entre las que destacan las poblaciones de aves esteparias de aguilucho cenizo y sisón. Este espacio

se sitúa a dos kilómetros al norte del aerogenerador más cercano (TES-03).

- ZEC “Riberas del Ríos Arlanza y sus Afluentes”: Este espacio recorre una superficie de aproximadamente 1.215 hectáreas a lo largo de 32 municipios de las provincias de Burgos (81,80%) y Palencia (18,20%). Están citadas hasta 14 especies incluidas en el Anexo II de la Directiva de Hábitats (Dir. 92/43/CEE), entre las que destacan el caballito del diablo, la almizclera, la nutria europea y el escarabajo longicornio o rosalia alpina, entre otros. Este ZEC es atravesado por la línea aérea de alta tensión del parque eólico entre sus apoyos nº 74 y 43, y se encuentra a una distancia de 22 kilómetros del aerogenerador más cercano (LSR-01).
- IBA²² “Páramos del Cerrato”: Este lugar se extiende por unas 95.074 hectáreas de las provincias de Palencia y Burgos. Importante zona de protección para aves esteparias, destacando las poblaciones de sisón, avutarda, alcaraván común y águila calzada. Este espacio coincide con parte de las infraestructuras proyectadas en el parque eólico y la línea de evacuación diseñada, quedando incluidos en la superficie de la IBA todos los aerogeneradores diseñados, a excepción de LSR-06, LSR-07, LSR-08, LSR-09 y LSR-10. La línea eléctrica atraviesa la IBA desde su inicio hasta escasos metros más al norte del apoyo nº16.

No existen ámbitos de aplicación de planes de acción de especies de fauna amenazada ni áreas críticas en el ámbito de estudio, todas ellas se encuentran a más de 30 kilómetros de la poligonal diseñada para el parque eólico. Sin embargo, se han identificado puntos de agua importantes tanto para avifauna como quirópteros y hábitats importantes para quirópteros en la zona de influencia del proyecto.

Respecto a la vegetación del ámbito de estudio correspondiente a la zona de implantación de la instalación, tras la búsqueda de taxones amenazados no se han localizado ninguna especie protegida ni especies de flora amenazadas para el ámbito de estudio. La unidad de vegetación que mayor porcentaje de terreno ocupa dentro de la zona de estudio (más del 80% del total) se corresponde con terrenos de cultivo (cultivos herbáceos y tierras de labor, así como zonas de viñedo y pequeñas huertas).

El PE TÓRTOLES se asienta en la comarca burgalesa denominada como Ribera del Duero. Se trata de una zona con orografía llana favorecida por la cuenca del río Duero. Destaca la discreta red fluvial del entorno, que genera

²² Áreas Importantes para la Conservación de las Aves y la Biodiversidad en España.

pequeños valles con fuertes taludes y fondos llanos por los que discurre la red de ríos, siendo, en el caso del PE TÓRTOLES, el río Esgueva.

En el caso de la línea eléctrica de evacuación, esta se asienta principalmente en la comarca denominada como Arlanza, ubicándose también en las comarcas de Ribera de Duero y Alfoz de Burgos. Se trata de una zona con una orografía muy llana, con una oscilación de entre los 745 y los 1.050 metros sobre el nivel del mar. La zona cuenta con amplias extensiones de terreno muy llano donde se ubican los cultivos cerealistas de la comarca de Arlanza y de vid en la comarca de Ribera de Duero.

La orografía queda también comprometida por los arroyos y ríos presentes en la zona, destacando el río Arlanza como más cercano al proyecto, y el Arlanzón como el más importante en la zona. Sendas cuencas generan una depresión en su curso, generando extensiones llanas a su paso y a un nivel por debajo del resto del terreno.

La zona queda definida principalmente por la presencia de las amplias extensiones de terreno de cultivo, destinados principalmente al cultivo de cerealista de secano, si bien también existen cultivos de regadío. También abundan los cultivos de vid y remolacha. Cabe destacar la presencia de zonas de vegetación natural, asociadas principalmente a cursos de arroyos y ríos, entre los que destacan el Río Arlanza, en el tramo medio de la línea eléctrica, y el Arlanzón al Oeste del trazado de la línea eléctrica. En términos generales, la vegetación actual está constituida por cultivos y matorral, donde destaca la variación entre unas zonas y otras, localizándose los terrenos de cultivo en las zonas llanas y fondos de barrancos y la vegetación natural localizada en las zonas elevadas de los cerros existentes en la zona.

El EsIA concluye que el ámbito de estudio en el que se implementará el PE TÓRTOLES no afecta a ningún espacio de la Red de Espacios Naturales de Castilla y León, siendo la figura regional más cercana al ámbito de estudio un árbol singular, que se sitúa a 5,6 kilómetros del parque eólico. Sin embargo, el proyecto afecta directamente a una Zona de Importancia para las Aves (IBA) denominada “Páramos del Cerrato” y la línea eléctrica afecta al ZEC “Riberas del Río Arlanza y sus afluentes” y el ZEC “Montes del Cerrato” se sitúa a 1,4 kilómetros al norte del parque eólico. Del mismo modo, dentro del ámbito de estudio se encuentran cuatro tipos de Hábitats de Interés Comunitario, si bien ninguno está catalogado como prioritario.

Asimismo, parque eólico afectará a la vía pecuaria denominada ‘Cañada Real Merinera’, a su paso por el término municipal de Tórtoles de Esgueva, que será afectada por la construcción de los viales del parque eólico y por el

uso de un camino existente como camino auxiliar del parque, sobre el cual no se efectuará ninguna acción de adecuación, pero que se utilizará para tránsito de vehículos y personas. En cuanto a la línea eléctrica de evacuación, tiene un total de 14 cruzamientos con vías pecuarias pertenecientes a los diversos términos municipales por los cuales pasa el trazado de la línea.

4.3. Circunstancias del emplazamiento de la instalación

El PE TÓRTOLES se ubicará en el término municipal de Tórtoles de Esgueva, en la provincia de Burgos, en la Comunidad Autónoma de Castilla y León. El municipio más cercano a la ubicación del proyecto es el propio municipio de Tórtoles de Esgueva, ubicado a aproximadamente 1,5 kilómetros al sureste del aerogenerador más cercano. El parque se encuentra aproximadamente a un kilómetro al este del límite con la Provincia de Palencia.

La ubicación y disposición de las instalaciones se ha elegido en función de los siguientes criterios:

- **Recurso eólico:** en función de la dirección predominante del viento, del efecto de sombra generado entre las turbinas, así como del recurso eólico disponible en la zona.
- **Distancias:** en función de las distancias mínimas establecidas en la reglamentación a otros elementos como carreteras, caminos existentes y edificaciones, además de la propia distancia entre las turbinas.
- **Servicios existentes:** con objeto de evitar cruzamientos y acercamientos indebidos con instalaciones existentes de alta tensión y la facilidad de orientación de las líneas eléctricas de evacuación hacia las instalaciones de la red principal de transmisión (REE). Además, en función de la disponibilidad de áreas adecuadas para la implantación de las instalaciones colectoras y elevadoras de los circuitos propias del parque, evitando cruzamientos y acercamientos indebidos con las instalaciones de los parques eólicos vecinos.
- **Geográfico:** en función de la disponibilidad del terreno y de la orografía de la zona, considerando también la facilidad para llevar a cabo las obras necesarias, incluyendo accesos y logística.
- **Cultural:** dependiendo de la existencia de patrimonio histórico en las inmediaciones del terreno afectado.
- **Ambiental:** Respetando en la medida de lo posible toda aquella zona de arbolado denso o con presencia de vegetación natural, adecuando la

ubicación y dirección de plataformas con la finalidad de reducir al máximo posible la afección sobre la cubierta vegetal.

La Subestación Elevadora ‘SET Tórtoles’ se ubicará cerca de la localidad de Tórtoles de Esgueva (Burgos). Estará situada al noroeste de la fase denominada “Pico del Águila”, a una altitud de 932 metros sobre el nivel del mar. Su ubicación ha sido seleccionada por reunir condiciones beneficiosas referidas al sistema eléctrico propio del parque eólico, como facilitar la llegada de los circuitos provenientes desde los aerogeneradores, facilitar la salida de la línea de evacuación hacia el punto de entrega final y no obstaculizar las vías, las implantaciones de los generadores ni las áreas de restricción ambiental.

La Subestación ocupará un área aproximada de 84 x 105 metros, en un terreno sin significativa actividad comercial, sin efectos sobre cauces, vías pecuarias ni carreteras. Dentro de los planes de desarrollo de las vías del parque eólico se ha propuesto una vía de acceso a la subestación que, adicionalmente, dispondrá, en un terreno conexo, de un área para el acopio de material durante la construcción del parque eólico.

La línea eléctrica de evacuación a 132 kV recorrerá un total de 50,85 kilómetros y tendrá un total de 141 apoyos, cruzando en su trazado un total de doce términos municipales: Avellanosa de Muñó, Estépar, Mahamud, Mazuela, Presencio, Royuela de Río Franco, Tordómar, Torresandino, Tórtoles de Esgueva, Villafruela, Villahoz y Villaverde del Monte, todos ellos pertenecientes a la provincia de Burgos, en la Comunidad Autónoma de Castilla y León. Los términos municipales pertenecen a tres comarcas distintas, siendo estas Arlanza, Ribera del Duero y Alfoz de Burgos. Se ubicará en terrenos rurales con elevaciones que van desde 800 hasta aproximadamente 950 metros sobre el nivel del mar en el punto más elevado —línea calificada como Zona B según la normativa—, lo que determina los criterios de sobrecarga aplicables a la presencia de hielo a lo largo de la línea.

Por otra parte, en el informe de la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Burgos, de fecha 4 de diciembre de 2020, se informa que, como parte del procedimiento de información pública a que se ha sometido el proyecto PE TÓRTOLES, se dio traslado a los ayuntamientos afectados de la información correspondiente, los cuales no mostraron oposición a la realización del proyecto siempre y cuando obtengan las autorizaciones correspondientes previas a la concesión de la licencia urbanística pertinente. El promotor tan solo se ha visto obligado a elaborar una adenda al proyecto como consecuencia de las diversas peticiones de la

administración, incorporando las modificaciones que han surgido a consecuencia de las observaciones emitidas en el procedimiento de información pública. Específicamente estas modificaciones se refieren a las surgidas a raíz de recomendaciones y requerimientos de la Confederación Hidrográfica del Duero, el Servicio Territorial de Fomento (Delegación Territorial de Burgos) y el Servicio Territorial de Medio Ambiente de Burgos, y han supuesto las reubicaciones de algunos de los aerogeneradores por recomendación de Confederación Hidrográfica del Duero en cuanto a uso de zona de policía, que han requerido cambios mínimos en los viales de acceso y la ubicación de las plataformas de montaje, así como la instalación de seis detectores para ahuyentar a la avifauna en peligro de colisión con los aerogeneradores y el cromado en color oscuro de una pala de cada aerogenerador, además del soterramiento de los primeros 12,78 kilómetros de la línea eléctrica de evacuación (es decir, desde la subestación elevadora del parque eólico hasta el considerado originalmente apoyo 32 de la línea eléctrica proyectada), respetándose la traza original proyectada.

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 el promotor del proyecto.

4.4.1. Capacidad legal

GLOBAL OTTAWA es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida por tiempo indefinido mediante escritura de fecha 12 de febrero de 2018 por su socio único LATORRE & ASOCIADOS CONSULTORÍA, S.L., que se regirá por la Ley de Sociedades de Capital y por las demás disposiciones que le resulten de aplicación, así como por sus estatutos, el artículo 2 de los cuales define su objeto social que abarca una variedad de actividades entre las que se cita *«La planificación, diseño, desarrollo, comercialización, administración y explotación de instalaciones y plantas de producción de energía a partir de recursos naturales como el sol,*

el viento u otros, incluyéndose en este sentido la venta de la energía eléctrica producida por dichas instalaciones. Asimismo el objeto social se extiende a cualesquiera actividades complementarias o de asistencia técnica en relación con dichas instalaciones o plantas». La Sociedad podrá realizar estas actividades total o parcialmente de modo directo e indirecto, en cualquiera de las formas admitidas en derecho y, en particular, a través de la titularidad de acciones o de participaciones en sociedades con objeto idéntico o análogo.

LATORRE & ASOCIADOS CONSULTORÍA, S.L. (antes denominada LATORRE & ASOCIADOS AUDITORES, S.L.) es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida por tiempo indefinido mediante escritura de fecha 27 de junio de 1996, cambiada su denominación por la que actualmente ostenta mediante escritura de fecha 29 de diciembre de 1999 y cuyo objeto social es el asesoramiento fiscal y contable.

Mediante escritura de fecha 28 de marzo de 2018 la sociedad LATORRE & ASOCIADOS CONSULTORÍA, S.L. vende y transmite a la sociedad ALFANAR ENERGÍA ESPAÑA, S.L., que compra y adquiere el pleno dominio de la totalidad de las participaciones de la sociedad GLOBAL OTTAWA de que la primera es titular, con cuantos derechos y obligaciones sean accesorios e inherentes a las mismas, libres de cargas, gravámenes, trabas, embargos, pignoraciones y cualquier otra carga o gravamen, y con cuantos derechos políticos y económicos conlleve su titularidad.

Por tanto, en la actualidad el único socio de GLOBAL OTTAWA es ALFANAR ENERGÍA ESPAÑA, S.L., sociedad participada en un 100% por ALFANAR Company Limited (en adelante ALFANAR), sociedad matriz del Grupo ALFANAR.

ALFANAR ENERGÍA ESPAÑA, S.L. es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida por tiempo indefinido mediante escritura de fecha 12 de septiembre de 2017 por su socio único ALFANAR, que se regirá por la Ley de Sociedades de Capital y por las demás disposiciones que le resulten de aplicación, así como por sus estatutos, el artículo 2 de los cuales define su objeto social como, entre otros:

«Llevar a cabo el negocio de la generación, aprovechamiento, desarrollo, acumulación, distribución y suministro de electricidad construyendo y estableciendo centrales de energía renovable mediante el uso de energía eólica, energía solar fotovoltaica, hidroeléctrica, biomasa, biocombustible, geotérmica, energía oceánica, comercio de carbones, nanotecnología u otras fuentes de energía renovables y no renovables, incluyendo la construcción, financiación

dentro y fuera de España, con excepción de la generación de energía nuclear. Transmitir, distribuir, suministrar y vender dicha energía, ya sea directamente o a través de líneas de transmisión e instalaciones de gobiernos, a empresas privadas, a industrias, a gobiernos u otros consumidores, e incluso para el autoconsumo. La participación en cualesquiera otros proyectos industriales promovidos por esta Sociedad o empresas promotoras para desarrollar y generar energía para su transmisión, distribución, venta y establecimiento.

Llevar a cabo el negocio de la construcción, establecimiento, funcionamiento y administración de centrales eléctricas, patios de transformadores, subestaciones, líneas de transmisión, talleres y cualesquiera obras necesarias para la generación, acumulación, distribución y suministro de electricidad, para construir, establecer, fijar, montar, equipar y mantener la maquinaria de generación de energía y otros tipos de planta y maquinaria, equipos eléctricos y cables, ordenadores y equipos de control, líneas de transmisión, acumuladores, accesorios y aparatos de carácter principal.

Llevar a cabo el negocio de la consultoría y contratación en la creación de todo tipo de plantas para la producción de energía eléctrica y la creación de programas de investigación y desarrollo en el campo de la electricidad, electrónica y otros campos afines.

Llevar a cabo el negocio de adquisición de concesiones o licencias otorgadas, por cualesquiera gobiernos u organismos públicos y privados, y/o contratar con dichos gobiernos u organismos, la construcción, operación y mantenimiento de cualquier instalación eléctrica para la producción, transmisión o uso de energía eléctrica de iluminación, calefacción, señalización, tracción telefónica, o de cualquier tipo, cuyo propósito sea comercial, industrial, u otro propósito acordado por la Sociedad con dichos gobiernos u organismos.

Llevar a cabo el negocio de la compra, obtención, venta, abastecimiento, distribución, comercio, transmisión, importación y exportación, de energía eléctrica, en cualquiera de sus formas convencional y no convencional, así como la realización de todas las actividades y valores auxiliares».

La Sociedad podrá realizar estas actividades total o parcialmente, de modo indirecto, mediante participación en otras sociedades con objeto idéntico o análogo.

ALFANAR es una sociedad constituida con arreglo a las leyes del Reino de Arabia Saudí, perteneciente a la familia Al-Mutlaq, cuyo objeto social es, entre otros, la contratación civil, la compra de terrenos y el mantenimiento de plataformas de excavación, además de dedicarse a la fabricación de una amplia gama de productos de construcción eléctrica de baja, media y alta

tensión, soluciones EPC²³ para plantas de energía convencionales y renovables, servicios de ingeniería relacionados e ingeniería de diseño.

ALFANAR fue fundada en el año 1976 para satisfacer la creciente demanda en los sectores de infraestructura y energía en Oriente Medio. Comenzando como una empresa de construcción, se diversificó en los campos de las inversiones, el comercio y la fabricación. En la actualidad, con cerca de 22.000 empleados, continúa extendiéndose a través del desarrollo, EPC y fabricación de instalaciones, el diseño y los centros de desarrollo, con sucursales en los Emiratos Árabes Unidos, Reino Unido, Pakistán, Egipto e India. Entre sus actividades actuales se encuentra el diseño, fabricación y comercialización de equipos eléctricos, la construcción de proyectos de infraestructura eléctrica bajo la modalidad “*llave en mano*”, los servicios de ingeniería y de operación y mantenimiento de grandes instalaciones de electricidad, así como el desarrollo, promoción y operación de instalaciones de producción de energía eléctrica.

ALFANAR es la sociedad matriz del Grupo ALFANAR, grupo empresarial que ha evolucionado como un conjunto de negocios y servicios diversificados que abarcan la fabricación, construcción y el desarrollo de bienes raíces, la tecnología de la información y la comunicación, además de proyectos industriales. Cuenta con presencia internacional en gran parte de Oriente Medio, Asia, África y Europa.

En definitiva, GLOBAL OTTAWA es una Sociedad constituida legalmente para operar en territorio español y desempeñar las actividades ligadas a la construcción y explotación de instalaciones que utilicen fuentes 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:

²³ *Engineering, Procurement and Construction* (Ingeniería, Adquisiciones y Construcción). Contrato de construcción que engloba todo lo relacionado con, entre otros, el diseño, los suministros necesarios, la construcción y los servicios adicionales. Es el conocido como *contrato llave en mano*, en el que el contratista se obliga frente al cliente a diseñar, construir y poner en funcionamiento una instalación, es decir, es el contratista quien tiene que preocuparse por todas las actividades llevadas a cabo en el proyecto, desde el diseño inicial hasta la entrega final.

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 ya se ha indicado, GLOBAL OTTAWA fue constituida con el objeto social, entre otros, de llevar a cabo la actividad de producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables. Es la sociedad vehicular para promover el PE TÓRTOLES.

El socio único de GLOBAL OTTAWA es ALFANAR ENERGÍA ESPAÑA, S.L., sociedad participada en un 100% por ALFANAR, sociedad matriz del Grupo ALFANAR. Por tanto, en aplicación de la segunda condición del artículo mencionado anteriormente del RD 1955/2000, será la experiencia de su socio y el grupo empresarial al que pertenece la que acredite su capacidad técnica.

ALFANAR es una sociedad del Reino de Arabia Saudí que cuenta con 22.000 trabajadores, entre los que se incluyen más de 2.000 ingenieros. Desde 1976 atiende la creciente demanda dentro de los sectores de energía e infraestructura en Oriente Medio, siendo algunas de sus actividades principales las siguientes:

- Diseño, fabricación y comercialización de equipos eléctricos (aparamenta de baja tensión, transformadores de medida tensión, celdas de media tensión, etc).
- Construcción de proyectos de infraestructura eléctrica (líneas eléctricas, subestaciones, centrales de producción eléctrica, etc.) bajo la modalidad "*llave en mano*".
- Provisión de servicios de ingeniería.
- Provisión de servicios de operación y mantenimiento de grandes instalaciones de electricidad.
- Desarrollo, promoción y operación de instalaciones de producción de energía eléctrica.

En la ejecución de proyectos de gran envergadura relacionados con el ámbito de la energía, según información aportada por el promotor, cabe destacar:

- a) **Energía renovable:** ALFANAR se ha diversificado en el negocio de las energías renovables. Actúa como desarrollador y productor independiente de electricidad y ha asignado recursos para la promoción de una cartera de 2 GW de proyectos de energía renovable en solar, eólica, energía a partir de residuos, proyectos geotérmicos e hidroeléctricos en todo el mundo. Como líder del mercado regional en Oriente Medio en generación y transmisión de energía, ALFANAR tiene actualmente más de 40 proyectos de infraestructura en curso que superan 3.000 millones de dólares. La actividad de ALFANAR en el área de la energía renovable incluye la ejecución de contratos EPC, pruebas y puesta en servicio y servicios de operación y mantenimiento.
- b) **Subestaciones, líneas de transmisión e instalación de cables subterráneos:** ALFANAR proporciona soluciones llave en mano para grandes proyectos de electrificación de hasta 380 kV de tensión que satisfacen las crecientes demandas de infraestructura e instalaciones de energía en Arabia Saudí. Los proyectos de transmisión EPC se pueden clasificar en subestaciones de alta y media tensión, líneas de transmisión (aéreas y subterráneas, en alta y media tensión) y SCADA así como telecomunicaciones. Actualmente se han completado más de 250 proyectos de transmisión y distribución.
- c) **Centrales de producción de energía:** ALFANAR lleva a cabo contratos EPC de centrales eléctricas que incluyen obras civiles, mecánicas, eléctricas, de instrumentación e ingeniería de detalle asociada y adquisiciones. ALFANAR ha ejecutado contratos EPC valorados en 750 millones de dólares. Algunos de sus proyectos destacados son:
 - Jeddah Reverse Osmosis Plant
 - Rabigh Power Plant. Extensión Fase V-970 MW
 - Rabigh Power Plant. Fase VI-2.600 MW
 - Riyadh Power Plant. Extensión Fase III-500 MW
 - Sharourah Power Plant. 153 MW
 - Qurayat Power Plant
- d) **Operación y mantenimiento:** ALFANAR ofrece experiencia profesional en servicios de pruebas, trabajos de verificación previos a la puesta en marcha, puesta en marcha y operación y mantenimiento. Ha trabajado en

más de 250 proyectos en la región de Oriente Medio y la inversión de capital supera los 25 millones de dólares. Ofrece, además, soluciones de mantenimiento preventivo y correctivo para equipos eléctricos, mecánicos y rotativos, revisión, reparación, rebobinado, remodelación, inspección y prueba.

Además, tal y como se ha indicado, ALFANAR es titular del 100% de las participaciones sociales de ALFANAR ENERGÍA ESPAÑA, S.L., sociedad constituida por ALFANAR para llevar a cabo el desarrollo de nuevos proyectos renovables en España, por lo que es la sociedad titular del 100% el capital social de las sociedades promotoras de otros expedientes administrativos de parques eólicos (algunos de los cuales ya se ha informado que cambian titularidad y se agrupan bajo en actual objeto de informe):

- Pico del Águila, de Global Marduk, S.L.
- Tórtoles de Esgueva, de Global Markab, S.L.
- Los Serranos, de Global Chakana, S.L.
- El Herrero, de Global Mintaka, S.L.
- 'Valdevelasco' y 'Los Setos', de Global Shaula, S.L.

Asimismo, entre los proyectos desarrollados por el Grupo ALFANAR en el ámbito de las energías renovables, cabe destacar los siguientes:

Instalación	Tecnología	Ubicación	Capacidad (MW)	Fecha de puesta en marcha
Estancia	Eólica	Cádiz (España)	7,875	dic-19
Escalereta II	Eólica	Málaga (España)	23,625	jul-20
Barrax Norte-Sur	Eólica	Albacete (España)	39,900	jun-21
Chinchilla de Montearagón	Eólica	Albacete (España)	27,300	jun-21
Soliedra	Eólica	Soria (España)	21,000	jun-21
Alfa Solar	Fotovoltaica	Aswan (Egipto)	62,800	mar-20
Bhuj 1	Eólica	Gujarat (India)	300,000	mar-21

Por otra parte, en aplicación de la tercera condición establecida en el mencionado artículo 121.3.b) del RD 1955/2000, el promotor informa que ALFANAR y Acciona Nordex S.A.U. han llegado a un acuerdo para que esta última preste asistencia técnica en relación con los parques eólicos mencionados hasta la obtención de los permisos de construcción. Ambas compañías han firmado un contrato en el que se fijan las condiciones para el suministro, construcción, puesta en marcha y mantenimiento durante el periodo de garantía de los aerogeneradores de los parques eólicos citados y, además, se fijan las condiciones para la provisión de servicios de mantenimiento durante un periodo de hasta 20 años tras la puesta en marcha

de los mismos. Acciona Nordex S.A.U. es una sociedad con amplia experiencia en el diseño, construcción, explotación y mantenimiento de plantas de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables; entre sus funciones está la promoción, generación, mantenimiento y explotación de parques eólicos y turbinas eólicas, así como la compraventa, comercialización y distribución de las mismas. Mediante escrito de fecha 15 de mayo de 2018 se pone de manifiesto que Acciona WIndpower S.A., compañía mercantil de nacionalidad española con una experiencia de más de quince años en el diseño, fabricación, instalación, operación y mantenimiento de aerogeneradores en España y en el extranjero, prestará asistencia técnica durante un periodo superior a tres años para sus desarrollos eólicos en el territorio español a Alfanar Energía España S.L.

En definitiva, estos datos 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 único, así como del Grupo empresarial a que este pertenece, además de tener suscrito un contrato de asistencia técnica con una empresa de acreditada experiencia en la actividad de explotación y mantenimiento de plantas de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, según los términos previstos en el artículo 121.3. b) del RD 1955/2000.

4.4.3. Capacidad económico-financiera

Según consta en los Proyectos firmados en septiembre de 2020, el presupuesto estimado para la ejecución material de los mismos, incluyendo el PE TÓRTOLES y sus infraestructuras de evacuación, asciende a 148.803.841,49 euros (sin IVA). Esta cuantía incluye la obra civil, el montaje de los componentes (mano de obra), la maquinaria y la instalación eléctrica, así como los gastos de seguridad y salud, de gestión de residuos y de las medidas correctoras del impacto ambiental. El presupuesto se distribuye en los diferentes componentes del proyecto de la forma siguiente:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

GLOBAL OTTAWA fue constituida el 12 de febrero de 2018 como sociedad de responsabilidad limitada de carácter unipersonal, con un capital social de 3.600 euros dividido en 3.600 participaciones sociales de un euro de valor nominal cada una.

Las Cuentas Anuales Abreviadas de GLOBAL OTTAWA correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2020, formuladas por los administradores solidarios en su reunión del 30 de junio de 2021 y depositadas en el Registro Mercantil de Madrid, arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]

[Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales de GLOBAL OTTAWA, se comprueba que, si atendemos exclusivamente a la cifra contable de patrimonio neto, existiría una situación de patrimonio neto negativo y un evidente desequilibrio entre capital social y patrimonio neto de la sociedad, que ha resultado disminuido como consecuencia de haber incurrido en pérdidas recurrentes.

Por tanto, la sociedad GLOBAL OTTAWA, atendiendo a lo que indica el apartado relativo a su patrimonio neto, se encontraría incurso en causa de disolución según lo dispuesto en el artículo 363.1.e) de la Ley de Sociedades de Capital. Dado que una de las causas legales de disolución de una sociedad es que el patrimonio neto sea inferior a la mitad del capital social, la sociedad debería o bien haber realizado los movimientos necesarios en su capital social para evitar incurrir en dicha causa, o bien haber sido disuelta. Su capital social no ha variado desde su constitución, de modo que al cierre del ejercicio 2020 asciende a 3.600 euros, representado por 3.600 participaciones de un euro de valor nominal cada una, todas ellas de la misma clase, totalmente suscritas y desembolsadas

No obstante lo anterior, la Sociedad es consciente de esta situación, según manifiesta en la Memoria Abreviada del ejercicio 2020 donde dice que *«pese a la situación patrimonial actual, la Sociedad cuenta con el apoyo del Socio Único para continuar como empresa en funcionamiento y hacer frente a sus deudas en el medio plazo»*. En consecuencia, con fecha 1 de diciembre de 2021, el socio único de GLOBAL OTTAWA, ALFANAR ENERGÍA ESPAÑA, S.L., adoptó, al amparo de lo establecido en el texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por el RDL 1/2010, la decisión de realizar una aportación directa por un importe de 10.000 euros a los fondos propios de la Sociedad, consistente en un derecho de crédito que el Socio Único ostenta frente a la Sociedad, el cual queda íntegra y automáticamente extinguido por confusión de derechos al ostentar la Sociedad tanto la posición acreedora como la deudora. La aportación realizada por el Socio Único se instrumenta como aportación directa a los fondos propios de la Sociedad a través de la cuenta 118 'Aportaciones de Socios o Propietarios'.

Gracias a esta actuación queda solventada la situación de desequilibrio patrimonial de la Sociedad.

Por otra parte, a efectos de verificar la solvencia de GLOBAL OTTAWA como sociedad promotora del proyecto PE TÓRTOLES, se ha calculado la ratio de apalancamiento financiero²⁴, cuyo objeto es medir la proporción de deuda sobre el patrimonio neto de la empresa, obteniéndose un valor superior al 100% (101,92%) debido, por una parte, a la situación patrimonial de la Sociedad, y por otra, a la importante cuantía de Deuda Neta (128.190 euros) sustentada sobre todo por el importe del epígrafe ‘Deudas con empresas del grupo y asociadas a corto plazo’ en 2020, que se corresponde con un saldo acreedor realizado por ALFANAR ENERGÍA ESPAÑA, S.L. por importe de 129.597,99 euros. Asimismo, con objeto de medir la proporción de deuda sobre los activos de la empresa con los cuales realiza su actividad, se ha calculado la Ratio de Deuda sobre Activos Fijos²⁵ y se ha obtenido un valor de 109,90%, debido de nuevo al alto importe de Deuda Neta frente al Inmovilizado Material considerado (116.643,21 euros), partida compuesta por activaciones por facturas recibidas correspondientes a los proyectos “Tórtoles” y “Tórtoles 2”, en concreto en concepto de construcciones en curso del proyecto “Tórtoles” y por el importe 17,45 euros bajo el concepto de construcciones en curso del proyecto “Tórtoles 2”, según se informa en la Memoria de la Sociedad.

Respecto al cálculo de la Ratio de Deuda sobre EBITDA²⁶, que mediría la capacidad de la sociedad para hacer frente a la devolución de la deuda a través de su EBITDA o, lo que es lo mismo, calcula el número de años que el EBITDA tendría que ser exclusivamente dedicado a la devolución de la deuda para la amortización total de ésta, carece de sentido, puesto que el Resultado de explotación para el ejercicio 2020 ha resultado negativo (-681,79 euros), consecuencia de la inactividad de la Sociedad, de forma que el epígrafe ‘Otros gastos de explotación’ lo que recoge son Servicios profesionales independientes (512,94 euros) y Servicios bancarios (256,08 euros).

²⁴ Ratio de apalancamiento (%) = Deuda Neta / (Deuda Neta + Patrimonio neto).

Deuda Neta = Deudas a largo plazo + Deudas a largo plazo con empresas del grupo y asociadas + Deudas a corto plazo + Deudas a corto plazo con empresas del grupo y asociadas – Efectivo y otros activos líquidos equivalentes.

²⁵ Ratio de Deuda sobre Activos Fijos (%) = Deuda Neta / Activos fijos.

²⁶ Ratio de Deuda sobre EBITDA = Deuda Neta / EBITDA.

EBITDA = Resultado de explotación + Amortización del inmovilizado + Deterioro y resultado por enajenaciones del inmovilizado.

Tal y como se ha indicado anteriormente, en la actualidad el socio único de GLOBAL OTTAWA es ALFANAR ENERGÍA ESPAÑA, S.L., sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española cuyas Cuentas Anuales Abreviadas correspondientes el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2020 han sido formuladas por sus administradores mancomunados en su reunión del 16 de marzo de 2022, y arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]

[Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales se comprueba que ALFANAR ENERGÍA ESPAÑA, S.L. cuenta con un patrimonio neto equilibrado. A 31 de diciembre de 2020, el capital social de la Sociedad, totalmente suscrito y desembolsado por su socio único ALFANAR, asciende a 3.000 euros y está representado por 3.000 participaciones de un euro de valor nominal cada una de ellas. Su patrimonio neto se ve incrementado tanto por los resultados positivos de los ejercicios 2019 y 2020 como por la importante cuantía de 'Aportaciones de socios', importe que asciende a 16.890.039 euros.

En cuanto a la solvencia de ALFANAR ENERGÍA ESPAÑA, S.L., la ratio de apalancamiento financiero arroja un valor de 52,76%, mientras que la ratio de deuda sobre activos fijos aporta un valor exageradamente alto puesto que el inmovilizado material de la sociedad es una cuantía muy pequeña (260.643,30 euros) frente al elevado importe de Deuda Neta (18.406.878 euros). Lo mismo ocurre respecto a la ratio sobre el beneficio obtenido por la sociedad en su actividad de explotación, puesto que el importe del EBITDA es muy inferior a la Deuda Neta (tanto que harían falta 88 años para devolver dicha deuda con el EBITDA obtenido en 2020).

GLOBAL OTTAWA, tal y como se ha indicado anteriormente, es una Sociedad participada en un 100% por ALFANAR ENERGÍA ESPAÑA, S.L., cuyo socio único es ALFANAR, sociedad cabecera del Grupo ALFANAR. Por ello, también se analizará la capacidad económico-financiera de GLOBAL OTTAWA en función de los resultados del Grupo ALFANAR al que, finalmente, pertenece.

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo ALFANAR correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020, según Informe de Auditoría de fecha 12 de septiembre de 2021, arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]

[Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales Consolidadas se verifica que, a 31 de diciembre de 2020, el Grupo ALFANAR cuenta con un patrimonio neto equilibrado. En dicha fecha, el capital social de ALFANAR asciende a 1.000.000.000 Saudí Riyal (SR) y está representado por 100.000 acciones de 10.000 SR de valor nominal cada una. Además, la cifra de patrimonio neto se ve incrementada por las reservas y, sobre todo por el resultado del ejercicio atribuido a la Sociedad Dominante (841.898.905 SR).

Por tanto, a juicio de esta Comisión queda suficientemente acreditada la capacidad económico-financiera de GLOBAL OTTAWA, tanto por la propia situación patrimonial de la empresa promotora del proyecto como por la de su socio y el grupo societario a que pertenece.

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 Global Ottawa, S.L.U. la autorización administrativa previa para el parque eólico Tórtolos de 148 MW, la subestación eléctrica PE Tórtolos 30/132 kV y la línea aérea de alta tensión a 132 kV para evacuación de energía eléctrica, esta Sala concluye que la citada entidad cumple con las condiciones de capacidad legal, técnica y económico-financiera establecidas.