

**INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE OTORGA A BOREAS WIND, S.L. AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA Y DE CONSTRUCCIÓN PARA EL PARQUE EÓLICO IGLESIAS DE 94 MW, LAS LÍNEAS SUBTERRÁNEAS A 30 KV, LA SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN 30/220 KV, LA SUBESTACIÓN 220 KV Y LA LÍNEA DE EVACUACIÓN A 220 KV, EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE IGLESIAS, HONTANAS, TAMARÓN, LOS BALBASES, ESTÉPAR, RABÉ DE LAS CALZADAS, TARDAJOS, SAN MAMÉS DE BURGOS Y VILLALBILLA DE BURGOS, EN LA PROVINCIA DE BURGOS**

**Expediente: INF/DE/049/21**

**SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

**Presidente**

D. Ángel Torres Torres

**Consejeros**

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D<sup>a</sup>. Pilar Sánchez Núñez

**Secretario**

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 9 de septiembre de 2021

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 BOREAS WIND, S.L. autorización administrativa previa y de construcción para el Parque Eólico Iglesias de 94 MW, las líneas subterráneas a 30 kV, la subestación de transformación 30/220 kV, la subestación 220 kV y la línea de evacuación a 220 kV, en los términos municipales de Iglesias, Hontanas, Tamarón, Los Balbases, Estépar, Rabé de las Calzadas, Tardajos, San Mamés de Burgos y Villalbilla de Burgos, 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**

Con fecha 3 de diciembre de 2018, BOREAS WIND, S.L. (en adelante BOREAS WIND) ha depositado el aval correspondiente en virtud de lo dispuesto 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 (tras la modificación producida por el artículo primero del Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico), en concepto de garantía para responder respecto a las obligaciones de la sociedad en el procedimiento de acceso a la red de transporte de la instalación de producción de energía eléctrica Parque Eólico Iglesias (en adelante PE IGLESIAS), con el compromiso de obtener la autorización de explotación, de no desistir voluntariamente de la tramitación administrativa de la instalación y de responder a los requerimientos de la Administración.

Con fecha 29 de abril de 2020, BOREAS WIND solicitó, ante la DGPEM, Autorización Administrativa Previa, Declaración de Impacto Ambiental (DIA), Declaración de Utilidad Pública y Autorización Administrativa de Construcción para el proyecto del PE IGLESIAS, sus Subestaciones de Transformación y Medida del Punto Frontera y la línea de evacuación a 220 kV.

Con fecha 19 de junio de 2020 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) 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 DIA, de Autorización Administrativa Previa, de Autorización Administrativa de Construcción y de Declaración, en concreto, de Utilidad Pública del proyecto PE IGLESIAS y sus infraestructuras de evacuación, promovido por BOREAS WIND. Asimismo, con fecha 25 de junio de 2020 se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Burgos y con fecha 23 de junio de 2020 en diario El Correo de Burgos, así como ha sido expuesto al público en los distintos ayuntamientos afectados por el proyecto. Con fecha 25 de noviembre de 2020, el Jefe de la mencionada Dependencia de Industria y Energía informó que el trámite de información pública había sido realizado según lo previsto en la legislación vigente, con estricto cumplimiento de sus contenidos, y remitió el expediente a la DGPEM del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD).

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 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 24 de julio 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 contestación a la solicitud de acceso coordinado a la red de transporte en la actual subestación Villalbilla 220 kV, en la provincia de Burgos, como consecuencia de la propuesta de incorporación de una nueva instalación de generación renovable, en concreto una nueva planta eólica —el PE IGLESIAS—, por un contingente total de 94 MWins/MWnom. El acceso a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en el actual nudo de la red de

transporte Villalbilla 220 kV, a través de una nueva posición de la red de transporte que, aun no planificada de forma expresa en la planificación vigente, es considerada como instalación planificada en dicha subestación, según la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Se trata de una nueva posición de línea que permitiría la conexión de la línea de evacuación Villalbilla–ST Renovables Iglesias 220 kV, perteneciendo dicha línea a las instalaciones de conexión no transporte (instalaciones ambas que constituyen la instalación de enlace) que compartirán las instalaciones de generación bajo la interlocución de BOREAS WIND. El escrito concluye que el acceso a la red de transporte del contingente de generación solicitado 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 coordinada a la Red de Transporte en la subestación Villalbilla 220 kV para un conjunto de instalaciones entre las que se encuentra el PE IGLESIAS, 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 IGLESIAS. Se trata de una nueva conexión a una posición no planificada de forma expresa en la planificación vigente, considerada posición planificada según la mencionada disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 15/2018, motivada por la conexión a la red de transporte de las instalaciones indicadas en el escrito consideradas bajo la interlocución de BOREAS WIND que evacuasen en ese nudo, por un contingente total de 94 MWins/MWnom.

Mediante escrito de 2 de diciembre de 2020 REE actualiza la contestación de acceso coordinado a la red de transporte en la subestación Villalbilla 220 kV como consecuencia de la modificación de la instalación de enlace y de la topología de conexión de la instalación de generación renovable, de forma que se modifica la solución de conexión y se cambia por una nueva posición de la red de transporte frente a la prevista inicialmente en la posición existente (2ª posición para evacuación de generación renovable, adicional a la posición existente). Se actualiza el permiso de acceso y conexión otorgado para el PE IGLESIAS, manteniéndose la vigencia, las limitaciones y condicionantes establecidas en las comunicaciones previas.

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 19 de abril 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 BOREAS WIND la autorización administrativa previa y de construcción para el PE IGLESIAS 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 —se adjunta una síntesis de su contenido como Anexo II a este acuerdo—, 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; e
- 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.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (en adelante RD 413/2014); en particular, el Título V (“Procedimientos y registros administrativos”).
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (relevante a los efectos de parte de las instalaciones y del cableado interno del parque).

- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- 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 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.

### **3. Síntesis de la Propuesta de Resolución**

La Propuesta expone que BOREAS WIND ha presentado, con fecha 29 de abril de 2020, solicitud de autorización administrativa previa y de construcción para el PE IGLESIAS, de 94 MW, la subestación de transformación 30/220 kV, la subestación 220 kV, las líneas subterráneas a 30 kV y la línea de evacuación a 220 kV, y que el expediente ha sido incoado en la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Burgos. Revisa también la documentación aportada como resultado de la tramitación del procedimiento de autorización administrativa y ambiental, según lo previsto en el RD 1955/2000 y 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 tanto en el Boletín Oficial de la Provincia de Burgos en fecha 25 de junio de 2020 como en el BOE en fecha 19 de junio de 2020, así como en el diario provincial “El Correo de Burgos” el 23 de junio de 2020, y no haber recibido alegaciones.

Asimismo, la Propuesta indica que los proyectos de la instalación y su 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 informa que la infraestructura de evacuación de energía eléctrica conjunta conectará el parque eólico con la red de transporte en la subestación Villalbilla 220 kV, propiedad de REE.

Por otra parte, se indica que REE emitió, con fecha 24 de septiembre de 2020, el ICCTC y el IVCTC, relativos a la solicitud de conexión en una nueva posición en la subestación Villalbilla 220 kV para el PE IGLESIAS y que, con fecha 2 de diciembre de 2020, emitió informe para la actualización de acceso coordinado a la red de transporte en dicha subestación. La conexión se materializará a través de una nueva posición de la red de transporte que, aun no planificada de forma expresa en la planificación vigente, es considerada como instalación planificada, según la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los

consumidores. Esta nueva posición de línea permitirá la conexión de la línea 220 kV Villalbilla–ST ICE Maniobras.

La Propuesta recuerda que el artículo 123.2 del RD 1955/2000 establece que *«En el caso de líneas que cumplan funciones de evacuación de instalaciones de producción de energía eléctrica, en ningún caso, podrá otorgarse la autorización administrativa previa de las infraestructuras de evacuación de una instalación de generación sin la previa aportación de un documento, suscrito por todos los titulares de instalaciones con permisos de acceso y de conexión otorgados en la posición de línea de llegada a la subestación de la red de transporte o distribución, según proceda en cada caso, que acredite la existencia de un acuerdo vinculante para las partes en relación con el uso compartido de las infraestructuras de evacuación. A estos efectos, el citado documento podrá ser aportado en el momento de realizar la solicitud a la que se refiere el apartado anterior o en cualquier momento del procedimiento de obtención de la autorización administrativa previa»*, motivo por el cual se ha solicitado al promotor que acredite la existencia de un acuerdo vinculante para todos los titulares de instalaciones con permisos de acceso y de conexión otorgados en la posición citada en relación con el uso compartido de las infraestructuras de evacuación.

Visto lo anterior, se propone otorgar a BOREAS WIND la autorización administrativa previa y de construcción para el PE IGLESIAS y su infraestructura de evacuación, con las características definidas en los proyectos de ejecución *«Parque eólico Iglesias»*, *«Línea aérea de evacuación 220 kV, parque eólico Iglesias»* y *«Parque eólico Iglesias. Subestaciones»*, fechados en abril de 2020.

La Propuesta describe las principales características de la instalación:

- Se trata de un parque eólico con una potencia instalada de 94 MW, con 16 aerogeneradores —2 aerogeneradores modelo SG-145, de 5 MW de potencia nominal cada uno, y 14 aerogeneradores modelo SG-170, de 6 MW de potencia nominal cada uno— que afectará a los términos municipales de Hontanas, Iglesias, Los Balbases y Tamarón, en la provincia de Burgos.
- Las líneas subterráneas a 30 kV son seis líneas que tienen como origen los aerogeneradores de la planta, discurriendo hasta la subestación transformadora 30/220 kV del parque, afectando a los términos municipales de Hontanas, Iglesias, Los Balbases y Tamarón, si bien van directamente enterradas, salvo en el cruce de viales donde irán bajo tubo de hormigón, y serán de corriente alterna trifásica con un circuito de cable AL HEPRZ1-18/30 (36) kV y sección de conductor 95-150-240-400-630 mm<sup>2</sup>.
- La subestación transformadora 30/220 kV del parque contiene una posición de transformación de 125 MVA, está ubicada en el municipio de Iglesias, en la provincia de Burgos, su configuración es de simple barra en el parque de 220 kV y en el parque de 30 kV y será una instalación de intemperie en el parque de 220 kV e interior en el parque de 30 kV con aislamiento de hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>).

- La línea eléctrica aérea a 220 kV se extiende desde la subestación transformadora 30/220 kV del parque hasta la subestación de 220 kV, será de corriente alterna trifásica con una capacidad de evacuación de 125 MVA, un circuito, dos conductores 147-AL1/34ST1A-[LA-180], con 58 apoyos que serán torres metálicas de celosía cimentadas sobre zapatas individuales, con aisladores de vidrio U120B (IEC-305) y cables a tierra-óptico OPGW 64K64 (7541) con 48 fibras, afectando a los municipios de Iglesias, Estépar, Rabé de las Calzadas, Tardajos, San Mames de Burgos y Villalbilla, todos ellos en la provincia de Burgos, con una longitud de 20 kilómetros.
- La subestación a 220 kV cuenta con una posición de medida, se ubicará en Villalbilla, en la provincia de Burgos, será de intemperie (entrada aérea/salida subterránea) y de tal forma que en su configuración el embarrado de 220 kV, formado por los mismos cables aéreos que la línea de evacuación, conectará los equipos de medida.
- La línea eléctrica subterránea a 220 kV conectará la subestación de 220 kV con la subestación Villalbilla 220 kV, propiedad de REE, será de corriente alterna trifásica con una capacidad de evacuación de 125 MVA, de un circuito y un conductor de aluminio XLPE 400 mm<sup>2</sup>, directamente enterrado, con una longitud de 460 metros en el término municipal de Villalbilla (Burgos).

Por otra parte, la Propuesta indica que BOREAS WIND deberá cumplir las condiciones aceptadas durante la tramitación y las que en la DIA pudieran establecerse, además de las normas técnicas y procedimientos de operación que establezca el Operador del Sistema.

Asimismo, la Propuesta declara la utilidad pública de la instalación a los efectos previstos en el RD 1955/2000.

Las condiciones especiales para conceder la autorización administrativa de construcción, incluidas en un Anexo de la Propuesta, son las siguientes:

- Las obras deberán realizarse de acuerdo con el proyecto presentado y con las disposiciones reglamentarias que le sean de aplicación, con las variaciones que, en su caso, se soliciten y autoricen.
- El plazo para la emisión de la Autorización de Explotación será de veinticuatro meses, contados a partir de la fecha de notificación al petitionerario de la Resolución.
- El titular de la instalación deberá dar cuenta de la terminación de las obras al Órgano competente provincial, a efectos de reconocimiento definitivo y extensión de la Autorización de Explotación.
- La autorización administrativa de construcción no dispensa en modo alguno de la necesaria obtención por parte del titular de la instalación de cualesquiera autorizaciones adicionales que las instalaciones precisen, entre ellas, la obtención de las autorizaciones que, en relación con los sistemas auxiliares y como condición previa a su instalación o puesta en marcha, puedan venir exigidas por la legislación de seguridad industrial y ser atribuidas a la competencia de las distintas Comunidades Autónomas.

- La Administración dejará sin efecto la presente Resolución si durante el transcurso del tiempo se observase incumplimiento, por parte del titular, de los derechos que establece la misma y de las condiciones impuestas en ella. En tales supuestos, la Administración, previo oportuno expediente, acordará la anulación de la correspondiente Autorización con todas las consecuencias de orden administrativo y civil que se deriven de dicha situación, según las disposiciones legales vigentes.
- El titular de la instalación tendrá en cuenta para su ejecución las condiciones impuestas por los Organismos que las han establecido, las cuales han sido puestas en su conocimiento y aceptadas expresamente por él.

#### **4. Consideraciones**

##### **4.1 Condiciones técnicas**

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

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

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

En 2019, según datos presentados en el Informe de la Asociación Empresarial Eólica (AEE) '*Estudio macroeconómico del impacto del sector eólico en España 2019*', el sector eólico empleaba directamente a 15.966 trabajadores y, debido al efecto arrastre o indirecto sobre otras actividades derivadas del sector, también generaba 13.970 empleos indirectos. Por tanto, el sector eólico empleaba de forma directa o indirecta a 29.935 profesionales en 2019, lo que supuso un aumento de un 25% respecto a 2018 debido a la contratación de profesionales para afrontar la instalación de la potencia eólica adjudicada en las subastas de

2016 y 2017, así como al mercado a nivel global, que continúa creciendo año tras año, lo que ha supuesto una oportunidad para las compañías españolas.

Por otra parte, según se indica en la Comunicación de la Comisión de 18 de noviembre de 2020 'Documento de orientación sobre los proyectos de energía eólica y la legislación de la UE sobre protección de la naturaleza', los compromisos en materia de energías renovables para 2030 se cumplirán a través de la versión revisada de la Directiva (UE) 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, adoptada en diciembre de 2018. La energía eólica terrestre representaría cerca de las tres cuartas partes de la capacidad eólica total en 2030 y las dos terceras partes en 2050. De acuerdo con la estrategia a largo plazo de la Comisión, la capacidad eólica deberá aumentar desde el nivel de 2018 de 180 GW hasta 351 GW en 2030, lo que supone prácticamente duplicar la capacidad. Posteriormente, en función del escenario para 2050, la capacidad eólica aumentaría hasta entre 700 GW en el escenario denominado «eficiencia energética (EE)» y 1.200 GW en el escenario denominado «energía 2X (E2X)». En el escenario máximo (1,5TECH), que asume una capacidad total de hasta 450 GW en el mar (una tercera parte), WindEurope<sup>1</sup> espera que el 85 % de esa eólica marina en 2050 esté instalada en los mares del norte sobre la base de los buenos recursos eólicos, la proximidad a la demanda y las eficiencias de la cadena de suministro, lo que equivale a alrededor de 380 GW de los 450 GW. Los 70 GW restantes estarían ubicados en aguas meridionales europeas.

El desarrollo de la energía eólica tanto terrestre como marina está dominado por las turbinas eólicas de eje horizontal con una configuración de tres palas debido, entre otras ventajas, a su eficiencia aerodinámica. Los avances en el diseño de las turbinas eólicas terrestres y marinas han generado un aumento de la capacidad de generación, junto con un aumento del diámetro de los rotores y la altura de los bujes. Los modelos de generadores eólicos instalados en el mar en fase de producción son del orden de 9,5 MW con diámetros de rotor de entre 164 y 167 metros. Se están desarrollando turbinas más grandes, de 10 y 12 MW, con diámetros de rotor de más de 190 metros. Los generadores eólicos más grandes instalados en tierra en Europa son de hasta 8 MW, con diámetros de rotor de hasta 164 metros. El aumento del diámetro de los rotores y de la altura de los bujes ha permitido a los nuevos parques eólicos aprovechar la fuerza de las velocidades del viento más elevadas y más constantes. Por lo que respecta a los parques eólicos en tierra, esto ha permitido colocar turbinas en zonas forestales en las que las copas de los árboles influyen menos en la turbulencia y la velocidad del viento, con un aumento de la altura de las turbinas por encima del suelo.

---

<sup>1</sup> Anteriormente era la Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA, *European Wind Energy Association*), es una asociación con sede en Bruselas que promueve el uso de la energía eólica en Europa.

En general, hacer aerogeneradores más grandes ha supuesto, por una parte, generar más energía a menor precio, y, por otra, un mayor factor de capacidad<sup>2</sup>, dato importante para considerar factible económicamente un parque eólico. Por tanto, la evolución de los aerogeneradores ha provocado que los nuevos parques eólicos tengan mejores factores de capacidad. En España, y según los datos de REE, el factor de capacidad medio de los parques eólicos es alrededor del 25%.

Otra tendencia importante en el sector de la energía eólica es el uso múltiple de los emplazamientos, el coemplazamiento de los proyectos de energía eólica con otras fuentes de energía renovables, otras actividades económicas o incluso con actividades de restauración de los ecosistemas o de conservación de la naturaleza, lo que será clave para usar de forma eficaz el espacio disponible.

En general, la actividad del sector eólico contribuye de forma importante al cumplimiento de los objetivos de penetración de energías renovables y a la reducción de emisiones que España debe cumplir de acuerdo con sus compromisos internacionales y planes nacionales. La tecnología eólica posee un balance energético muy positivo: sobre un ciclo de vida promedio de un aerogenerador, las pocas emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con su fabricación, instalación y mantenimiento se compensan después de los primeros tres o seis meses de operación.

Por tanto, la energía eólica produce, por lo general, ventajas socioeconómicas en zonas rurales aisladas, repercutiendo en la mejora de infraestructuras (red eléctrica, mejora de accesos), sociales (puestos de trabajo eventuales durante la construcción y fijos durante la explotación del parque, lo que permite la estabilidad de la población en el medio rural) y económicas (beneficios por inversores locales en un negocio rentable, arrendamientos de terrenos a propietarios, cánones, impuestos y licencias a ayuntamientos). Además, los parques eólicos no presentan los problemas asociados a otros tipos de instalaciones productoras de energía convencionales, como son la producción de residuos peligrosos y/o tóxicos, la lluvia ácida o el agotamiento de los recursos. Las limitaciones fundamentales de esta energía vienen dadas por la existencia de recurso suficiente para la amortización de los parques eólicos con la tecnología disponible en la actualidad, la necesidad de respeto del medio natural (puesto que suelen ubicarse en parajes no degradados), y la capacidad de evacuación de la red eléctrica de distribución y transporte.

En cuanto al aprovechamiento de estos recursos, antes de proponer la localización del parque eólico se ha realizado una evaluación del recurso eólico y un estudio de viabilidad económica del proyecto y previsiones de producción. Se ha diseñado una implantación de aerogeneradores para 14 posiciones modelo Siemens-Gamesa SG 6.0-170 a 135 metros de altura de buje y 2 posiciones modelo Siemens-Gamesa SG5.0-145 a 127,5 metros de altura de buje, teniendo en cuenta la modelización del campo de vientos del emplazamiento. Los datos de viento de referencia considerados corresponden a

---

<sup>2</sup> Cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga todo el tiempo.

la estación meteorológica denominada Huesa 2. Los datos disponibles para la estación de medida han sido debidamente tratados para eliminar registros afectados por la presencia de hielo, fallos de funcionamiento y/o cualquier otro error de registro. Se ha seleccionado el intervalo de octubre de 2009 a septiembre de 2012 como periodo de referencia.

Las condiciones de viento durante el periodo de referencia para la estación de medida dan como resultado una velocidad media de 6,4 metros por segundo (m/s) para una altura de 50 metros que, extrapolado a la altura del buje (135 metros) se eleva a 7,6 m/s. El valor de la densidad del aire representativo en el emplazamiento a la altura del buje es de 1,10 kg/m<sup>3</sup>, valor obtenido a partir del promedio de los de los valores en cada posición de aerogenerador, que han sido calculados utilizando los datos de presión y temperatura del modelo de meso-micro escala de AWS Truepower utilizado para la modelización del campo de vientos del emplazamiento, modelo que combina mesoescala (MASS) con una resolución espacial de 400 metros y microescala (SiteWind) con una resolución espacial de 50 metros.

Adicionalmente, el modelo bruto resultante ha sido ajustado a partir de las series de datos de viento diezminutales corregidas a largo plazo disponibles para las estaciones de medida de referencia para en el emplazamiento, mediante la función “*Adjust to masts*” del software Openwind Enterprise. El cálculo de la producción bruta y las pérdidas por estelas ha sido obtenido mediante el software OpenWind Enterprise (versión 01.08.01.2886k), de acuerdo al campo de viento descrito. Las pérdidas por estelas han sido estimadas mediante el modelo Eddy-viscosity / Deep-Array Wake Model (DAWM).

La velocidad del viento promedio en las turbinas es de 7,3 m/s, y la producción media bruta de las turbinas de 22.183 MWh/año. La eficiencia media de los aerogeneradores en el parque, donde se ven afectados por las estelas originadas por las turbinas aledañas, es del 95,1%. El factor de capacidad del parque eólico es del 36,8%. Para el conjunto de todos los aerogeneradores, la producción total bruta del parque es de 354.925 MWh/año. A este valor hay que descontar las pérdidas debidas a estelas, indisponibilidad de aerogeneradores y red, estimadas en un 5%, así como también las debidas a transformación y transporte de electricidad, que se estiman en un 3%. Además, se han considerado unas pérdidas debidas al posible incumplimiento de la curva de potencia del 2,5%.

Con estas hipótesis, la producción neta del parque se estima en 303.080 MWh/año (3.224 horas equivalentes/año), lo que permitirá reducir la emisión de CO<sub>2</sub> procedente de combustibles fósiles en una cuantía del orden de 2.473.133 toneladas durante los 40 años de vida útil considerados para este cálculo<sup>3</sup>. Por

---

<sup>3</sup> La vida útil de la planta que se establece el Proyecto del PE IGLESIAS es de 40 años.

tanto, se espera dejar de emitir unas 61.828 toneladas de CO<sub>2</sub> por año de funcionamiento del parque<sup>4</sup>.

En todo caso, la ubicación del parque eólico responde al objetivo de maximizar la producción energética que ofrece el emplazamiento y minimizar el impacto sobre el terreno, para lo cual, basándose en los cálculos del estudio eólico, se ha diseñado una implantación de los aerogeneradores teniendo en cuenta la modelización del campo de vientos del emplazamiento y respetando los siguientes condicionantes y restricciones:

- La distancia que se ha dejado entre aerogeneradores de una misma alineación ha sido 3 D (donde D es el diámetro del aerogenerador), mientras que para aerogeneradores en distintas alineaciones la distancia que se ha dejado ha sido de 8,5 D.
- Se ha respetado una distancia de 800 metros a núcleos de población.
- Se ha respetado una distancia de 1.5\*(HH+R) a infraestructuras existentes: carreteras, líneas eléctricas, ferrocarril, etc.
- Se ha respetado una distancia de 8 D a los parques eólicos ya existentes.
- Se han respetado las zonas de protección natural: Parques Naturales, ZEC<sup>5</sup>, Zonificación Red Natura, Zona de protección de avifauna, Áreas prioritarias de avifauna, LIC<sup>6</sup>, ZEPA<sup>7</sup>, etc.

En cuanto a la elección del modelo de aerogeneradores, tal y como se ha indicado el parque contará con 16 aerogeneradores Siemens Gamesa —14 SG-170 con 170 metros de diámetro y 135 metros de altura de buje y 2 SG-145 con 145 metros de diámetro y 127,5 metros de altura de buje— del tipo de eje horizontal y rotor tripala de velocidad variable, con todos sus componentes en el interior —distribuidos entre la góndola superior y el interior de la base de la torre, por lo que no precisan de ningún tipo de instalación exterior para su funcionamiento— e interconectados entre ellos mediante la red eléctrica de media tensión y la red de fibra óptica para la transmisión de información.

Las turbinas tienen un sistema de orientación para colocar las palas según la dirección del viento predominante. El rotor de las turbinas cuenta con un sistema de ajuste del ángulo de ataque de las palas (*pitch control*) que permite controlar la potencia de las turbinas. Dicho rotor está compuesto por tres álabes de flujo horizontal con ángulo de ataque variable mediante un sistema de servomotores independiente para cada pala, que están construidas con resinas epoxi multicapa con refuerzo de fibra de vidrio y refuerzos estructurales de fibra de carbono. El ángulo de ataque de las palas se gestiona por el sistema de control de la turbina independiente para cada uno de los generadores lo que permite

---

<sup>4</sup> Se ha utilizado para el cálculo realizado en el presente informe de la CNMC un factor de emisión de 204 gCO<sub>2</sub>eq/kWh, que se corresponde con la estimación para la generación total en España del *mix* eléctrico en 2019.

<sup>5</sup> Zonas Especiales de Conservación.

<sup>6</sup> Lugares de importancia comunitaria.

<sup>7</sup> Zona de Especial Protección para las Aves.

controlar la potencia activa de la turbina, de forma que hasta la velocidad de potencia nominal se sitúan a 0° (máximo ángulo de ataque frente al flujo de viento) para absorber toda la potencia posible del viento y, una vez alcanzada la velocidad de potencia nominal, reducen el ángulo de ataque para que el generador pueda trabajar a potencia constante.

El generador eléctrico es del tipo asíncrono de rotor bobinado con excitación del rotor mediante anillos rozantes y conexión directa del estator al transformador de potencia de la turbina, de forma que pueden trabajar a velocidad variable con excitación positiva del rotor en modo sub-síncrono y generación por el rotor en modo súpersíncrono.

La red interna del parque de media tensión se ha diseñado con una tensión de 30 kV coincidente con la tensión de salida del transformador instalado en el interior de cada turbina por el fabricante de la misma. Esta red se va a sobredimensionar considerando que todos los aerogeneradores son del tipo SG-170, con mayor potencia, con el fin de asegurar que la red funcionará también para la turbina de menor potencia.

Los elementos más significativos del parque eólico estarán supervisados por un sistema de control global, un sistema SCADA<sup>8</sup> con hardware y software apropiado con el que tener acceso a la información de la situación de los elementos y variables del parque y tener capacidad para actuar sobre ellos. Las prestaciones del sistema de control permitirán disponer de una información clara del funcionamiento del parque para su operación y mantenimiento óptimo. Además de visualizar la información del parque, desde el sistema se podrán modificar parámetros del programa que gobierna el funcionamiento de las turbinas y dar órdenes básicas de parada, rearme, etc., así como actuar sobre los principales mecanismos de la subestación, apertura y cierre de interruptores automáticos, seccionadores, etc., siempre con la verificación de los enclavamientos para que las maniobras eléctricas sean seguras.

Por otra parte, cada aerogenerador y la subestación disponen de su propio sistema de control: En los aerogeneradores es un sistema de control autónomo definido por el fabricante, mientras que en la subestación estará compuesto por una serie de Unidades de Control de Posición (UCP) y la Unidad Central de Subestación (UCS), que se encargarán de recoger y gestionar las señales de la subestación y transmitir las al sistema SCADA.

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

##### *Normativa de seguridad*

El Proyecto presentado habrá de estar sujeto a la normativa establecida en la legislación europea, española, autonómica y local, atendiendo a códigos y normas de diseño, ingeniería, materiales, fabricación, construcción, montaje, inspección y realización de pruebas, entre otros: Real Decreto 314/2006, de 17

---

<sup>8</sup> *Supervisory Control And Data Acquisition* (Supervisión, Control y Adquisición de Datos).

de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación, y sus desarrollos posteriores; Real Decreto 2177/2004, de 12 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo en materia de trabajos temporales en altura; Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción; Real Decreto 1110/2007 de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del Sistema Eléctrico; el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión; el Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09; el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23, y diversas Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética, Normas UNE<sup>9</sup>, Normas CEI<sup>10</sup> y ordenanzas municipales.

#### *Diseño de los equipos de generación*

Como se ha visto en el apartado anterior, el ángulo de ataque de las palas se gestiona de forma que una vez alcanzada la velocidad de potencia nominal, dicho ángulo de ataque se reduce para que el generador pueda trabajar a potencia constante. En la punta de las palas existen colectores de rayos destinados a transmitir hasta tierra la energía producida por descargas atmosféricas que se puedan producir en las palas, evitando daños mecánicos o de choque eléctrico. Estos colectores están unidos a través del interior de las palas, del cono, de la góndola y de la torre hasta la puesta a tierra general de la turbina a través del sistema de conexión a tierra embebido en la cimentación.

La electrónica de potencia que alimenta el rotor permite la generación/consumo de energía reactiva a rotor parado y la variación del factor de potencia según la consigna de funcionamiento que sea necesaria para la estabilización en tensión o frecuencia.

En la base de la turbina se encuentran las celdas de protección del transformador y las de conexión a la red de media tensión del parque. Estas celdas permiten la maniobra y protección del transformador y la maniobra de las conexiones de

---

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

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

entrada/salida de las líneas de media tensión. Son celdas de tipo compacto, con tensión nominal de 36 kV y con aislamiento de hexafluoruro de azufre.

Las turbinas se han diseñado de acuerdo con la norma EN 50308<sup>11</sup> de principios de seguridad en la utilización de turbinas eólicas. Dado que el punto de combustión del dieléctrico de los transformadores es superior a 300 °C, únicamente es necesaria la instalación de extintores manuales de incendio de CO<sub>2</sub> con un contenido de agente extintor superior a 2 kg en cada uno de los locales interiores de las turbinas.

#### *Balizamiento, cimentación y accesos al parque*

Todas las turbinas del parque cumplen con los requisitos de señalamiento aeronáutico de la Guía de Señalamiento e Iluminación de Turbinas y Parques Eólicos de la Agencia Estatal de Seguridad Aérea. Las palas y la góndola estarán pintadas en blanco y el fuste de las torres será de hormigón claro, cumpliendo con los requisitos de cromaticidad del “blanco” según se define en el Real Decreto 862/2009 de 14 de mayo sobre normas técnicas de diseño y operación de aeródromos de uso público.

En cuanto al balizamiento, las turbinas estarán equipadas con tres luces de baja intensidad tipo B situadas perimetralmente en la torre a una altura inferior a la cota más baja de las palas en su posición vertical, y una baliza dual de intensidad media A / media B o C en la parte superior de la góndola. Ambos sistemas de iluminación cuentan con un sistema de alimentación de emergencia en caso de corte de la energía eléctrica exterior con una autonomía mínima de tres horas y con un funcionamiento síncrono para todas las turbinas del parque.

Para las cimentaciones de los aerogeneradores del PE IGLESIAS se ha considerado una solución válida para los dos tipos de turbina con los que se configura el parque, consistente en una hoja de cargas para el cálculo de cimentaciones de aerogeneradores, y los datos de un aerogenerador SG6.0-170 HH115, siendo este el más restrictivo de los dos modelos. Finalmente, estas cimentaciones están diseñadas para las turbinas Siemens Gamesa SG6.0-170 HH115, en base a las cargas y la geometría del interfaz entre la torre y la cimentación. Los coeficientes de seguridad utilizados son los indicados por la Germanischer Lloyd GL 2010<sup>12</sup>.

El acceso al parque se contempla desde un solo punto, la vía BU-400 PK 26+500. Se trata de un acceso existente que deberá ser modificado temporalmente para permitir el paso de los transportes especiales de los componentes de las turbinas hasta cada una de las posiciones. Todos los aerogeneradores estarán unidos entre sí mediante caminos existentes o de nueva construcción. El dimensionamiento de los caminos del parque se basa en

---

<sup>11</sup> Norma UNE-EN 50308: Aerogeneradores. Medidas de protección. Requisitos para diseño, operación y mantenimiento.

<sup>12</sup> Germanischer Lloyd Rules and Guidelines. IV Industrial services. 1. Guía para la certificación de aerogeneradores (2010).

la especificación más restrictiva de los dos modelos de turbina proyectados. Son de obligado cumplimiento todas las disposiciones legales o reglamentarias, resoluciones y cuantas otras fuentes normativas contengan regulaciones concretas en materia de carreteras, propias de la obra civil o de carácter general, que se encuentren vigentes y sean de aplicación durante el tiempo en el que subsista la relación contractual promotor-contratista, según las actividades a realizar.

#### *Red de media tensión*

Asimismo, todos los elementos constitutivos de la red eléctrica de media tensión del parque eólico se desarrollarán de acuerdo con lo que señalan los vigentes reglamentos que se refieren a este tipo de instalaciones. Son de obligado cumplimiento todas las disposiciones legales o reglamentarias, resoluciones y cuantas otras fuentes normativas contengan regulaciones en materia de instalaciones eléctricas, propias de la Industria Eléctrica o de carácter general. La evacuación de la energía producida por los aerogeneradores tendrá lugar a través de seis líneas eléctricas de media tensión (30 kV) enterradas en zanjas y que evacuarán la potencia hasta la subestación de transformación (SET) 30/220 kV, desde la cual se evacuará la energía a través de una línea aérea de alta tensión de 20 kilómetros, al final de la cual se proyecta una instalación de medida del punto frontera (IMF) que estará situada a menos de 500 metros de la subestación de REE de Villalbilla 220 kV. Entre la instalación de medida (IMF) y la subestación de REE se proyecta un tramo de línea enterrada de 220 kV de 460 metros de longitud que conectará con el punto frontera en la subestación de REE.

La red de media tensión se va a sobredimensionar considerando que todos los aerogeneradores sean del tipo SG-170, el de mayor potencia, de forma que se asegura que la red funcionará también para la turbina de menor potencia. La instalación de los circuitos de media tensión será directamente enterrada, con tres circuitos como máximo en cada zanja. Cada línea de media tensión se ha diseñado para conectar las turbinas con el fin de agruparlas en el menor número de circuitos posible, por lo que se han diseñado seis circuitos de media tensión, conectando en cada circuito un máximo de tres turbinas. La apartamentación seleccionada se considerará adecuada cuando sea capaz de soportar el cortocircuito para una duración de falta de al menos un segundo.

#### *Puesta a tierra del parque*

El sistema de puesta a tierra debe asegurar que la resistencia máxima de la puesta y la tensión de paso y contacto, en todos los puntos de la subestación sean conformes a lo indicado en el ITC-RAT 13<sup>13</sup>. La puesta a tierra se establece principalmente con objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas de una instalación, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados. El sistema de puesta a tierra tiene las funciones de proteger al personal y a los equipos contra potenciales peligros,

---

<sup>13</sup> ITC-RAT 13. Instalaciones de puesta a tierra.

proporcionar un camino a tierra para las intensidades generadas en descargas atmosféricas, estáticas o defectos de aislamiento eléctrico, proporcionar una referencia de potencial con respecto a tierra y facilitar a los elementos de protección el despeje de faltas a tierra.

Se conectarán a tierra todas las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente, pero que puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones. Se dispondrá de una malla de tierra que se realizará con cable desnudo y que enlazará los sistemas de puesta a tierra de los Centros de Transformación de cada aerogenerador, la subestación de transformación (SET) y la instalación de medida en el punto frontera (IMF)<sup>14</sup>. El cable de tierra irá enterrado acompañando a los cables de potencia. Habrá un único conductor de tierra en la zanja de manera que cuando confluyan dos, se proceda a su unión mediante soldadura aluminotérmica.

El criterio general para la puesta a tierra de las pantallas en la red de media tensión es el siguiente:

- En tramos inferiores a 3.500 metros de cable se utilizará una conexión con autoválvulas, conectando el extremo más cercano a la subestación directamente a tierra y conectando las pantallas de los cables a tierra a través de autoválvulas en los extremos remotos.
- En tramos superiores a 3.500 metros de cable se utilizará la transposición de pantallas, para lo cual se dividirá el tramo en secciones menores, múltiplos de tres, de no más de 3.500 metros cada sección. En cada empalme se pondrán a tierra y cruzarán las pantallas de los cables entre las distintas fases.

#### *Sistema de control y adquisición de datos (SCADA)*

Para el control del estado de funcionamiento de las turbinas el fabricante de las mismas suministrará un sistema SCADA de control que permita el correcto funcionamiento del parque en condiciones de seguridad, tanto de las máquinas como de las distintas redes eléctricas interconectadas (incluida la red eléctrica exterior). Este sistema de control recibirá información de todas las turbinas y de la subestación del parque. Para estas comunicaciones se ha previsto la instalación de una red de fibra óptica en anillo que interconecte todas las turbinas, la subestación y la torre meteorológica del parque. Esta fibra óptica se instalará en las mismas zanjas que las redes enterradas de media tensión y se conseguirá la configuración redundante en anillo utilizando dos juegos de fibra dentro del mismo cable.

Para el control de las turbinas el parque contará con una torre meteorológica que aportará en tiempo real datos de velocidad de viento (horizontal y vertical), presión atmosférica, temperatura y humedad relativa del aire al sistema SCADA, el cual generará consignas independientes de funcionamiento para cada una de las turbinas. Como sistema de seguridad redundante, cada turbina cuenta con similares elementos de medida emplazados en la parte superior de ella, con el

---

<sup>14</sup> Denominada Subestación de Medida (SSM) en el proyecto original y modificada por esta denominación en respuesta al requerimiento de fecha 16 de noviembre de 2020 a REE.

fin de realizar un control de emergencia de la turbina en caso de fallo del sistema de control general del parque.

Este sistema SCADA permitirá tanto modificar parámetros del programa que gobierna el funcionamiento de las turbinas y dar órdenes básicas de parada, rearme, etc., como actuar sobre los principales mecanismos de la subestación (apertura y cierre de interruptores automáticos, seccionadores, etc.), verificando a su vez los enclavamientos para que las maniobras eléctricas sean seguras.

#### *Subestación: diseño y construcción*

En cuanto a la subestación transformadora (SET) 30/220 kV de que dispondrá el PE IGLESIAS para elevar la tensión de los circuitos de media tensión hasta los 220 kV de la línea de evacuación, que conectará con la subestación de REE, será de categoría especial según el artículo 3 del capítulo I del Reglamento de Alta Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias, y contará con un transformador de 125 MVA para el cambio de tensión de 30 a 220 kV. Recibirá la energía de los 16 aerogeneradores a través de la red de media tensión y ofrecerá una salida en 220 kV a la línea de evacuación. Será de tipo intemperie y todos los elementos se ubicarán en un recinto vallado en el que se situará, además de la aparamenta de la subestación, un edificio cerrado que albergará las celdas de media tensión (MT), otro edificio con los equipos de control, protección, comunicación, servicios auxiliares en baja tensión, etc., necesarios para el correcto funcionamiento de la subestación, y un edificio de explotación del parque eólico.

En todos los aspectos, el diseño detallado y la construcción de la subestación se atenderán a lo exigido en las instrucciones técnicas complementarias del reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación. La entrada a la subestación se realizará mediante bancos de tubos enterrados que contendrán los circuitos de media tensión que confluyen en la subestación. Estos bancos de tubos acometerán a la subestación a través de celdas de línea que contendrán los equipos de protección adecuados y que contarán con interruptores automáticos con aislamiento en hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>). Las celdas han sido diseñadas para su instalación en interior y contarán adicionalmente con una celda de salida destinada a alimentar un transformador de servicios auxiliares de la subestación. La salida de las celdas de los circuitos se conectará en un embarrado simple cuya salida contará con los elementos adecuados para la correcta protección del transformador de potencia. La subestación dispondrá de un interruptor automático, de exterior, motorizado y de funcionamiento tripolar, que será el encargado de interrumpir el flujo de corriente hacia el transformador de potencia e interrumpir la corriente de cortocircuito en caso de falta en el sistema.

#### *Subestación: puesta a tierra e iluminación*

En el sistema de puesta a tierra de la subestación se conectarán a tierra todas las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente, pero que puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas

atmosféricas o sobretensiones. En particular, se conectarán a tierra, al menos, los siguientes elementos: Chasis y bastidores de aparatos de maniobra, envolventes de los armarios metálicos, puertas metálicas de los locales, vallas y cercas metálicas, estructuras y armaduras metálicas del edificio, blindajes metálicos de los cables, tuberías, conductos metálicos y tapas metálicas de canales de cables, neutro del transformador de potencia, servicios auxiliares, transformador zig-zag y resistencia de puesta a tierra. El sistema de puesta a tierra debe asegurar que la resistencia máxima de la puesta y la tensión de paso y contacto en todos los puntos de la subestación están conforme a lo indicado en la ITC-RAT 13. Una vez terminada la instalación se deben medir las tensiones de paso y contacto, así como la resistencia máxima de la red, para verificar que se cumple con los requerimientos de la normativa.

Los criterios seguidos sobre niveles de iluminación interior de la subestación cumplirán las especificaciones lumínicas en lugares de trabajo según el Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo y la norma UNE 12464<sup>15</sup>. Se han considerado salas de control, oficinas y zonas sanitarias, por lo que la intensidad lumínica varía entre 200 lx y 500 lx en función del tipo de sala. Para todas ellas, la uniformidad es de 0,80. Para la iluminación exterior de la subestación se utilizarán luminarias tipo LED, que irán sujetas a los muros de la subestación, y estarán distribuidas en función de la zona a iluminar. En la subestación se ha tenido en cuenta como zona peatonal el perímetro de la misma y el camino central. Se han considerado como Áreas de tránsito-Vías peatonales, que requieren una intensidad lumínica de 5 lx y una uniformidad de 0,25. Estas zonas serán iluminadas con farolas perimetrales de 85 W. El sistema de alumbrado exterior normal tendrá mando manual o célula fotoeléctrica. En las zonas de maniobra o mantenimiento intensivo se instalará un nivel lumínico de 200 lux, con arranque manual, constituido por focos proyectores led de 292 W de potencia, distribuidos de forma que se iluminen las zonas de estudio y controlados de forma manual. Los proyectores se instalarán en los soportes metálicos de las farolas.

#### *Subestación: protección contra incendios y descargas eléctricas*

Respecto al sistema contra incendios, se deberá aplicar la normativa vigente de prevención del riesgo de incendios y en particular se aplicarán las prescripciones que contiene la ITC-RAT 15 'Instalaciones eléctricas de exterior', se deberán de usar materiales que prevengan y eviten la aparición de fuego y de su propagación a otros puntos de la subestación o al exterior del parque intemperie. Para ello se usarán medidas activas y pasivas para la prevención del fuego y de los efectos del mismo. Los transformadores y demás aparatos cuenta con dispositivos de protección que los desconectan de la red ante situaciones en las que se pueda tener peligro de incendio, tales como cortocircuitos, sobrecargas, etc. En el área de transformación se instalarán extintores portátiles en carretones de CO<sub>2</sub> y polvo ABC.

---

<sup>15</sup> Norma UNE 12464: Iluminación. Iluminación de los lugares de trabajo.

En el edificio de la subestación serán de aplicación las prescripciones recogidas en la ITC-RAT 14 'Instalaciones eléctricas de interior' para la prevención de incendios, según la cual no es necesario instalar un equipo de extinción automático, pero sí será necesaria la instalación de un sistema de detección de incendios para todas las salas de las que se compone el edificio de la subestación, compuesto por una centralita de incendios instalada en la sala de control del edificio (maestra para el mando y la señalización del sistema), un armario para la interconexión del sistema de protección contra incendios y el resto de sistemas (tales como los sistemas anti-intrusos), una alarma acústica de tipo manual/automática y detectores ópticos de humos que, según la Norma Tecnológica de la Edificación (NTE) 'Instalación de Protección Contra Incendio', será como mínimo de un detector cada 20 m<sup>2</sup> en detección por temperatura (detector termovelocimétrico) y cada 70 m<sup>2</sup> en detección por humos. Además se colocarán extintores manuales de Anhídrido Carbónico para equipos eléctricos en lugares que sean fácilmente visibles y accesibles. Estarán situados próximos a los puntos donde se estime mayor probabilidad de iniciarse el incendio, a ser posible próximos a las salidas de evacuación, y preferentemente sobre soportes fijados a paramentos verticales de modo que la parte superior del extintor quede, como máximo, a 1,70 metros sobre el suelo. Como medidas de protección pasiva se deberán de aplicar las Medidas Básicas de protección Pasiva contraincendios, aplicadas para los cables, bandejas eléctricas y las estructuras metálicas con capacidad portante, mediante la aplicación de recubrimientos de protección contra incendios.

La protección frente a la caída de un rayo en la subestación se llevará a cabo mediante la instalación de puntas captadoras metálicas o puntas Franklin, indicadas para la protección externa contra el rayo. Para la selección de las mismas se ha seguido la norma UNE-62305:2001 'Protección contra el rayo', usando el método del ángulo de protección.

#### *Línea de alta tensión: trazado, protecciones, avifauna y puesta tierra*

Desde la subestación de transformación se evacuará la energía a través de una línea aérea de alta tensión de 20 kilómetros y 58 apoyos con origen en la SET 220/30 kV del PE IGLESIAS y final en la instalación de medida del punto frontera de 220 kV del parque eólico. En su diseño se han tenido en cuenta los requisitos de seguridad, duración, robustez, mantenimiento y respeto al medio ambiente y al paisaje. Las normas aplicables a los cruzamientos de la línea son las especificadas en el apartado 5 de la ITC-LAT-07 'Líneas aéreas con conductores desnudos' establecidas en el Real Decreto 223/2008. La puesta a tierra de los apoyos se realizará teniendo en cuenta lo especificado en el apartado 7 de la ITC-LAT 07. Todos los apoyos irán provistos de una placa de señalización en la que estará indicado el número del apoyo, el orden de las fases, la tensión de la línea, el símbolo del peligro eléctrico GT-21 y el logotipo del fabricante de los mismos, siendo esto último opcional, según lo recogido en el apartado 2.4.7 de la mencionada ITC-LAT.

Para la protección contra sobrecargas, sobretensiones, cortocircuitos y puesta a tierra se dispondrá en las Subestaciones Transformadoras de los elementos de

protección necesarios para las exigencias que presenta el conjunto de la instalación de la línea eléctrica.

Para el diseño del tendido eléctrico de la línea se han aplicado las características constructivas y las medidas anticolidión y anti-electrocución para las aves en los apoyos y cables eléctricos, recogidas en el Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión. Con carácter general, no se instalarán aisladores rígidos, no se instalarán puentes flojos ni autoválvulas ni seccionadores en posición dominante por encima de travesaños o cabeceras de los apoyos.

En cumplimiento del artículo 7 del mencionado Real Decreto, el tendido eléctrico contará con salvapájaros o señalizadores visuales instalados en los conductores de tierra y OPGW. Serán de materiales opacos y estarán dispuestos alternadamente cada 20 metros en los conductores de tierra. La distancia máxima entre señales contiguas en un mismo conductor deberá de ser de 20 metros. Los dispositivos consistirán en espirales, cuyas dimensiones mínimas serán de un metro de longitud x 30 centímetros de diámetro, pudiéndose utilizar otro tipo de señalizadores siempre que eviten eficazmente la colisión de aves.

Para evitar la electrocución de la avifauna, los apoyos de alineación de la línea eléctrica se proyectarán con cadenas de aisladores suspendidos o de amarre, pero nunca serán rígidos, la distancia mínima entre los conductores desnudos de distinta fase será igual o superior a 1,5 metros, el armado de los diferentes tipos de apoyo empleados en la línea eléctrica (suspensión, amarre, ángulo) tendrán una distancia de 600 mm en apoyos de suspensión desde el punto de posada y el conductor en tensión, y en apoyos de amarre esta distancia será de 1.000 mm. El cable central deberá de estar aislado un metro a cada lado del punto de enganche.

El sistema de puesta a tierra se ha diseñado para cumplir con los siguientes requisitos, siguiendo con lo establecido en el apartado 7.2 de la ITC-LAT-07: Resistencia a los esfuerzos mecánicos y a la corrosión, resistencia térmica, garantizar la seguridad de las personas reduciendo las tensiones de paso y contacto durante una falta a tierra y proteger de daños a elementos y equipos y garantizar la fiabilidad de la línea.

#### *Instalación de medida: diseño y construcción*

En cuanto a la instalación de medida en el punto frontera (IMF) del PE IGLESIAS, que se encargará de realizar la medida de la potencia evacuada por el parque a la red exterior, tiene que estar a menos de 500 metros de la subestación de REE de Villalbilla donde está la posición dedicada para la conexión del parque a la red exterior. Para ello contará con transformadores de intensidad y de tensión, y los equipos de medida y de comunicaciones necesarios. Será una instalación de tipo intemperie, con todos los elementos ubicados en un recinto vallado —de una altura mínima de 2,2 metros medida desde el exterior, provista de señales de advertencia de peligro en cada una de sus orientaciones cada 10 metros y un sistema anti-escalada eficaz— en el que se situará, además de la aparamenta,

un edificio cerrado que albergará los armarios con los equipos de medida, comunicación, servicios auxiliares en baja tensión etc. necesarios para el correcto funcionamiento de la instalación. El diseño detallado y la construcción de la instalación se sujetará a lo exigido en las instrucciones técnicas complementarias del reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

La subestación de medida se ubicará en un recinto cerrado mediante verja metálica de una altura de dos metros sobre murete de 50 cm. Estará conformada por perfiles tubulares #50.3 de acero galvanizado y malla de simple torsión 40/14 anclada a los muretes que descansarán sobre zapatas corridas de 40x40 cm.

*Instalación de medida: puesta a tierra, iluminación, protección contra incendios y descargas eléctricas*

Esta instalación contará con un sistema de puesta a tierra donde se conectarán a tierra todas las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente, pero que puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones. El sistema de puesta a tierra debe asegurar que la resistencia máxima de la puesta y la tensión de paso y contacto, en todos los puntos de la instalación, está conforme a lo indicado en el ITC-RAT 13. El sistema de tierras superiores contempla los elementos encargados de recibir y conducir a tierra los impactos atmosféricos de tipo rayo y consistirá en la instalación de un pararrayos atmosférico de puntas Franklin (activas) en un punto alto de la instalación, bien sea en los pórticos de salida de la línea de evacuación o bien en estructuras diseñadas específicamente para tal fin, a una altura suficiente para que toda la aparamenta del parque y el edificio de la instalación queden dentro del paraguas de protección del pararrayos.

El sistema de tierras inferiores consistirá en una malla de conductores desnudos de cobre, con la sección necesaria según los cálculos de tensión de paso y contacto exigidos en la ITC, formando retículas lo más uniformes posibles, con uniones mediante soldaduras aluminotérmicas. La malla se extenderá bajo la totalidad de la superficie de la instalación para evitar tensiones transferidas y tensiones de contacto peligrosas en el interior y exterior del recinto y constituirá una superficie equipotencial que contará con una línea de tierra a un metro de la valla en el interior y otra sobresaliendo un metro en el exterior, alrededor del vallado perimetral de la instalación.

La instalación deberá de contar, antes de la puesta en servicio, del material de seguridad y equipamiento auxiliar necesario: Tres juegos de tierras portátiles, dos tambores de cinta de señalización, dos pértigas de aislantes de maniobra, dos pares de guantes para Alta Tensión (AT) clase 3 y Baja Tensión (BT) clase 0, verificador de ausencia de tensión válido para el rango de tensión 220 kV, una alfombra aislante BT 600x600 mm, una banqueta aislante, un armario de seguridad con dos puertas y capacidad suficiente y material para la operación y mantenimiento correcto de las instalaciones (dos cascos de seguridad con visera blanca, equipo de seguridad y zona de trabajo). Aparte, todos los equipos eléctricos estarán señalizados con etiquetas de riesgo eléctrico en cabinas, armarios eléctricos, en las puertas y en el vallado.

El alumbrado interior de la instalación seguirá los criterios sobre niveles de iluminación según las especificaciones lumínicas en lugares de trabajo según Real Decreto 486/97 y la norma UNE 12464. Se ha considerado el edificio de la subestación (IMF) como sala de control para instalaciones de tecnología de edificios, requiriendo una intensidad lumínica de 200 lx y una uniformidad de 0,40. Para la iluminación exterior de uso normal de la subestación se utilizarán luminarias tipo LED, que irán sujetas a postes en los límites de la subestación y al edificio, que estarán distribuidas en función de la zona a iluminar, bajo los criterios de la normativa citada. La subestación se ha considerado como 'áreas de tránsito al aire libre' que requieren una intensidad lumínica de 50 lx y una uniformidad de 0,40. Estas zonas serán iluminadas con farolas perimetrales de 85 W.

El sistema de alumbrado exterior normal tendrá mando manual o célula fotoeléctrica. En las zonas de maniobra o mantenimiento intensivo (alumbrado exterior de uso intensivo) se instalará un nivel lumínico de 200 lux con arranque manual, constituido por focos proyectores led de 292 W de potencia distribuidos de forma que se iluminen las zonas de estudio y controlados de forma manual. Los proyectores se instalarán en la estructura del pórtico.

La instalación contará con un sistema contra incendios y de protección frente a la caída de un rayo de características similares a los descritos para la SET propia del PE IGLESIAS.

#### *Línea subterránea*

Entre la instalación de medida (IMF) y la subestación de REE SET Villalbilla 220 kV se proyecta un tramo de línea enterrada de 220 kV de 460 metros de longitud que conectará con el punto frontera en dicha subestación de REE. Los conductores de la línea enterrada de alta tensión de 220 kV irán instalados directamente enterrados, alojados a una profundidad de 1,20 metros, en una zanja de 1,50 metros de profundidad, y 0,90 metros de anchura. Los cables irán dispuestos al tresbolillo, un conductor por fase. Las normas aplicables a los cruzamientos de la línea aparecen en el apartado 5 de la ITC-LAT-06 'Líneas subterráneas con cables aislados' establecidas en el Real Decreto 223/2008. Se trata de una línea eléctrica es de uso exclusivo para el PE IGLESIAS. En su diseño se han tenido en cuenta los requisitos de seguridad, duración, robustez, mantenimiento y respeto al medio ambiente y al paisaje.

Finalmente, con objeto de dar cumplimiento a lo establecido por el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción, el promotor ha adjuntado el "Estudio de Seguridad y Salud" redactado con objeto de servir de base para que el contratista elabore el correspondiente Plan de Seguridad y Salud en el trabajo, en el que se analizará, estudiará, desarrollará y complementarán las previsiones contenidas en este documento, en función de su propio sistema de ejecución de la obra.

### 4.1.3 Incidencia en la operación del sistema

Con fecha 24 de julio de 2019 REE, en su calidad de Operador del Sistema y Gestor de la red de transporte, emitió escrito de contestación a la solicitud de acceso coordinado a la red de transporte en la actual subestación Villalbilla 220 kV, en la provincia de Burgos, como consecuencia de la propuesta de incorporación de una nueva instalación de generación renovable por un contingente total de 94 MWins/MWnom, en concreto el PE IGLESIAS, solicitud realizada por BOREAS WIND en su calidad de Interlocutor Único del Nudo (IUN<sup>16</sup>) para la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión a la red de transporte, que propone que el acceso de la generación prevista a dicha red se lleve a cabo en el actual nudo de la red de transporte Villalbilla 220 kV, a través de una nueva posición de la red de transporte que, aun no planificada de forma expresa en la planificación vigente, es considerada como instalación planificada en dicha subestación según la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Se trata de una nueva posición de línea que permitiría la conexión de la línea de evacuación Villalbilla–ST Renovables Iglesias 220 kV, línea que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte que compartirán las instalaciones de generación bajo la interlocución de BOREAS WIND (instalaciones ambas que constituyen la instalación de enlace con una configuración Tipo A según P.O.12.2<sup>17</sup>).

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 P.O.12.1<sup>18</sup>, que permiten valorar las capacidades de producción y conexión<sup>19</sup> cumpliendo los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema incluidos en dicho P.O. Los estudios se han realizado según el escenario energético y de desarrollo de red

---

<sup>16</sup> 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.

<sup>17</sup> Procedimiento de Operación 12.2. 'Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio', aprobado mediante Resolución del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de fecha 11 de febrero de 2005 (publicado en el BOE de 1 de marzo de 2005).

<sup>18</sup> Procedimiento de Operación 12.1. 'Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte', aprobado mediante Resolución del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de fecha 11 de febrero de 2005 (publicado en el BOE de 1 de marzo de 2005).

<sup>19</sup> Capacidad de conexión (MWins) en función de la producción simultánea máxima (MWprod) compatible con la seguridad del sistema y resultante de los distintos estudios de REE (flujo de cargas, cortocircuito, estabilidad):  $MW_{insEÓLICA} \leq 1,25 * MW_{prod}$

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

[MWins: Potencia instalada de generación según RD 413/2014, excepto Potencia nominal (MWnom) para generación fotovoltaica]

de medio plazo establecido en la planificación vigente<sup>20</sup> a la fecha de emisión del escrito de REE, denominado horizonte 2020 (H2020). Con estas consideraciones, los estudios técnicos concluyeron que la evacuación del contingente de generación solicitado (94 MW) para el actual nudo de Villalbilla 220 kV resultaría técnicamente viable<sup>21</sup>, considerando la limitación normativa aplicable en el procedimiento de acceso, impuesta por el límite de potencia de cortocircuito (Scc) para la generación no gestionable (353 MWprod), según establece el RD 413/2014. Teniendo en cuenta la generación existente y prevista con aceptabilidad de acceso con conexión en la red de distribución subyacente de Iberdrola Distribución (IBD), se alcanzaría la capacidad máxima admisible en la SE Villalbilla 220 kV, no existiendo margen disponible para nueva generación no gestionable adicional, considerando el criterio de simultaneidad entre generación eólica y no eólica

Adicionalmente, 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 por cuanto constituye una limitación técnica fundamental de aplicación a todas las instalaciones de generación en la operación en tiempo real.

Por tanto, REE considera que el elevado contingente de generación con expectativas de acceso y conexión en los nudos de la red de transporte ubicados en la Comunidad de Castilla y León y en las Comunidades adyacentes configura escenarios futuros con muy elevada incertidumbre que podrían suponer restricciones de producción que podrán ser relevantes a determinar en función de las condiciones de operación.

Estas consideraciones contemplan, en todo caso, 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 detalle. En particular, al ser las instalaciones de generación instalaciones conectadas a la red de 220 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

---

<sup>20</sup> El horizonte 2020 es el reflejado en la "Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de transporte de energía Eléctrica 2015-2020", elaborado por el MINETUR, aprobado en Acuerdo del Consejo de Ministros publicado en Orden IET/2209/2015 (BOE 23/10/2015).

<sup>21</sup> Con la red de transporte existente en la fecha de realización del informe de REE y en escenarios previos a la realización de las actuaciones incluidas en la Planificación (H2020), las posibilidades de evacuación zonal y nodal son menores que las consideradas, pudiendo darse en la operación en tiempo real restricciones significativas de producción para preservar en todo momento la seguridad del sistema.

parque, 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.

En todo caso, deberán tenerse en cuenta los condicionantes que se indican a continuación para el potencial uso compartido por los productores que utilicen el actual nudo de Villalbilla 220 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.
- 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 el contingente de generación incluido en la solicitud (según lo establecido en el artículo 53 de la Ley 24/2013), ya que solo dispondría de permiso de acceso, por lo que aun estaría supeditado 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 previstas e instalaciones de evacuación asociadas con conexión a la red de transporte se deberán observar los requerimientos normativos vigentes y,

en particular, lo establecido en el P.O.12.2<sup>22</sup>, por lo que se requiere la coordinación entre REE y el IUN del nudo de Villalbilla 220 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 coordinada a la Red de Transporte en la subestación Villalbilla 220 kV para un conjunto de instalaciones entre las que se encuentra el PE IGLESIAS, 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). Este escrito 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 las instalaciones de generación incluidas en el mismo, según lo establecido en el Artículo 53 de la Ley 24/2013. Se trata de una nueva conexión a una posición no planificada de forma expresa en la planificación vigente, considerada posición planificada según la mencionada disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 15/2018, motivada por la conexión a la red de transporte de las instalaciones indicadas en el escrito consideradas bajo la interlocución de BOREAS WIND que evacuarán en el mencionado nudo, por un contingente total de 94 MWins/MWnom.

En el IVCTC se ponen de manifiesto los condicionantes existentes, los aspectos pendientes de cumplimentación y la información requerida. Entre las condiciones a cumplimentar previamente a la aprobación de puesta en tensión y en servicio para las nuevas instalaciones de generación incluidas en el escrito, REE recuerda las más significativas:

- Firma del CTA según lo establecido en el Real Decreto 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 Real Decreto 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 de acuerdo a 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 PO 8.2<sup>23</sup>.

---

<sup>22</sup> En particular, en su apartado 7 se hace referencia a la ‘Puesta en servicio de nuevas instalaciones conectadas a la red de transporte’.

<sup>23</sup> 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, de acuerdo al PO 9<sup>24</sup>.

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.

Según el ICCTC procede otorgar permiso de conexión para las instalaciones consideradas —entre las que se encuentra el PE IGLESIAS—, siempre que se ajusten a los requisitos que se afirman cumplir, con las consideraciones indicadas en el mismo, entre otras:

- 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.
- Que han sido identificadas posibles afecciones con líneas de transporte existentes, por lo que el cumplimiento de las distancias mínimas reglamentarias entre las instalaciones previstas de generación y evacuación y la red de transporte deberá comprobarse en detalle durante la tramitación y ejecución de los proyectos correspondientes.

Mediante escrito de 2 de diciembre de 2020, REE actualiza la contestación de acceso coordinado a la red de transporte en la subestación Villalbilla 220 kV como consecuencia de la modificación de la instalación de enlace y de la topología de conexión de la instalación de generación renovable, de forma que se modifica la solución de conexión y se cambia por una nueva posición la red de transporte frente a la prevista inicialmente en la posición existente (2ª posición para evacuación de generación renovable, adicional a la posición existente). En definitiva, se modifica la solución de conexión prevista a la red de transporte (anteriormente Línea 220 kV Villalbilla 220 kV-ST Renovables Iglesias) que pasa a ser la Línea 220 kV Villalbilla–ST ICE Maniobras (Tipo A según P.O.12.2) además de que otro parque eólico obtiene permiso de acceso en la misma posición que el PE IGLESIAS. Se actualiza el permiso de acceso y conexión otorgado para el PE IGLESIAS, manteniéndose la vigencia, las limitaciones y condicionantes establecidas en las comunicaciones previas.

REE informa que, con la normativa entonces vigente, la limitación aplicable en procedimiento de acceso en cuanto a la limitación para el otorgamiento o denegación de permiso de acceso (o aceptabilidad) es la relativa al criterio de potencia de cortocircuito establecido en el Anexo XV del RD 413/2014 para la generación no gestionable. Los estudios técnicos que se realizan en el ámbito nodal, de aplicación a la generación con conexión a la red de transporte y la red

---

<sup>24</sup> 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).

de distribución subyacente, permiten determinar la capacidad máxima admisible (353 MWprod) en Villalbilla 220 kV y la viabilidad de la solicitud.

Asimismo, REE recuerda los requisitos reglamentarios de realizar la solicitud de conexión en un plazo de seis meses a partir de las comunicaciones realizadas, así como de acreditar ante REE el avance en los hitos administrativos según se establece en el 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. En caso contrario, REE informa que quedará automáticamente anulado el permiso de acceso de las instalaciones otorgado en el escrito.

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

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

El EsIA presentado por el promotor, fechado en abril de 2020<sup>25</sup>, evalúa los efectos potenciales en el medio ambiente que se derivarían de la construcción y explotación del PE IGLESIAS, además de recoger una serie de medidas preventivas, correctoras y compensatorias destinadas a evitar o minimizar los impactos ambientales. El ámbito de estudio se encuentra situado a 25 kilómetros al oeste de la ciudad de Burgos, en la provincia de Burgos, en los términos municipales de Iglesias, Tamarón, Hontanas, Los Balbases, Estepar, Rabé de Las Calzadas, Tardajos, San Mamés de Burgos y Villalbilla, y en los parajes

---

<sup>25</sup> Además de un anexo fechado en abril 2021 en respuesta a la DGPEM, como órgano sustantivo tras la solicitud realizada por la Subdirección General de Evaluación Ambiental en relación al proyecto para el cual este órgano ambiental considera que es necesaria información adicional.

denominados Roturo Nuevo, El Velloso, El Balbasejo, Los Casares, El Cueto, El Pozuelo, Carretamarón, Carrera de Los Campos, La Azucarera, El Monte de la Dehesa, Los Buruelos y Los Pilonos. La localización propuesta para el parque eólico afectaría a los términos municipales de Iglesias, Tamarón, Hontanas y Los Balbases.

Los apoyos de la línea aérea de alta tensión (LAAT) 220 kV necesarios para la evacuación de la energía eléctrica generada por el PE IGLESIAS afectarían a los términos municipales de Iglesias, Estépar, Rabé de Las Calzadas, Tardajos, San Mamés de Burgos y Villalbilla:

El promotor ha realizado un estudio de alternativas de emplazamiento para el parque eólico en toda la comunidad castellano-leonesa, buscando una situación factible para el mismo, llevando a cabo trabajos de análisis del entorno para la correcta elección del emplazamiento de cada infraestructura, muy especialmente con el análisis de presencia de elementos faunísticos que pudieran verse afectados por la presencia del parque eólico, en el marco de un estudio anual que se inició en marzo de 2019 y que ha finalizado en marzo de 2020. En la selección de alternativas se han tenido en cuenta criterios técnicos y económicos (recursos eólicos, accesos existentes, núcleos de población, etc.), ambientales (calidad del aire, hidrología, fauna, vegetación, hábitats de interés comunitario, espacios protegidos, patrimonio cultural, etc.), servidumbres (carreteras, Dominio Público Hidráulico, etc.) y propietarios.

La primera de las alternativas evaluada fue una poligonal eólica que englobaba 44 aerogeneradores. En octubre de 2019 y tras las observaciones y contactos obtenidos durante el trabajo de campo se propuso la eliminación de las posiciones ubicadas más al este, reduciendo así el parque eólico a 16 aerogeneradores, ante la imposibilidad de implementar el parque en toda la superficie de la poligonal anterior. Tras el avance del estudio faunístico, se continuó con la definición de la alternativa más viable, procediéndose a eliminar las cinco posiciones de aerogeneradores situadas más al oeste, con el objeto de eliminar riesgos sobre algunas especies observadas durante los trabajos de campo y, por tanto, reduciendo así el área de implantación a las áreas en las que, considerando el radio de acción de cada especie, no se esperan movimientos permanentes de estas especies.

Paralelamente el promotor estudió las posibilidades de conexión desde la subestación 30/220 kV del parque con la subestación de Villalbilla 220 kV, propiedad de REE, mediante una línea aérea de 220 kV. Para todas las alternativas barajadas, los últimos 500 metros se corresponderían con un tramo subterráneo que iría desde la subestación de medida (IMF) del PE IGLESIAS hasta la SET Villalbilla 220 kV. Desde el punto de vista ambiental e intentando respetar al máximo las figuras de protección y otros elementos presentes en el entorno, con la finalidad de establecer la mejor traza de evacuación posible, se ha elegido una alternativa de línea eléctrica de evacuación formada por un tramo en aéreo con una longitud de 19.808 metros que toma dirección sureste desde su salida de la subestación colectora hasta que a la altura del punto kilométrico 6 de la carretera BU-V-4042 toma paralelismo a unos 145 metros de distancia y

al norte de esta, con una línea eléctrica existente de 220 kV (de La Mudarra a Villalbilla) hasta la llegada a la subestación de Villalbilla 220 kV.

Considerando que todas las alternativas producirán efectos negativos sobre el medioambiente, el punto de inflexión para seleccionar la mejor alternativa se hace en base a otros criterios como son la proximidad a núcleos habitados, paralelismos y cruces con otras instalaciones de similar magnitud y su longitud total, con el objeto de seleccionar la opción que menores efectos sobre el paisaje y sobre las poblaciones produzca. Entre las alternativas barajadas, todas ellas son de similar longitud y cuentan con un gran paralelismo con líneas eléctricas existentes, pero la opción elegida se aleja más de núcleos habitados y se proyecta más próxima a una de las líneas existentes, evitando además cruces con otras líneas, lo cual la hace, desde el punto de vista del paisaje y de la afección a la ciudadanía, la más favorable.

El inventario ambiental presentado en el EsIA se incluye como Anexo I a este informe.

El EsIA identifica y evalúa los impactos ambientales más significativos que puedan derivarse de las actuaciones que componen el proyecto en cada fase del mismo, y determina que las acciones más agresivas serán la eliminación permanente y temporal de la cubierta vegetal, los movimientos de tierras y la creación de plataformas y cimentaciones durante la fase de construcción, mientras que serán varios los factores del medio previsiblemente más afectados durante esta fase, como la fauna por la alteración o destrucción de sus hábitats, el suelo por erosión y pérdida de suelo fértil o el paisaje por alteración en la calidad del mismo.

Durante la vida útil del parque eólico, la fauna será el factor con mayor probabilidad de impacto por la alteración de sus hábitats, posibles muertes derivadas de la presencia de las infraestructuras del proyecto, así como por el posible efecto barrera, junto con el paisaje por impacto visual. Sin embargo, también indica que se producirán los impactos positivos sobre el desarrollo económico, tanto durante la fase de construcción como de explotación, y sobre el medio ambiente global.

Concluye que no se ha obtenido ningún impacto de naturaleza crítica o severa, por lo que el impacto del PE IGLESIAS y sus instalaciones asociadas se considera compatible con el medio, siempre y cuando se establezcan y se ejecuten las medidas preventivas, correctoras y compensatorias que se establecen en el propio EsIA, así como se lleve a cabo la aplicación del Programa de Vigilancia Ambiental (PVA) para garantizar el cumplimiento de las medidas mitigadoras de impactos propuestas y controlar aquellos puntos indicados en la DIA que en su caso se obtenga y el Plan de Integración Ambiental y Paisajística que establece las pautas que regirán la restauración e integración ambiental y paisajística de las superficies alteradas por las obras de ejecución del PE IGLESIAS.

### 4.3 Circunstancias del emplazamiento de la instalación

El PE IGLESIAS se ubicará en la provincia de Burgos, en concreto a 25 kilómetros dirección oeste-sudoeste de la ciudad de Burgos, en la Comunidad Autónoma de Castilla y León. La localización propuesta para el parque eólico afectaría a los terrenos correspondientes a parcelas de los términos municipales de Iglesias, Tamarón, Hontanas y Los Balbases, ocupando una superficie de unos 13 km<sup>2</sup>.

El área de afección queda definida por el posicionamiento de las turbinas. Se han utilizado dos alineaciones principales con una separación entre las mismas como mínimo de 8,5 veces el diámetro de la turbina (aproximadamente 1,5 kilómetros). La distancia entre turbinas dentro de un mismo eje es de 3 veces el diámetro de las mismas, es decir, 510 metros.

Esta área de afección presenta baja complejidad orográfica y la altitud de las posiciones de aerogenerador propuestas varía entre 917 y 945 metros sobre el nivel del mar.

La localización del parque dispone de accesos existentes en buenas condiciones y el diseño del mismo se ha realizado conforme a ello. El acceso al parque se realizará por el municipio de Los Balbases. Se utilizará un acceso existente situado en el kilómetro 26+500 de la vía BU-400. Como único acceso, dará servicio a la red de carreteras internas del parque. Los caminos desde el acceso hasta las posiciones de los aerogeneradores conformarán una red de unos 19 kilómetros de los cuales aproximadamente el 75 % serán existentes y el resto de nueva construcción.

El proyecto se haya en terrenos de suelo rústico. Este tipo de suelo es compatible con actividades relacionadas con la producción de energía, condicionados a la autorización previa por parte del ayuntamiento correspondiente, que forma parte del proceso de licencia municipal de construcción. Según consultas realizadas a todos los ayuntamientos afectados por la implantación del parque eólico y la línea de evacuación, los proyectos son compatibles con el planeamiento urbanístico vigente en los municipios.

Los núcleos urbanos más próximos al proyecto son:

- Hontanas, situado a 1.100 metros al noreste del aerogenerador 04.
- Iglesias, situado a 2.300 metros al noreste del aerogenerador 12 y 620 metros al norte de la línea de evacuación (LAAT).
- Tamarón, situado a 1.000 metros al suroeste del aerogenerador 16 y 1.500 metros al norte de la LAAT.
- Villaquirán de la Puebla, situado a 4.300 metros al oeste del aerogenerador 08.
- Castrojeriz, a 6.800 metros al oeste del aerogenerador 07.
- Villaldemiro, a 2.500 metros al sureste del aerogenerador 16.
- Villalquirán de los Infantes, a 4.600 metros al sureste del aerogenerador 11.

- Los Balbases, a 6.100 metros al suroeste del aerogenerador 11.
- Castellanos de Castro, a 2.500 metros al norte del aerogenerador 03.

Entre las fincas diseminadas más cercanas se encuentran las siguientes:

- Finca Coto Gallo, a 1.900 metros al suroeste del aerogenerador 11.
- Refugio de Peregrinos Convento de San Antón, a 4.300 metros al oeste del aerogenerador 06.

Entre las infraestructuras y servicios más próximos al proyecto, se localizan los siguientes:

- Autovía E-80/A-62, a 4.700 metros al sur del aerogenerador 16.
- Autovía A- 231, a 10.700 metros al norte del aerogenerador 04.
- Carretera N-120, a 10.000 metros al norte del aerogenerador 04.
- Carretera N-620, a 4.800 metros al sur del aerogenerador 16.
- Carretera BU-P-4041, a 2.120 m al este del aerogenerador 13, cruzamiento con la línea de evacuación (LAAT).
- Carretera BU-400, a 2.500 metros al sur del aerogenerador 11.
- Carretera BU-P-4011, a 2.800 metros al suroeste del aerogenerador 11.
- Carretera BU-V-4014, a 4.700 metros al oeste del aerogenerador 06.
- Carretera BU-V-4013, a 890 metros al norte del aerogenerador 04.
- Línea Alta Tensión 400 kV, a 380 metros al noroeste del aerogenerador 12.
- Línea Alta Tensión 132 kV, a 450 metros al oeste del aerogenerador 07.
- Línea Alta Tensión 220 kV, a 170 metros paralela a la LAAT del parque eólico desde el apoyo A-20 hasta el final de la misma.
- Vía férrea, a 3.800 metros al este del aerogenerador 16.

Entre las actividades similares en los alrededores del proyecto, en el sector de las energías renovables, se localizan otros proyectos de energía eólica cercanos al PE IGLESIAS:

- Parque eólico Fuente Salada, a 2.590 metros al norte del parque eólico.
- Parque eólico Los Collados, a 5.260 metros al noroeste del parque eólico.
- Parque eólico en el término municipal de Los Balbases, a 1.700 metros al oeste del parque eólico.
- Parque eólico El Gallo, a 1.200 metros al sur del parque eólico.
- Parque eólico Los Zapateros, a 3.820 metros al sur del parque eólico.
- Parque eólico La Zarzuela, a 7.660 metros al suroeste del parque eólico.
- Parque eólico Alto de La Degollada, a 6.790 metros al suroeste del parque eólico.
- Parque eólico Valbonilla (Fase I y II), a 13.130 metros al suroeste del parque eólico.
- Parques eólicos Marmellar, Páramo y Arroyal, a 5.100 metros al noreste del final de la LAAT.

- Parque eólico Valdelugo, proyectado a 460 metros al norte del apoyo 28 de la LAAT.
- Parque eólico Valdesantos, proyectado a 880 metros al sur del apoyo 27 de la LAAT.
- Parque eólico Perdiguera, proyectado a 160 metros al norte del apoyo 27 de la LAAT.
- Parque eólico Orbaneja, proyectado a 3.140 metros al suroeste del apoyo 40 de la LAAT.

El emplazamiento del parque eólico ha sido seleccionado en base a criterios técnicos, energéticos y medioambientales, y la solución adoptada finalmente en el proyecto de ejecución es resultado de la aplicación conjunta de:

- Estudios de recurso eólico en la zona.
- Restricciones ambientales establecidas por los organismos competentes y el estudio de avifauna realizado en la zona.
- Optimización de la razón entre la energía producida y el coste de construcción.

El parque dispondrá de una subestación transformadora (SET) para elevar la tensión de los circuitos de media tensión hasta los 220 kV de la línea de evacuación que conectará con la subestación de REE. Esta SET estará situada en el término municipal de Iglesias, Burgos. El acceso hasta esta subestación se realizará utilizando los caminos existentes. La ubicación ha pretendido minimizar la línea de evacuación de 220 kV, evitando que interfiera con la posición de los aerogeneradores. También se ha buscado interferir en el menor número de parcelas posibles para ubicar la subestación, además de utilizar parcelas alejadas de cualquier tipo de instalación a la que pudieran perjudicar en su normal funcionamiento. El terreno seleccionado contará con la cualificación municipal adecuada para la instalación de acuerdo con la normativa urbanística municipal, sin que exista en el momento presente ninguna limitación normativa para su emplazamiento. Dadas las necesidades de capacidad de carga y radios de giro mínimos en las curvas que son de aplicación a todos los viales del parque eólico, derivados del transporte de los componentes de las turbinas, queda garantizado el adecuado acceso a la subestación tanto durante su construcción como durante su posterior operación y mantenimiento, ya que ha sido proyectada para ser construida adyacentemente a los viales internos del parque eólico.

La subestación es de tipo intemperie y todos los elementos se ubicarán en un recinto vallado en el que se situará, además de la apartada de la subestación, un edificio cerrado que albergará las celdas de media tensión, otro edificio con los equipos de control, protección, comunicación, servicios auxiliares en baja tensión, etc. necesarios para el correcto funcionamiento de la subestación, y un edificio de explotación del parque eólico. La superficie de ocupación de la subestación será de 7.350 m<sup>2</sup> (105 x 70 metros). Los edificios y casetas de la SET serán las únicas edificaciones existentes en el parque, y constarán de una sola planta que se distribuirá de manera funcional para el control de la propia subestación y del parque. En todos los aspectos, el diseño detallado y la construcción de la subestación atenderá a lo exigido en las instrucciones técnicas

complementarias del reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

Los apoyos de la línea aérea de alta tensión 220 kV (LAAT) necesarios para la evacuación de la energía eléctrica generada por el PE IGLESIAS afectarían a los terrenos correspondientes a las parcelas de los términos municipales de Iglesias, Estépar, Rabé de Las Calzadas, Tardajos, San Mamés de Burgos y Villalbilla. La línea aérea a 220 kV proyectada será de una longitud de 20 kilómetros, formada por 10 alineaciones y 58 apoyos.

La instalación de medida en el punto frontera (IMF) del PE IGLESIAS, que se encargará de realizar la medida de la potencia evacuada por el parque a la red exterior, se ubicará cerca de la última torre de la línea aérea de 220 kV, a menos de 500 metros de la subestación de REE de Villalbilla. La instalación se situará en parcelas alejadas de cualquier tipo de instalación a la que pudieran perjudicar en su normal funcionamiento que contarán con la cualificación municipal adecuada para la instalación, de acuerdo con la normativa urbanística municipal, sin que exista en el momento presente ninguna limitación normativa para su emplazamiento. La instalación es de tipo intemperie, con todos los elementos ubicados en un recinto vallado en el que se situará, además de la apartamentada, un edificio cerrado que albergará los armarios con los equipos de medida, comunicación, servicios auxiliares en baja tensión, etc. necesarios para su correcto funcionamiento. La superficie de ocupación será de 480 m<sup>2</sup> (16 x 30 metros). Existirá un edificio que constará de una sola planta que se distribuirá de manera funcional para el control de la instalación y del parque.

En cuanto al tramo subterráneo de la línea a 220 kV que parte desde la IMF hasta la subestación SET Villalbilla 220 kV, propiedad de REE, afectará al término municipal de Villalbilla (Burgos), y contará con conductores de línea instalados directamente enterrados, alojados a una profundidad de 1,20 metros, en una zanja de 1,50 metros de profundidad y 0,90 metros de anchura. Los cables irán dispuestos al tresbolillo con un conductor por fase. En su diseño se han tenido en cuenta los requisitos de seguridad, duración, robustez, mantenimiento y respeto al medio ambiente y al paisaje.

Respecto a los accesos necesarios para atender al establecimiento, vigilancia, conservación, reparación de la línea eléctrica y corte de arbolado, si fuera necesario, se llevarán a cabo según los siguientes criterios:

- Utilizando las vías públicas existentes hasta la proximidad de la línea.
- Sobre los caminos privados existentes y en buen estado.
- Sobre las fincas afectadas adyacentes al camino existente (en los márgenes) para el paso o ubicación temporal de maquinaria durante la fase de construcción.
- En las fincas sobre las que haya que construir un nuevo acceso, la servidumbre de paso comprenderá la explanada a realizar.

La actuación sobre un acceso puede crear la necesidad de afectar una construcción existente (muro, pozo, verja, acequias, etc.) ocasionándole daños

que la empresa promotora repondrá y/o indemnizará. Además se responsabilizará del mantenimiento de todos los servicios necesarios para la adecuada explotación y uso de las fincas afectadas durante la ejecución de las obras, realizando todas aquellas actuaciones que resulten necesarias, aun cuando fuera con carácter provisional y sin perjuicio de su reposición definitiva. La selección óptima para la ejecución de un camino de acceso se realizará no sólo en base a estos criterios técnicos sino también en base a criterios ambientales, con objeto de provocar el menor impacto posible sobre el medio ambiente, y criterios socioeconómicos, de forma que la afección al propietario también se minimice.

Por otra parte, en el informe de la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Burgos, de fecha 25 de noviembre de 2020, se informa que no han sido presentadas alegaciones como consecuencia del periodo de información pública a que ha sido sometido el proyecto y se recogen las respuestas de los ayuntamientos afectados, que manifiestan su conformidad con el mismo.

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

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**

BOREAS WIND es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de fecha 27 de marzo de 2018 por dos socios, PUROIL, S.L. (en adelante PUROIL) y ASISTENCIAS TÉCNICAS INGENIERÍA y CONSULTORES, S.L. (en adelante ATI CONSULTORES)<sup>26</sup>, que se registrará por las disposiciones de la Ley de Sociedades de Capital y demás normas que le sean de aplicación, así como por sus estatutos, el artículo 2 de los cuales define su objeto social como *«La promoción y desarrollo de centrales que utilicen como energía primaria, energías renovables»* como actividad

---

<sup>26</sup> Ambas son sociedades de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituidas la primera el 1 de marzo de 1985 y el 1 de diciembre de 1999 la segunda. El objeto social de PUROIL es la construcción, comercialización, importación, exportación y explotación de instalaciones productoras de energía solar fotovoltaica, térmica, eólica y procedente de la biomasa, tratamiento de aguas y carreteras, así como la ingeniería y consultoría relativas a las energías. El objeto social de ATI CONSULTORES es la contratación, gestión, proyección, construcción y ejecución de toda clase de obra pública o privada.

principal, además otras actividades como *«Diseñar, construir, operar, explotar, gestionar y administrar centrales que utilicen como energía primaria, energías renovables, así como realizar las actividades relacionadas con el funcionamiento y explotación de dichas instalaciones; Promoción y realización de proyectos, estudios y otras actuaciones de investigación y experimentación relacionadas con las energías renovables y con el ahorro y eficiencia energética; Desarrollar las tecnologías de producción y aprovechamiento de la energía mediante la investigación y el desarrollo; Realizar actividades de I+D+i relacionadas con el ámbito de las energías renovables y del ahorro y eficiencia energética, y apoyarlas e incentivarlas de diversas formas, inclusive mediante la prestación de servicios tecnológicos; La promoción, formación, fomento y debate de todos los aspectos relacionados con las energías renovables y el ahorro y eficiencia energética; Hacer posible la máxima penetración de las energías renovables en el sistema energético, mediante la generación de las herramientas y los servicios necesarios para solventar los problemas técnicos y de relación entre los distintos agentes del sistema; Promover, divulgar y fomentar actuaciones que vinculen el desarrollo energético con su interacción con el medio ambiente y con un desarrollo sostenible; Cualquier otro tipo de actuación que implique una mejora en la optimización e implantación de las energías renovables y de fomento del ahorro y eficiencia energética»*. La Sociedad podrá realizar estas actividades integrantes de su objeto social, total o parcialmente, de modo indirecto, mediante la participación en otras sociedades con objeto análogo.

La Sociedad fue constituida con un capital social de 3.000 euros, totalmente desembolsado, dividido en tres mil participaciones sociales de un euro de valor nominal cada una de ellas, iguales, acumulables e indivisibles, de las cuales PUROIL suscribió 1.500 y ATI CONSULTORES 1.500.

Mediante contrato de compraventa de participaciones, de fecha 30 de junio de 2021, PUROIL y ATI CONSULTORES venden y transmiten a IBERENOVA PROMOCIONES, S.A. (en adelante IBERENOVA) que compra y adquiere, íntegramente suscritas y totalmente desembolsadas, la totalidad de las participaciones, es decir, 3.000 participaciones de valor nominal de un euro cada una, con todos los derechos y obligaciones asociados a las mismas.

IBERENOVA, actual socio único de BOREAS WIND, es una sociedad que fue constituida mediante escritura de fecha 20 de julio de 1998 bajo la denominación de Saltos de Domeño, S.A.U., cambiada su denominación por la actual mediante escritura de fecha 14 de enero de 2003, y cuyo objeto social es la prestación y realización de toda clase de actividades, trabajos y servicios relacionados con la producción y comercialización de energía eléctrica mediante centrales de producción que utilicen fuentes de energía renovable. El accionista único de esta sociedad es IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U., sociedad cabecera de negocios del Grupo IBERDROLA que realiza las actividades liberalizadas de generación eléctrica y comercialización de energía eléctrica a través de fuentes de energía renovable, cuyo socio único, IBERDROLA ESPAÑA, S.A.U., es la sociedad *sub-holding* del Grupo en España que agrupa las participaciones en los negocios energéticos en España, íntegramente participada por IBERDROLA, S.A. En su condición de sociedad cabecera del Grupo en España, IBERDROLA

RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U. agrupa las participaciones de las sociedades participadas, directa o indirectamente, que realizan toda clase de actividades, obras y servicios relacionados con el negocio de producción y comercialización de electricidad mediante instalaciones que utilicen fuentes de energía renovables, incluyéndose entre ellas, a modo enunciativo y no exhaustivo, la producción hidráulica, eólica, termosolar, fotovoltaica, o a partir de biomasa; producción, tratamiento y comercialización de biocombustibles y productos derivados; y el proyecto, ingeniería, desarrollo, construcción, operación, mantenimiento y enajenación de las instalaciones mencionadas anteriormente.

IBERDROLA ESPAÑA, S.A.U., como sociedad *sub-holding* del Grupo IBERDROLA en España, agrupa las participaciones en las sociedades cabecera de los negocios relacionados con la energía (de redes, liberalizados y renovables) que desarrollan sus actividades fundamentalmente en España (aunque también en el extranjero), pudiendo llevarse a cabo bien directamente, de forma total o parcial, o bien mediante la titularidad de acciones o de participaciones en otras sociedades, con sujeción en todo caso a las prescripciones de las legislaciones sectoriales aplicables en cada momento y, en especial, al sector eléctrico. Desarrolla la función de organización y coordinación estratégica en España en relación con los negocios energéticos, así como también le corresponde difundir, implementar y asegurar el seguimiento de las políticas, estrategias y directrices generales del Grupo en España, teniendo en cuenta sus características y singularidades.

IBERDROLA, S.A. es la sociedad *holding* cotizada y la dominante del Grupo, que tiene atribuidas las funciones relativas al diseño del Sistema de gobierno corporativo y al establecimiento, supervisión e implementación de las políticas y estrategias del Grupo, de las directrices básicas para su gestión y de las decisiones sobre asuntos con relevancia estratégica a nivel de Grupo. Se trata de una sociedad de nacionalidad española constituida el 19 de julio de 1901, bajo la denominación de Hidroeléctrica Ibérica. Finalmente, con fecha 1 de noviembre de 1992, como consecuencia de la fusión de Iberduero, S.A. con la empresa Hidroeléctrica Española, S.L., sociedades ambas constituidas legalmente en España a principios del siglo XX (Hidroeléctrica Ibérica, constituida como se ha dicho en 1901, se fusionó en 1944 con la empresa Saltos del Duero, surgiendo entonces la empresa denominada Iberduero; Hidroeléctrica Española, S.L. fue constituida en 1907 como una empresa española dedicada a la generación y distribución de energía eléctrica), IBERDROLA, S.A. fue constituida en España tal y como la conocemos en la actualidad.

En definitiva, BOREAS WIND 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 renovables, con lo que se considera su capacidad legal suficientemente acreditada.

#### 4.4.2 Capacidad técnica

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

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

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

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

Como ya se ha indicado, BOREAS WIND fue constituida el 27 de marzo de 2018 con el objeto social, entre otros, de promover y desarrollar de centrales que utilicen como energía primaria energías renovables, pero hasta la fecha no ha llevado a cabo esta actividad debido a su reciente creación, por lo que aún no dispone de instalaciones operativas. Por tanto, en aplicación de la segunda condición del artículo mencionado anteriormente, será la experiencia de su socio y el grupo empresarial al que pertenece la que acredite su capacidad técnica.

El socio único de BOREAS WIND, IBERENOVA, es una sociedad que se encuentra participada en un 100% por IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U., sociedad perteneciente al Grupo IBERDROLA.

El Grupo IBERDROLA, entendiéndose por este a IBERDROLA, S.A. y Sociedades dependientes, es uno de los mayores grupos eléctricos privados del mundo, contando con una dilatada experiencia en actividades eléctricas. En los últimos 15 años ha llevado a cabo una profunda transformación con objeto de hacer frente a los retos del cambio climático y a la necesidad de electricidad limpia. Hoy es un grupo multinacional que produce y suministra electricidad a cerca de 100 millones de personas en los países en los que está presente, además de en la Península Ibérica, en Estados Unidos (a través de su filial AVANGRID), en Reino Unido (a través de Scottish Power, líder de renovables en Reino Unido), México, Brasil (NEOENERGIA es la primera eléctrica de Brasil por número de clientes) y en otros países de Europa (Portugal, Francia, Italia, Alemania, Grecia, Hungría, Rumanía, Chipre y Polonia), así como en Australia y Japón.

A cierre del ejercicio 2020, el Grupo cuenta con más de 31 millones de puntos de suministro de electricidad y 47.965 MW de capacidad instalada, de los que casi un 73% corresponde a energías renovables (34.820 MW), el 18% a ciclos

combinados de gas, el 7% a nuclear, y el 2% restante a cogeneración, según el detalle siguiente<sup>27</sup>:

	CAPACIDAD INSTALADA (MW)			PRODUCCIÓN NETA (GWH)		
	2020	2019	% Variación 2020 vs. 2019	2020	2019	% Variación 2020 vs. 2019
Nuclear	3.177	3.177	0,00%	24.316	23.738	2,43%
Carbón		874	-100,00%	237	349	-32,09%
Ciclos combinados de Gas	8.777	8.377	4,77%	24.513	22.266	10,09%
Cogeneración	1.191	1.335	-10,79%	6.550	8.825	-25,78%
Renovables	34.820	31.939	9,02%	67.847	59.072	14,85%
Eólica terrestre	18.471	16.787	10,03%	39.183	37.216	5,29%
Eólica marina	1.258	964	30,50%	4.380	2.211	98,10%
Hidroeléctrica	12.864	12.864	0,00%	22.034	17.941	22,81%
Minihidroeléctrica	303	306	-0,98%	682	618	10,36%
Solar y otras	1.924	1.018	89,00%	1.568	1.086	44,38%
<b>TOTAL</b>	<b>47.965</b>	<b>45.702</b>	<b>4,95%</b>	<b>123.463</b>	<b>114.250</b>	<b>8,06%</b>

De estos datos, en España cuenta con más de 11 millones de puntos de suministro de electricidad y una capacidad instalada de 26.635 MW, de los que más de un 65% corresponde a energías renovables (17.410 MW), el 21,4% a ciclos combinados de gas, casi el 12% a nuclear y el 1,3% restante a cogeneración, según el detalle siguiente:

	CAPACIDAD INSTALADA (MW)			PRODUCCIÓN NETA (GWH)		
	2020	2019	% Variación 2020 vs. 2019	2020	2019	% Variación 2020 vs. 2019
Nuclear	3.177	3.177	0,00%	24.316	23.738	2,43%
Carbón	0	874	-100,00%	237	348	-31,90%
Ciclos combinados de Gas	5.695	5.695	0,00%	7.216	9.697	-25,59%
Cogeneración	353	353	0,00%	2.166	2.500	-13,36%
Renovables	17.410	16.526	5,35%	25.919	22.191	16,80%
Eólica terrestre	6.292	6.005	4,78%	11.617	12.491	-7,00%
Hidroeléctrica	9.715	9.715	0,00%	13.111	9.082	44,36%
Minihidroeléctrica	303	306	-0,98%	682	618	10,36%
Solar y otras	1.100	500	120,00%	509	0	N/A
<b>TOTAL</b>	<b>26.635</b>	<b>26.625</b>	<b>0,04%</b>	<b>59.854</b>	<b>58.474</b>	<b>2,36%</b>

IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U., socio único de IBERENOVA, es la sociedad cabecera de negocios del Grupo IBERDROLA que realiza las actividades liberalizadas de generación eléctrica y comercialización de energía

<sup>27</sup> Según informe publicado en la web corporativa del Grupo Iberdrola 'Presentación de resultados 2020', de fecha 24 de febrero de 2021.

eléctrica a través de fuentes de energía renovable. Por tanto, su objeto social es la realización de toda clase de actividades, obras y servicios relacionados con el negocio de producción y comercialización de electricidad mediante instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable, además del proyecto, ingeniería, desarrollo, construcción, operación, mantenimiento y enajenación de estas instalaciones y los servicios de análisis, estudios de ingeniería o consultoría relacionados con las mismas.

Respecto al socio único de BOREAS WIND, IBERENOVA, cuyo objeto social es la realización de toda clase de actividades relacionados con la producción y comercialización de energía eléctrica mediante centrales de producción que utilicen fuentes de energía renovable, ha producido 1.138,37 GWh en 2020 (1.294,25 GWh en 2019), según consta en su Informe de Gestión correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2020. Su cifra de negocio ha disminuido un 10,93% respecto a 2019, pasando de 91,96 millones de euros en el ejercicio 2019 a 81,9 millones en el ejercicio 2020. A 31 de diciembre de 2020 la Sociedad gestiona directamente parques eólicos, instalaciones minihidráulicas e instalaciones fotovoltaicas cuya potencia instalada total asciende a 768 MW (642 MW en 2019). En el ejercicio 2020 se han instalado 126 MW correspondientes a tres instalaciones fotovoltaicas que, a 31 de diciembre de 2020, aún no están operativas. Asimismo, al cierre del ejercicio sus sociedades filiales tenían en construcción cuatro proyectos fotovoltaicos con una potencia pico de 1.218 MW y un proyecto eólico con una potencia de 37 MW. En el mencionado Informe de Gestión se pone de manifiesto que la Sociedad continuará en 2021 con la explotación de los parques instalados y el desarrollo y construcción de las nuevas instalaciones.

IBERENOVA cuenta con una capacidad instalada eólica en Castilla y León de 1.453,67 MW, parques eólicos operativos que comenzaron a explotarse desde el año 2002 y actualmente siguen en explotación, gestionados tanto directa como indirectamente, según el detalle siguiente:

PARQUE EÓLICO	Capacidad instalada (MW)	Ubicación	Año de puesta en marcha
PEÑAFLO III*	48,99	Valladolid	2012
PEÑAFLO IV*	48,99	Valladolid	2012
LAYNA	50,00	Soria	2012
VALDELANAVE*	10,00	Zamora	2012
FUENTESALADA	46,40	Burgos	2011
ALTO DE LA DEGOLLADA*	50,00	Burgos	2010
CRUZ DE CARRUTERO	40,00	Palencia	2010
LOS COLLADOS*	11,20	Burgos	2010
LAS VIÑAS	38,00	Burgos	2010
LA CUEZA	8,00	León	2010
VALDECARRIÓN*	34,00	León	2010
VALDEPERONDO*	46,00	León	2010
VENTOSA DEL DUCADO	44,00	Soria	2009

<b>PARQUE EÓLICO</b>	<b>Capacidad instalada (MW)</b>	<b>Ubicación</b>	<b>Año de puesta en marcha</b>
BULLANA*	38,00	Soria	2009
RADONA II	32,00	Soria	2009
RADONA I*	24,00	Soria	2009
EL CARRIL II	10,00	Burgos	2008
PÁRAMO VEGA	18,00	Burgos	2008
EL COTEREJÓN II*	6,00	Burgos	2008
LA COTERA	18,00	Burgos	2008
BUREBA	12,00	Burgos	2008
CERRO BLANCO	42,00	Burgos	2008
EL SOMBRÍO	28,00	Burgos	2007
EL CARRIL	18,00	Burgos	2007
ARGAÑOSO	22,00	León	2007
PORTEL RUBIO	4,98	Soria	2007
VILLALAZÁN	4,98	Zamora	2007
GRIJOTA	4,98	Palencia	2006
MORÓN DE ALMAZÁN	50,00	Soria	2006
CAMPILLOS*	34,00	Soria	2006
TARAYUELA	30,00	Soria	2006
URBEL DEL CASTILLO II	50,00	Burgos	2006
DUEÑAS	3,40	Palencia	2005
BORDECOREX NORTE	44,35	Soria	2005
SIERRA DE DUEÑA*	31,45	Salamanca	2004
GRADO	27,20	Soria	2004
CANALEJAS	18,70	Soria	2004
CHAMBÓN*	33,15	Palencia	2004
HONTALBILLA II	28,90	Soria	2004
SIERRO SORIA 1	19,55	Soria	2004
HONTALBILLA	36,55	Soria	2004
LA MAGDALENA	23,80	Burgos	2004
VALDEPORRES	31,45	Burgos	2003
EL TERUELO*	43,35	Palencia	2003
VALMEDIANO*	34,00	Zamora	2003
VALBONILLA*	11,10	Burgos	2003
EL NAVAZO*	38,55	Burgos	2003
CARRASQUILLO*	49,30	Palencia	2003
TABLADO	19,80	Soria	2003
LABRADAS*	36,55	Zamora	2002

Por otra parte, de conformidad con lo establecido en el contrato de opción de compra acordado entre IBERENOVA y los socios titulares de la totalidad de las participaciones sociales de BOREAS WIND, de fecha 25 de enero de 2019, BOREAS WIND asumirá la promoción e ingeniería del proyecto para asegurar

su buen fin, hasta obtener todos los permisos, licencias y autorizaciones necesarios para la ejecución del mismo, lo que se concreta en, al menos, las siguientes obligaciones:

- Garantizar todos los derechos necesarios, a precio de mercado, sobre los terrenos para hacer posible la viabilidad de la instalación y construcción del proyecto, durante toda su vida útil, incluyendo las propias instalaciones de generación de energía, las torres de medición del recurso eólico y las instalaciones de evacuación complementarias (líneas, subestación, etc.). Se entiende que los mencionados derechos quedan garantizados con la obtención de la Declaración de Utilidad Pública (DUP).
- Obtener todos los permisos, licencias y autorizaciones necesarios para el desarrollo de la instalación: DIA, Autorización Administrativa Previa, Autorización Administrativa de Construcción, DUP, Licencias de Obras y Calificación Urbanística y permisos menores (carreteras, confederación hidrográfica, etc.).

Por tanto, los socios fundadores de BOREAS WIND seguirán prestando asistencia al desarrollo del proyecto, y ambos cuentan con amplia experiencia en el sector de las energías renovables. En particular, según manifiesta el promotor del PE IGLESIAS en el documento adjuntado a su solicitud 'Acreditación de la capacidad legal, técnica y económico-financiera', PUROIL cuenta con 35 años de experiencia en el sector eléctrico y energético (realización de proyectos de transporte y distribución de energía eléctrica, realización de proyectos de construcción de infraestructuras eléctricas, electrificaciones rurales, generación eólica, hidroeléctrica y solar, suministro de material eléctrico, ingeniería y estudios, actividad comercial en África, Latinoamérica y España) y ATI CONSULTORES desde 1999 trabaja en todos los sectores de la energía renovable y la ingeniería energética, con experiencia en ingeniería civil y eléctrica, como promotor y desarrollador de proyectos de energías renovables y en consultoría energética (hidroeléctrica, eólica, solar, biomasa...) y con una especialización particular en el sector eólico con más de 100 proyectos en 11 países, así como desarrollando actividad comercial y oficinas en Europa, África, Latinoamérica y Asia.

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 sus socios fundadores y de su socio único en la actualidad, así como del Grupo empresarial a que este pertenece, 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 fechados en abril de 2020 y sus Adendas de abril de 2021, el presupuesto estimado para la ejecución de los mismos, incluyendo el PE IGLESIAS y su infraestructura de evacuación, asciende a 81.176.088,54 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 y de gestión de residuos. El presupuesto se distribuye en los diferentes componentes del proyecto de la forma siguiente:

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

Las Cuentas Anuales Abreviadas de BOREAS WIND correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2020, depositadas en el Registro Mercantil de Madrid con fecha 5 de julio de 2021, arrojan los siguientes resultados:

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

Vistas las anteriores Cuentas Anuales Abreviadas de BOREAS WIND, se comprueba que cuenta con un patrimonio neto equilibrado. A 31 de diciembre de 2020, el capital social de la Sociedad está representado por 3.000 participaciones sociales de un euro de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsadas.

Con fecha 25 de enero de 2019 se firmó un contrato de opción de compra sobre las participaciones sociales de BOREAS WIND entre IBERENOVA y los socios titulares de la totalidad de las participaciones sociales de BOREAS WIND, PUROIL y ATI CONSULTORES, con objeto de regular los términos y condiciones por los que los socios constituyen un derecho de opción de compra sobre las participaciones sociales para que IBERENOVA adquiriera el 100% de las participaciones sociales en los términos y condiciones descritos en el contrato. Con la potencial adquisición de dichas participaciones sociales IBERENOVA adquiriría la totalidad de derechos, bienes y activos y pasivos que conforman el proyecto hasta su construcción final. Por ello, para IBERENOVA es condición esencial del otorgamiento del contrato la obtención por parte de los socios titulares de las participaciones de todos los permisos, licencias y/o autorizaciones a nivel estatal, autonómico y municipal del proyecto (PLAs) hasta alcanzar un estado de RTB (*“Ready to Build”*, es decir, para poder inicial las obras de construcción del proyecto y su posterior operación y explotación comercial) a favor de BOREAS WIND, así como la realización de una *Due Diligence*<sup>28</sup> satisfactoria para IBERENOVA y el cumplimiento de las manifestaciones y garantías mínimas descritas en el contrato.

Como consecuencia del contrato de opción de compra descrito y en ejercicio del derecho concedido y de los acuerdos adoptados por las partes, con fecha 30 de junio de 2021 se ha procedido a la firma del contrato de compraventa de participaciones sociales, aportado por el promotor de la instalación, por el que PUROIL y ATI CONSULTORES venden y transmiten a IBERENOVA, que compra y adquiere, íntegramente suscritas y totalmente desembolsadas, la

---

<sup>28</sup> Revisión legal, económico-contable, fiscal, administrativa, medioambiental y técnica, así como su encaje en los criterios estratégicos de IBERENOVA, a realizar por ésta sobre BOREAS WIND y el proyecto desarrollado por ésta, previo al ejercicio del Derecho de Opción de Compra.

totalidad de las participaciones sociales, es decir, 3.000 participaciones un euro de valor nominal cada una, con todos los derechos y obligaciones asociados a las mismas, en los términos descritos en el contrato. Las participaciones se transmiten libres de cargas, trabas, gravámenes, embargos, opciones, derechos de retracto o restricciones sobre su transmisibilidad.

La Escritura de Compraventa de Participaciones lleva incorporado el Balance de la Sociedad cerrado al último día del mes inmediatamente anterior a la fecha de formalización de la escritura, con la declaración por parte de los socios de BOREAS WIND de que desde su fecha no se han producido variaciones de carácter significativo respecto del mismo, salvo las que se derivan del curso normal de las operaciones de promoción del proyecto. El detalle de estas cuentas de BOREAS WIND cerradas a 31 de mayo de 2021 es el siguiente:

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

Por tanto, en la actualidad el socio único de BOREAS WIND es IBERENOVA, sociedad anónima de nacionalidad española cuyo Informe de Auditoría para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2020, fechado el 23 de abril de 2021, arroja los siguientes resultados:

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

Vistas las anteriores Cuentas Anuales se comprueba que IBERENOVA cuenta con un patrimonio neto equilibrado. Incluso, con fecha 16 de julio de 2019, el Consejo de Administración de la Sociedad acordó por unanimidad un incremento patrimonial mediante aportación dineraria a fondos propios en la cuantía de 100.000 miles de euros, aportación realizada con objeto de cancelar deudas de préstamos y líneas de crédito. A 31 de diciembre de 2020, el capital social de la Sociedad, totalmente suscrito y desembolsado, está representado por 9.471.462 acciones de 3 euros de valor nominal cada una. El accionista único de la Sociedad es IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U., sociedad cabecera de negocios del Grupo IBERDROLA con domicilio social en España. El socio único de esta última es IBERDROLA ESPAÑA, S.A.U., sociedad *sub-holding* del grupo en España que agrupa las participaciones en los negocios relacionados con la energía en España, íntegramente participada por IBERDROLA, S.A., sociedad dominante del Grupo.

Por tanto, en la actualidad, BOREAS WIND cuenta la participación de un socio, IBERENOVA, Sociedad participada en un 100% por IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U., sociedad perteneciente al Grupo IBERDROLA. Por ello, también se analizará la capacidad económico-financiera de BOREAS WIND en función de los resultados del Grupo IBERDROLA al que, finalmente, pertenece.

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo IBERDROLA correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020, según Informe de Auditoría de fecha 25 de febrero de 2021, arrojan los siguientes resultados:

**BALANCE DE SITUACIÓN CONSOLIDADO DE IBERDROLA, S.A. Y SOCIEDADES  
DEPENDIENTES A 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019**

Unidad: Millones de Euros  
31/12/2020 31/12/2019

<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>122.518</b>	<b>122.369</b>
Activo corriente	14.972	13.558
Combustible nuclear	260	306
Existencias	2.443	2.542
Deudores comerciales y otros activos corrientes	7.664	7.499
Inversiones financieras corrientes	1.178	1.098
Efectivo y otros medios equivalentes	3.427	2.113
Activo no corriente	107.546	108.811
Activo intangible	18.222	20.368
Inversiones inmobiliarias	301	342
Propiedad, planta y equipo	71.779	71.289
Activo por derecho de uso	1.974	1.782
Inversiones financieras no corrientes	5.461	5.819
Deudores comerciales y otros activos no corrientes	3.161	2.851
Activos por impuestos corrientes	666	666
Impuestos diferidos activos	5.982	5.694
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO</b>	<b>122.518</b>	<b>122.369</b>
Patrimonio Neto	47.218	47.195
De la sociedad dominante	35.412	37.678
<i>Capital</i>	4.762	4.771
<i>Ajustes por cambio de valor</i>	-242	-544
<i>Otras reservas</i>	34.420	33.522
<i>Acciones propias en cartera</i>	-1.985	-1.436
<i>Diferencias de conversión</i>	-5.154	-2.101
<i>Resultado neto del periodo</i>	3.611	3.466
De participaciones no dominantes	11.806	9.517
Pasivo corriente	17.931	19.131
Provisiones corrientes	579	660
Pasivos financieros corrientes	15.470	16.534
Otros pasivos corrientes	1.882	1.937
Pasivo no corriente	57.369	56.043
Subvenciones de capital	1.240	1.399
Instalaciones cedidas y financiadas por terceros	5.043	4.987
Provisiones no corrientes	5.836	5.990
Pasivos financieros no corrientes	35.096	33.639
Otros pasivos no corrientes	262	408

Pasivos por impuestos corrientes	285	261
Impuestos diferidos pasivos	9.607	9.359

**CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADA DE IBERDROLA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES A 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019**

Unidad: Millones de Euros

31/12/2020 31/12/2019

Importe neto de la cifra de negocios	33.145	36.438
Aprovisionamientos	-17.000	-20.175
Margen bruto	16.145	16.263
Gastos de personal	-2.149	-2.146
Servicios exteriores	-2.165	-2.184
Tributos	-1.821	-1.829
<b>Beneficio Bruto de explotación (EBITDA)</b>	<b>10.010</b>	<b>10.104</b>
Corrección valorativa de deudores comerciales y activos de contrato	-381	-298
Amortizaciones y provisiones	-4.093	-3.929
<b>Beneficio de explotación (EBIT)</b>	<b>5.536</b>	<b>5.877</b>
Resultado de sociedades por el método de participación (neto de impuestos)	-5	14
Resultado financiero	-991	-1.300
Resultado de activos no corrientes	513	203
<b>Beneficio antes de impuestos</b>	<b>5.053</b>	<b>4.794</b>
Impuesto sobre sociedades	-1.083	-914
<b>Beneficio neto del ejercicio procedente de operaciones continuadas</b>	<b>3.970</b>	<b>3.880</b>
Resultado neto del ejercicio procedente de actividades discontinuadas (neto de impuestos)	-18	-66
Participaciones no dominantes	-341	-348
<b>BENEFICIO NETO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE</b>	<b>3.611</b>	<b>3.466</b>
Beneficio básico por acción en euros procedente de actividades continuadas	0,552	0,520
Beneficio diluido por acción en euros procedente de actividades continuadas	0,551	0,519
Pérdida básica y diluida por acción en euros procedente de actividades discontinuadas	-0,003	-0,010

**ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DE IBERDROLA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES A 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019**

Unidad: Millones de Euros

31/12/2020 31/12/2019

Flujos netos de efectivo de las actividades de explotación	8.347	6.915
Flujos netos de efectivo de las actividades de inversión	-6.644	-7.382
Flujos netos de efectivo de las actividades de financiación	-71	-277
Efecto de las variaciones en el tipo de cambio en el efectivo o equivalentes	-318	56
<b>Incremento/(Decremento) neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>1.314</b>	<b>-688</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	2.113	2.801

Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	3.427	2.113
--	-------	-------

Vistas las anteriores Cuentas Anuales Consolidadas se verifica que, a 31 de diciembre de 2020, el Grupo IBERDROLA cuenta con un patrimonio neto equilibrado. En cada ejercicio se producen movimientos de capital social, tanto aumentos como reducciones, que se corresponden con las distintas ejecuciones aprobadas por la Junta General de Accionistas a través de las cuales se instrumenta el sistema *Iberdrola retribución flexible*. El número de acciones a 31 de diciembre de 2020 es de 6.350.061.000 de un valor nominal de 0,75 euros cada una, por lo que el capital social suscrito supone 4.762.545.750 euros. El Grupo ha aumentado su beneficio antes de impuestos un 5,4% respecto al año anterior. Un 91% del beneficio neto procedente de operaciones continuadas se atribuye a la Sociedad dominante. El Grupo cuenta con un saldo de efectivo al final del ejercicio de 3.427 millones de euros.

Por lo tanto, la Sociedad solicitante, BOREAS WIND, pertenece a un grupo empresarial que presenta una situación económica holgada, lo cual le permitiría obtener el apoyo financiero necesario para la realización del proyecto objeto del presente acuerdo.

A juicio de esta Comisión queda suficientemente acreditada la capacidad económico-financiera de BOREAS WIND, 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 BOREAS WIND, S.L. autorización administrativa previa y la autorización administrativa de construcción para el Parque Eólico Iglesias de 94 MW, las líneas subterráneas a 30 kV, la subestación de transformación a 30/220 kV, la subestación a 220 kV, y la línea de evacuación a 220 kV, esta Sala concluye que la citada entidad cumple con las condiciones de capacidad legal, técnica y económico-financiera establecidas.

## **ANEXO I: Inventario ambiental incluido en el Estudio de Impacto Ambiental (EsIA)<sup>29</sup>**

El estudio del estado del lugar y de sus condiciones ambientales antes de la realización del proyecto evaluado, así como de los tipos existentes de ocupación del suelo y aprovechamientos de otros recursos naturales según las actividades preexistentes, resultan fundamentales para obtener una correcta valoración de la magnitud de los impactos esperados con la ejecución de la instalación. Resulta esencial definir y caracterizar la situación actual del entorno del proyecto para poder realizar una predicción de la respuesta más probable de cada factor ambiental. Además este estudio sirve para, posteriormente, comprobar el verdadero grado de los impactos reales ocasionados, especialmente de aquéllos que hayan resultado difíciles de cuantificar, haciendo posible la adopción de medidas protectoras y correctoras y el desarrollo del Plan de seguimiento y vigilancia ambiental.

- a) **Clima:** Para analizar los elementos climáticos del área de estudio, se han consultado los valores climatológicos para la estación de Burgos Aeropuerto, que se sitúa a una altitud de 891 metros sobre el nivel del mar, encontrándose a una distancia del ámbito de estudio de unos 32 km en dirección noreste. Se observa que las precipitaciones máximas ocurren en abril, mayo y diciembre, reduciéndose a valores mínimos durante los meses estivales de julio y agosto. En cuanto a las temperaturas, las mínimas se producen en diciembre y enero, produciéndose las máximas en julio y agosto. El valor máximo de las temperaturas medias corresponde a julio y agosto con 19,5 °C y el mínimo a enero con 3,1 °C. La variación del ciclo anual es de 16,4 °C, determinado por la diferencia entre las temperaturas anteriores. En cuanto a los valores extremos de las temperaturas, el mes con temperatura media de las máximas diarias más alta es julio (27,6 °C), mientras que enero y febrero son los meses con temperaturas medias de las mínimas diarias más bajas de -0,8 °C. La precipitación anual media en la zona es de 546 mm. Respecto al viento, se comprueba que la mayoría de los vientos tienen dirección suroeste y noreste, predominando velocidades medias.
- b) **Geología, geomorfología y suelos:** La identificación geológica del marco de estudio se ha extraído de la información asociada a las Hojas del Mapa Geológico de España a escala 1:50.000 (MAGNA50) del Instituto Geológico y Minero de España (IGME). Los materiales que aparecen tanto en las zonas de la línea de evacuación como el área de ubicación de los aerogeneradores pertenecen al relleno terciario de la depresión del Duero. Situada en la zona noreste de la gran mancha terciaria, está construida por Mioceno, apareciendo delgados depósitos del Cuaternario en relación con la red fluvial actual. La superficie del marco de estudio presenta un relieve llano en el entorno y con ondulaciones, con un rango de cotas comprendido entre los 900 y 950 metros

---

<sup>29</sup> El EsIA presentado por el promotor es de abril de 2020. Además hay un anexo fechado en abril 2021 que incorpora información adicional requerida por la Subdirección General de Evaluación Ambiental.

sobre el nivel del mar (m.s.n.m.), siendo cotas inferiores en el trazado de la línea de evacuación. La zona donde se localiza el parque eólico destaca por ser una sierra con pendientes, en su mayoría inferiores al 12 %, presentando tramos fuertemente ondulados en el trazado de la evacuación. La información disponible es la referida en el Sistema Español de Información de Suelos (SEISnet). Los suelos presentes en el ámbito de proyecto pertenecen, según la clasificación de la Soil Taxonomy<sup>30</sup> a los siguientes órdenes y subórdenes: Orden Entisol; suborden Orthent; Grupo Xerorthent; Asociación Xerochrept y Orden Inceptisol; suborden Ochrept; Grupo Xerochrept; Asociación Xerorthent<sup>31</sup>.

- c) Hidrología: El ámbito de estudio del parque eólico se sitúa en la demarcación hidrográfica del Duero. La red hidrológica superficial está representada por numerosos cauces, arroyos y ramblas. Las infraestructuras del parque eólico y su línea de evacuación cruzan en catorce puntos con algunos de estos cauces. Para estos arroyos se ha considerado una zona de cinco metros de servidumbre y una zona de policía de cien metros desde el dominio público hidráulico, tal y como marca el Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, por el que se aprueba el Reglamento del Dominio Público Hidráulico, que desarrolla los títulos preliminar I, IV, V, VI y VII de la Ley 29/1985, de 2 de agosto, de Aguas. El ámbito de estudio se asienta sobre dos masas de agua subterránea, "21.016 Castrojeriz" y "21.017 Burgos", definidas en el Plan Hidrológico del Duero, con una extensión de 1.118,74 km<sup>2</sup> y de 1.687,55 km<sup>2</sup> respectivamente, de litología mixta y naturaleza permeable.
- d) Flora: Atendiendo al Mapa de Series de Vegetación de Salvador Rivas Martínez (1987), la vegetación potencial presente en el ámbito de estudio se corresponde con la Serie supra-mesomediterránea castellano-manchegabasófila de *Quercus faginea* y la Geomegaseries Riparia mediterránea y regadíos, característica de alisedas, fresnedas, choperas, olmedas, saucedas, etc. En cuanto a la vegetación presente, y tomando como base el inventario Corine Land Cover de España, el catastro, la ortografía y el trabajo de campo, se puede decir que la superficie que engloba la poligonal del PE IGLESIAS se encuentra ocupada por tierras de labor en secano, bosques de frondosas y terrenos agrícolas. La línea de evacuación proyectada atravesará en su mayoría terrenos agrícolas, destacando las

---

<sup>30</sup> Clasificación de suelos en función de varios parámetros y propiedades que se desarrolla en niveles: Orden, Suborden, Gran Grupo, Subgrupo, Familia, y Serie. La taxonomía de suelos de (Soil Taxonomy) fue iniciado en 1951, coordinada internacionalmente por el Ministerio de Agricultura de los Estados Unidos.

<sup>31</sup> Los Inceptisoles son aquellos suelos que están empezando a mostrar el desarrollo de los horizontes puesto que son suelos bastante jóvenes todavía en evolución, por lo que en este orden aparecerán suelos con uno o más horizontes de diagnóstico cuya génesis sea de rápida formación, con procesos de translocación de materiales o meteorización extrema. Los Entisoles son los suelos que no han sufrido la influencia de factores formadores impidiendo desarrollarse como otros tipos de suelos. Los pertenecientes al suborden Orthents son aquellos que se han formado sobre superficies erosionadas recientemente y que no han evolucionado suficientemente. Se pueden encontrar en cualquier clima y bajo cualquier vegetación. Mayoritariamente son todos aquellos suelos que el hombre ha transportado, a lo largo de los años, para equilibrar el terreno y disminuir las pendientes.

tierras de labor en secano y terrenos principalmente agrícolas, pero con importantes espacios de vegetación natural, bosques de frondosas y pastizales naturales. Tras el trabajo de campo realizado se observa que, a excepción del aerogenerador 9.16, el resto de los aerogeneradores e infraestructuras del parque eólico se situarán en campos de cultivos, sin considerar contados casos en los que se atraviesan pequeños setos marginales. En el aerogenerador 9.6 se localiza un montón de piedra que se recomienda también conservar por poder ser un microhábitat apto para especies como la collalba, reptiles, insectos y por contar con rosas silvestres. La mayoría de las infraestructuras del proyecto se encuentran sobre terrenos agrícolas, sin embargo, algunos tramos de los viales coinciden con teselas correspondientes al Atlas de Hábitats de España, si bien, pese a la coincidencia, los viales del parque eólico usan caminos ya existentes, por lo que la afección a estos hábitats será mínima. Por otra parte, la línea de evacuación cruza con otras teselas, todas ellas no prioritarias.

- e) Fauna. Para analizar la zona se ha procedido a inventariar la presencia de especies y de su importancia en base a la información y cartografía existente. La información existente extraída en este estudio hace referencia únicamente a las especies de vertebrados terrestres y a determinadas cuadrículas. En el total de las cuadrículas consideradas donde se ubica el parque eólico se han registrado 178 taxones de vertebrados, según los datos extraídos de la referencia en el Inventario Español de Especies Terrestres (IEET). Del total de especies, un 65% pertenecen al grupo de aves, un 24% a mamíferos, un 3% a reptiles, un 4% a anfibios y un 4% a peces continentales. Respecto a las categorías más altas de protección/conservación, según los criterios de la *International Union for Conservation of Nature* (UICN), el 54% de los taxones se clasifican como No Evaluados (NE), un 21 % como Preocupación menor (LC), un 10% como Vulnerables (VU), un 10% como Casi Amenazados (NT), un 5% como Datos Insuficientes (DD) y el resto En Peligro (EN). Mientras que en el Catálogo Español de Especies Amenazadas (CEEA; RD 139/2011), no hay ningún taxón clasificado como En Peligro de Extinción y 5 taxones clasificados como vulnerables (3%); el resto, un 58%, se incluyen en el Listado y un 39% se han categorizado como ausentes en el Catálogo y Listado.

Los índices combinados (IC) obtenidos para la valoración de las especies de aves asociadas a ecosistemas esteparios en la Península Ibérica muestran valores medios, altos y máximos. En cuanto al trabajo de campo realizado, con los datos obtenidos durante el periodo estudiado, se puede conocer la distribución tanto de las aves rapaces y esteparias, así como la de otras especies detectadas en la zona de estudio. Estos datos aportan información sobre la selección de los hábitats que realizan las diferentes especies. Para las especies con bajo número de contactos debe considerarse que hacen un uso muy escaso de la zona, probablemente porque no encuentran las condiciones que requieren para establecer su territorio o para utilizarlas como zona de alimentación y se corresponden con movimientos migratorios, de dispersión o entre zonas de alimentación y nidificación. El impacto sobre estas especies parece escaso. De las especies esteparias más importantes

(avutarda, sisón y gangas) no se ha obtenido ningún contacto, lo que indica que la zona de estudio no es propicia para estas especies, ya que éstas requieren hábitats agrícolas más llanos, más extensos y menos antropizados. Sin embargo, el aguilucho cenizo es una rapaz esteparia muy común en el área de estudio que pudiera verse afectada, eventualmente, por la construcción de los caminos de servicio.

En cuanto a las grandes rapaces, la especie más observada ha sido el buitre leonado, seguido del águila real, águila imperial ibérica y buitre negro, especies cuya mayor probabilidad de aparición se produce en la mitad este de la zona de estudio, lejos de la alternativa de implantación elegida, lo que parece deberse a una mayor disponibilidad trófica de presas y carroñas en dicha zona. Su presencia en la mitad occidental es más puntual y esporádica. Por ello, cabría esperar que estas grandes rapaces, de implantarse el parque eólico, se concentrarán en esa mitad oriental, lo que reduciría de manera considerable un hipotético impacto sobre ellas. Con respecto al águila real, se han localizado dos territorios de cría en el área de estudio, los cuales obligaron, en su momento, a modificar las propuestas de implantación del parque eólico para respetar la distancia mínima exigida entre los nidos y los aerogeneradores. Se ha observado que los ejemplares que campean esporádicamente por la zona de implantación son mayoritariamente inmaduros, de la población denominada “flotante”. Los ejemplares contactados de águila imperial ibérica y buitre negro también han mostrado una marcada preferencia por la zona oriental y suroriental del área de estudio, lo que reduce el impacto de manera considerable. En ambas especies se han observado solamente ejemplares inmaduros, cuya presencia en la zona se ha reducido drásticamente durante la invernada, llegando a desaparecer de la zona de estudio durante esa estación. El milano real es la rapaz con mayor número de contactos registrados en el área de estudio, se ha observado durante todo el año, lo cual apunta a que se reproduce en el área de estudio. Sus efectivos reciben un considerable aporte de ejemplares invernantes, lo cual la convierte en la rapaz más abundante desde finales de otoño hasta el comienzo de la primavera. Se localizaron dos dormideros de la especie junto a las localidades de Villaldemiro y Villagutiérrez respectivamente. Sin embargo, esta abundancia invernal no sólo se circunscribe al área de estudio, sino también al entorno de la misma en varias decenas de kilómetros a la redonda.

En principio, el parque eólico no supondría un gran impacto para la mayoría de especies de mesomamíferos. Se ha detectado la presencia de lobo ibérico en el área de estudio, tanto en el sur como en el extremo oriental de la misma; se han recabado testimonios de personas de la zona que aseguran que la especie se reproduce en la mancha de bosque de encina y quejigo situada al suroeste de la localidad de Tamarón; los numerosos contactos registrados, durante los muestreos de fototrampeo, en ese bosque parecen confirmarlo; la instalación del aerogenerador nº 16 en el borde noreste de este bosque podría generar algún impacto sobre esta especie.

No se prevé que las poblaciones de quirópteros se vean afectadas por el proyecto, puesto que la mayor concentración de observaciones se da, sobre

todo, en las zonas bajas y resguardadas de los valles. En las zonas elevadas del área de estudio, donde se instalarían los aerogeneradores, se ha demostrado que la actividad de quirópteros es muy reducida, sino anecdótica, a juzgar por los escasos ocho registros que se obtuvieron con la grabadora fija que se instaló en la torre meteorológica durante el verano.

- f) Figuras protegidas: La línea aérea de evacuación cruza en dos puntos con una Zona de Especial Conservación (ZEC) denominada “Riberas del río Arlanzón y afluentes”. No se han localizado más Espacios Naturales Protegidos, siendo el más cercano, a una distancia superior a 15 kilómetros en dirección suroeste, el denominado ZEC “Montes Torozos y Páramos de Torquemada-Astudillo”, no viéndose afectado por el parque eólico. El área de estudio se encuentra fuera de las Áreas de Importancia para las Aves (IBAs), siendo la más cercana la denominada “Páramos del Cerrato”, a más de 14 kilómetros al suroeste del PE IGLESIAS. Tampoco se localizan Zonas de Importancia para los Mamíferos (ZIM) en los terrenos en los que se encuentra proyectado el parque eólico. Con respecto a hábitats catalogados, en los terrenos ocupados por el parque eólico y su línea de evacuación existen hábitats pertenecientes al Atlas de Hábitats de España, tal y como se ha indicado en el apartado de flora. No se localiza en el ámbito de actuación ningún humedal catalogado de importancia, ni ninguna zona RAMSAR<sup>32</sup>. En cuanto al resto de figuras de protección, no se ha encontrado ninguna en el entorno del marco de estudio, ni en los terrenos del PE IGLESIAS ni en los destinados a la infraestructura de evacuación.
- g) Paisaje: Atendiendo al Atlas de los paisajes de España, el área ocupada por el PE IGLESIAS queda enmarcada dentro de la Unidad de Paisaje Páramo de Castrojeriz, incluido dentro del tipo de Páramos Calcáreos Castellano-Leoneses, más concretamente dentro de la asociación Páramos y mesas. La línea de evacuación atraviesa la anterior unidad de paisaje, así como los Páramos del norte de la ciudad de Burgos, Vega del Arlanzón y Campiñas y Páramos entre el Arlanzón y el Arlanza, pertenecientes a los tipos de paisaje Páramos Calcáreos Castellano-Leoneses, Vegas del Duero y Campiñas de la Meseta Norte, del sur de Burgos, respectivamente. La calidad del paisaje y fragilidad es media. En base a un modelo digital del terreno y tras realizar los análisis espaciales SIG<sup>33</sup> sobre 10 kilómetros de cuenca, altura del observador de 1,70 metros y alturas del punto observado de 200 y 220 metros en el caso del parque eólico y de entre 18 y 60 metros de altura para los apoyos de la línea eléctrica, dependiendo de la altura máxima de cada uno de ellos, se obtiene un resultado que concluye que solo desde el 71,84% del territorio analizado se verá alguna infraestructura del proyecto. Hay que tener en cuenta que no se han considerado posibles obstáculos como infraestructuras, vegetación, edificaciones, etc. que podrían limitar la visibilidad del mismo. Por tanto, las zonas de los municipios de Burgos, Celada del Camino, Iglesias,

<sup>32</sup> La Convención de Ramsar es un tratado ambiental intergubernamental establecido en 1971 por la UNESCO, que entró en vigor en 1975, e identifica humedales de importancia internacional, especialmente aquellos que proporcionan hábitats para aves acuáticas.

<sup>33</sup> Sistemas de información geográfica.

Tamarón, Estépar, Castrojeriz, Villaquirán de la Puebla, Villaldemiro, Villaquirán de los Infantes, Hornillos de Camino y los pequeños núcleos dispersos desde las que el proyecto resultaría perceptible según el análisis realizado, no lo serían en su totalidad si se tiene en cuenta la altura de edificaciones, arbolado y cualquier obstáculo existente en el entorno. En todo caso, el impacto paisajístico en la zona ya existe y es muy alto, dada la existencia de otros parques eólicos, por lo que la presencia del PE IGLESIAS apenas sumaría impacto visual al ya existente y no mucho más impacto visual si también se tienen en cuenta otros parques en fase de proyecto. Lo mismo ocurre con la presencia de la nueva línea eléctrica, que sumaría un impacto visual al ya existente prácticamente despreciable, puesto que el impacto paisajístico en la zona ya existe, sobre todo hacia el este del ámbito y es alto.

- h) Patrimonio: La información cartográfica disponible sobre vías pecuarias, obtenida del Fondo Documental del Servicio de Bienes y Patrimonio Forestal del MITECD, la Red Nacional de Vías Pecuarias con la colaboración de Castilla y León y la Base Cartográfica Nacional 25.000, se integró en un SIG junto con la del proyecto. Como resultado, en el ámbito de estudio, en concreto, en las proximidades de los aerogeneradores 9.4. y 9.5. se encuentran ramificaciones de un Cordel sin denominación que cruzarían con los viales del PE IGLESIAS, por lo que será necesario solicitar Autorización de Ocupación a las vías pecuarias. En cuanto a Montes de Utilidad Pública, consultando los Catálogos de Montes por término municipal para la provincia de Burgos, en el entorno de estudio no se encuentra ninguno. Por otra parte, cabe destacar la presencia de un Bien de Interés Comunitario: un tramo del Camino de Santiago Francés a 900 metros al norte del parque eólico.
- i) Riesgos y vulnerabilidad: Respecto a los factores evaluados se ha comprobado que no existen riesgos de importancia para incendios forestales, deslizamiento de laderas, emisión de contaminantes y residuos peligrosos, inundaciones y terremotos. Por ello no habrá que adoptar medidas de actuación conducentes a la minimización de estos riesgos más allá de las medidas generales de precaución y seguridad básicas en obras e instalaciones de esta naturaleza. Con respecto al riesgo de deslizamiento de tierras, catalogado como tolerable, los daños o afecciones que se producirían derivados del posible deslizamiento de tierras y laderas serían daños materiales derivados de arrastres. Los terrenos de la zona de estudio son poco abruptos y destinados a la actividad agrícola, por lo tanto, el riesgo sobre las personas y el medio derivado de los estos movimientos que se pudieran producir es muy bajo. Para este factor, se propone la realización de comprobaciones de forma periódica que garanticen la estabilidad y buen funcionamiento de las estructuras (sobre todo de los aerogeneradores) y la seguridad de las personas.

## **ANEXO II: Contenido de los Proyectos<sup>34</sup>**

### **1. Características generales**

El PE IGLESIAS es una central de producción de energía eléctrica que utiliza como fuente única de energía primaria la propia del viento, fuente de energía renovable. La energía eléctrica generada por el parque será vertida directamente a la red de transporte en la subestación Villalbilla 220 kV de REE. Para la transformación de la energía mecánica del viento en energía eléctrica, el diseño del parque considera la instalación de 16 turbinas que totalizan una potencia instalada de 94 MW y cuyas características básicas son las siguientes:

- 2 turbinas modelo SG-145, de potencia nominal 5 MW:
  - ⇒ Torre de 127,5 metros de altura de eje.
  - ⇒ Rotor de 145 metros de diámetro.
  - ⇒ Altura máxima 200 metros.
  - ⇒ Tensión nominal de salida 30 kV.
- 14 turbinas modelo SG-170, de potencia nominal 6MW:
  - ⇒ Torre de 135 metros de altura de eje.
  - ⇒ Rotor de 170 metros de diámetro.
  - ⇒ Altura máxima 220 metros.
  - ⇒ Tensión nominal de salida 30 kV.

Las turbinas son soportadas por cimentaciones aisladas superficiales, de forma circular y sección prismática de canto variable, con un diámetro de 26 metros y una altura en el núcleo central de 3,5 metros. Estas cimentaciones son de hormigón de alta resistencia armado con acero en barras corrugadas. Los elementos de unión entre la torre y la cimentación son componentes diseñados por el fabricante de la turbina. El diseño de la torre forma parte del diseño del conjunto de la turbina y su adecuación al uso previsto está garantizado por los certificados que aportará el fabricante previamente al suministro de los equipos.

Los generadores están interconectados eléctricamente mediante seis líneas eléctricas enterradas de 30 kV que transmiten la energía producida por las turbinas hasta la subestación colectora de 30 /220 kV. Esta subestación conecta

---

<sup>34</sup> Son tres proyectos: “Parque eólico Iglesias”, “Parque eólico Iglesias. Subestaciones” y “Parque eólico Iglesias. Línea de evacuación”, todos ellos de fecha 27 de abril de 2020, y sus respectivas Adendas de fecha 7 de abril de 2021, motivadas por los cambios introducidos en los proyectos originales en respuesta a REE del 16 de noviembre de 2020 y al requerimiento emitido por la Subdirección General de Energía Eléctrica, del 24 de marzo de 2021. Fundamentalmente, la respuesta a REE ha supuesto un cambio de nomenclatura, de forma que las referencias a la Subestación de Medida (SSM) se han sustituido por Instalación de Medida del punto Frontera (IMF), y en cuanto al requerimiento de la Subdirección de General de Energía Eléctrica, se ha añadido la finalidad y necesidad de la instalación, así como la declaración responsable del autor del proyecto.

el parque con la subestación de Villalbilla 220 kV, propiedad de REE, mediante una línea aérea de 220 kV de unos 20 kilómetros.

El punto de medida de la línea se encuentra a unos 500 metros de la subestación de Villalbilla, para lo cual se ha proyectado una estación de medida situada a esa distancia, a la que se conecta la línea de 220 kV mencionada y de la cual sale, mediante el último tramo enterrado, a la subestación de REE.

Para el acceso a las localizaciones de las turbinas durante el montaje y la operación de las mismas se utiliza básicamente la red de caminos existente en la zona, construyéndose únicamente caminos nuevos para el acceso a las posiciones no adyacentes a los actuales caminos o en las zonas en que su trazado no permita el paso de los transportes especiales de los componentes de las turbinas. La anchura útil final de los caminos será de ocho metros. Para garantizar la anchura libre de obstáculos establecida por el fabricante de las turbinas, se han proyectado bermas de despeje a ambos lados de los caminos de ancho variable. Como resultado será necesario acondicionar 14,5 kilómetros de caminos existentes y construir 4,3 kilómetros de nuevos caminos. Para acceder a estos caminos se utiliza un acceso existente, situado en el kilómetro 26+500 de la vía BU-400, por lo que no es necesaria la construcción de nuevos accesos a carreteras públicas. Este acceso será modificado durante un corto período de tiempo para permitir el paso de los transportes especiales destinados a trasladar los componentes principales de las turbinas.

Para el acopio temporal de los componentes de las turbinas y el emplazamiento de los equipos de elevación se construirán plataformas de montaje adyacentes a cada turbina, parte de las cuales serán de uso temporal durante la construcción del parque, estando incluida su demolición dentro de los trabajos finales de restauración del entorno del parque.

El parque eólico estará ubicado a 25 kilómetros al oeste-sudoeste (WSW) de la ciudad de Burgos, ocupando parcialmente los términos municipales de Hontanas, Iglesias, Los Balbases y Tamarón, con una superficie total de unos 13 km<sup>2</sup>.

## **2. Parque Eólico**

### **2.1. Turbinas**

Los modelos elegidos para este PE IGLESIAS, ambos de SIEMENS GAMESA, tipo de eje horizontal y rotor tripala de velocidad variable, son los siguientes:

- SG-170 con 170 metros de diámetro y 135 metros de altura de buje.
- SG-145 con 145 metros de diámetro y 127,5 metros de altura de buje.

Las turbinas seleccionadas tienen todos sus componentes en el interior, distribuidos entre la góndola superior y el interior de la base de la torre, por lo que no precisan de ningún tipo de instalación exterior para su funcionamiento. Todos los aerogeneradores están interconectados mediante la red eléctrica de media tensión y la red de fibra óptica para la transmisión de información.

### 2.1.1. Rotor

El rotor de las turbinas está compuesto por tres álabes de flujo horizontal con ángulo de ataque variable mediante un sistema de servomotores independiente para cada pala. Las palas están construidas con resinas epoxi multicapa con refuerzo de fibra de vidrio y refuerzos estructurales de fibra de carbono.

El ángulo de ataque de las palas se gestiona por el sistema de control de la turbina (independiente para cada uno de los generadores) y permite controlar la potencia activa de la turbina, de forma que hasta la velocidad de potencia nominal se sitúan a 0° (máximo ángulo de ataque frente al flujo de viento) para absorber toda la potencia posible del viento y, una vez alcanzada la velocidad de potencia nominal, reducen el ángulo de ataque para que el generador pueda trabajar a potencia constante.

El sistema de orientación de las palas está alojado en el interior del cono o nariz que une los álabes al eje de baja velocidad de la turbina.

En la punta de las palas existen colectores de rayos destinados a transmitir hasta tierra la energía producida por descargas atmosféricas que se puedan producir en las palas, evitando daños mecánicos o de choque eléctrico. Estos colectores están unidos a través del interior de las palas, del cono, de la góndola y de la torre hasta la puesta a tierra general de la turbina a través del sistema de conexión a tierra embebido en la cimentación.

### 2.1.2. Tren de potencia

El movimiento de los álabes es transmitido hasta el generador eléctrico a través de un tren de potencia, que cuenta con los siguientes elementos:

- Eje de baja velocidad
- Caja multiplicadora
- Eje de alta velocidad
- Acoplamientos

El eje de baja velocidad es el conectado directamente con las palas a través de la nariz y recibe directamente la energía mecánica de las palas a baja velocidad. Este eje está soportado por un rodamiento principal en el que se aloja el freno de seguridad del rotor diseñado para su parada y para mantenerlo estacionario en la condición de parada de la turbina.

El eje de baja velocidad está conectado a una caja multiplicadora de engranajes que permite incrementar la velocidad hasta la adecuada para el funcionamiento del generador eléctrico.

Entre la caja multiplicadora y el generador eléctrico la energía es transmitida por el eje de alta velocidad, que se conecta al generador mediante un acoplamiento elástico que evita la transmisión de vibraciones.

### 2.1.3. Generador eléctrico

El generador eléctrico es del tipo asíncrono de rotor bobinado con excitación mediante anillos rozantes y conexión directa del estator al transformador de potencia de la turbina.

Este tipo de generadores permiten trabajar a velocidad variable con excitación positiva del rotor (consumo de energía eléctrica) en modo sub-síncrono y generación por el rotor en modo súpersíncrono.

La excitación del rotor se realiza mediante una onda modulada en amplitud y frecuencia, de forma que la tensión y la frecuencia de salida del alternador son fijas. La tensión de salida del alternador es de 0,69 kV.

La electrónica de potencia que alimenta el rotor permite la generación/consumo de energía reactiva a rotor parado y la variación del factor de potencia según la consigna de funcionamiento que sea necesaria para la estabilización en tensión o frecuencia.

#### 2.1.4. Transformador

El generador se encuentra conectado a un transformador, alojado en la góndola, cuya tensión de salida es de 30 kV  $\pm$  2x2,5%.

#### 2.1.5. Celdas de conexión

En la base de la turbina se encuentran las celdas de protección del transformador y las de conexión a la red de media tensión del parque. Estas celdas permiten la maniobra y protección del transformador y la maniobra de las conexiones de entrada/salida de las líneas de media tensión.

En todos los casos son celdas de tipo compacto, con tensión nominal de 36 kV y con aislamiento de hexafluoruro de azufre.

#### 2.1.6. Protección contra incendios

Las turbinas se han diseñado de acuerdo con la norma EN 50308 de principios de seguridad en la utilización de turbinas eólicas.

Dado que el punto de combustión del dieléctrico de los transformadores es superior a 300 °C, únicamente es necesaria la instalación de extintores manuales de incendio de CO<sub>2</sub> con un contenido de agente extintor superior a 2 kg en cada uno de los locales interiores de las turbinas.

#### 2.1.7. Señalamiento aeronáutico

Todas las turbinas del parque cumplen con los requisitos de señalamiento aeronáutico de la Guía de Señalamiento e Iluminación de Turbinas y Parques Eólicos de la Agencia Estatal de Seguridad Aérea.

Las palas y la góndola estarán pintadas en blanco y el fuste de las torres será de hormigón claro, cumpliendo con los requisitos de cromaticidad del “blanco” según se define en el Real Decreto 862/2009, de 14 de mayo, por el que se aprueban las normas técnicas de diseño y operación de aeródromos de uso público y se regula la certificación de los aeropuertos de competencia del Estado.

En cuanto al balizamiento, las turbinas estarán equipadas con las siguientes balizas:

- Tres luces de baja intensidad tipo B situadas perimetralmente en la torre a una altura inferior a la cota más baja de las palas en su posición vertical.
- Baliza dual de intensidad media A / media B o C en la parte superior de la góndola.

Ambos sistemas de iluminación cuentan con un sistema de alimentación de emergencia en caso de corte de la energía eléctrica exterior con una autonomía mínima de tres horas y su funcionamiento será síncrono para todas las turbinas del parque.

## 2.2. Cimentaciones de los aerogeneradores

La cimentación consiste en una losa circular con las siguientes dimensiones:

- Diámetro total: 26,00 metros.
- Diámetro del pedestal: 6,0 metros.
- Altura total del pedestal: 3,5 metros.
- Espesor de la losa en extremo: 0,50 metros.
- Espesor de la losa en zona pedestal: 3,0 metros.

Las cimentaciones están diseñadas para las turbinas Siemens Gamesa SG6.0-170 HH115, en base a las cargas proporcionadas por Iberdrola, y la geometría del interface entre la torre y la cimentación, especificada en el documento GD412804-en Rev.1, según indicaciones expresas del cliente.

La rigidez rotacional dinámica requerida es  $k_{\phi, dyn} = 8.0E+10$  Nm/rad.

Las cargas utilizadas para el diseño de las cimentaciones son las siguientes:

### a) Cargas extremas:

Factor de carga	Fxy (KN)	Fz (KN)	Mxy (KNm)	Mz (KNm)
1	1.500	-7.250	180.000	3.500
1,35	2.025	-9.787	243.000	4.725

### b) Cargas de operación:

Factor de carga	Fxy (KN)	Fz (KN)	Mxy (KNm)
1	1.150	-7.250	135.000

En cuanto a los materiales a utilizar, se utilizará hormigón estructural para las cimentaciones es C40/50, según nomenclatura del Eurocódigo 2. La clase de acero de las armaduras es de clase B-500-SD.

Las tensiones máximas admisibles por el terreno y las rigideces horizontal y vertical del suelo han sido estimadas en base a un suelo genérico, pendiente de recibir información geotécnica específica.

- Peso específico de los rellenos: 18 kN/m<sup>3</sup>.

- Tensión admisible: 3,0 kg/cm<sup>2</sup>.
- Ángulo de rozamiento interno: 30°
- Cohesión: 0 T/m<sup>2</sup>
- Rigidez vertical Kv= 40 Kg/cm<sup>3</sup>
- Rigidez horizontal Kh= 13.33 kg/cm<sup>3</sup>

No se ha considerado subpresión debido a nivel freático.

### 2.3. Caminos y accesos

La red de caminos internos del parque eólico contempla, desde un punto de vista general, los siguientes aspectos:

- Ubicación de los aerogeneradores.
- Rutas de acceso.
- Pendiente del terreno en el área del proyecto.
- Condiciones de accesibilidad.
- Tipos de vehículos, carga y configuración de ejes.
- Condiciones de fricción rueda-carretera.
- Normas, especificaciones técnicas y procedimientos solicitados por el fabricante de turbinas, SIEMENS-GAMESA.

Son de obligado cumplimiento todas las disposiciones legales o reglamentarias, resoluciones y cuantas otras fuentes normativas contengan concretas regulaciones en materia de carreteras, propias de la obra civil o de carácter general, que se encuentren vigentes y sean de aplicación durante el tiempo en el que subsista la relación contractual promotor-contratista, según las actividades a realizar.

La extensión total de los viales internos del parque es de unos 20 kilómetros. La red de viales del parque se ha diseñado aprovechando los caminos existentes de la zona, en la medida de lo posible, y adecuándolos al paso del transporte especial requerido durante la construcción, así como proyectando nuevas vías para dar acceso a todas las ubicaciones de los aerogeneradores.

El acceso al parque se contempla desde un solo punto, la vía BU-400 punto kilométrico 26+500. Es un acceso existente que deberá ser modificado temporalmente para permitir el paso de los transportes especiales de los componentes de las turbinas, hasta cada una de las posiciones. Todos los aerogeneradores estarán unidos entre sí mediante caminos existentes o de nueva construcción.

El dimensionamiento de los caminos del parque se basa en la especificación más restrictiva de los dos modelos de turbina proyectados.

En ancho general de los viales es de ocho metros, excepto en la denominada carretera de acceso que tendrá un ancho de cinco metros. En las zonas de curva se han proyectado sobre-anchos según las especificaciones de SIEMENS-GAMESA.

La pendiente máxima proyectada en los caminos internos del parque es del 12%. Tanto los desmontes como los terraplenes se han diseñado con una pendiente

de 3:2 en todos los viales del parque. El balance de tierras resultante por cada zona ha sido equilibrado por lo que no será necesario el uso de zonas de acopio de tierras ni la utilización de préstamos para rellenos.

La red de drenaje diseñada no realizará ningún vertido a los cauces existentes. Se plantean obras de drenaje transversal en todos aquellos puntos donde la vía cruce cauces existentes y para la evacuación de las cunetas cuando sea necesario. La sección hidráulica calculada en cada caso es suficiente para el caudal de avenida obtenido, correspondiente a un período de retorno de 500 años. Los viales llevarán cunetas triangulares en zonas de desmonte y a pie de terraplén cuando sea necesario.

Para el diseño y dimensionamiento de la red caminos interiores del parque se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- El sistema de drenaje transversal y longitudinal se realizará al mismo tiempo que el diseño de las vías para protegerlas contra la erosión. La erosión hídrica es el primer riesgo más común en vías con tráfico pesado.
- La vida útil de los viales internos será de 40 años al igual que el parque. Siendo la red de drenaje correcta, no debería de ser necesario realizar trabajos de mantenimiento durante ese periodo.
- El tráfico del parque tendrá lugar durante el periodo de construcción. El grueso del mismo se realizará en los trabajos de plataformas, construcción de cimentaciones y montaje de turbinas.
- El objetivo del diseño es proporcionar la solución más económica que garantice el cumplimiento de los principales requisitos desde el punto de vista del servicio, la seguridad y la durabilidad.

Las vías internas del parque se han diseñado para permitir sin contratiempos el transporte de materiales, equipos y maquinaria necesarios para la construcción del parque eólico y para el montaje de la turbina, incluyendo cimentación.

Los requisitos mínimos que han de tener las vías de tránsito desde la entrada al parque eólico hasta el primer aerogenerador son:

- a) Capacidad de carga: La capacidad de carga de las vías internas del parque debe ser tal que permita el transporte, sin contratiempos, de todos los componentes de las turbinas y de las grúas necesarias para su instalación, así como el tránsito de los camiones hormigonera. El dimensionamiento de la explanada y firme se realizará considerando el tren de cargas más desfavorable que se presente en el proyecto. Se podrá tomar a modo orientativo una carga máxima de 12 Tonelada por eje.
- b) Ancho mínimo del camino: Todas las vías internas del parque tienen una anchura mínima de rodadura de ocho metros para permitir el transporte de los componentes del aerogenerador. En cualquier caso, deberá garantizarse una anchura libre de obstáculos de seis metros. En tramos curvos, los radios de curvatura estarán definidos por la longitud de las palas. Se realizará un sobreancho que dependerá del radio, las características del transporte y el ángulo de las alineaciones. Habrá que aumentar los radios de curvatura si la distancia entre curvas o contra-curvas es menor a la longitud del convoy. Para estos casos se deberá consultar a SIEMENS-GAMESA.

- c) Pendiente máxima: La pendiente máxima proyectada en las vías del parque es del 12%.
- d) Acuerdos verticales en perfiles longitudinales: Los acuerdos son iguales o superiores a 540.
- e) Pendiente transversal, peraltes y bombeo transversal: La pendiente transversal en las vías internas del parque es de un 2% con el fin de evitar el encharcamiento de las vías.
- f) Radios de curvatura: Los radios de curvatura mínimos son de 50 metros.
- g) Altura libre: En general, la altura libre necesaria será de 6 metros. En presencia de líneas de alta tensión, la distancia al punto más bajo de la línea se revisará según la ecuación  $D \geq 5.3 + u/150$ , siendo U la tensión nominal de la línea.
- h) Drenajes: En el caso de realizar obras de drenaje transversal, éstas deberán dimensionarse para la misma capacidad de carga que los viales. Se recomienda diseñar, a ambos lados del trazado, cunetas triangulares de pie de desmonte o terraplén, dimensionadas en base a los datos obtenidos en el estudio hidrológico.

Todos los elementos del aerogenerador se transportarán según los vehículos descritos en el procedimiento D2165151/002. Se requiere una grúa principal y al menos una grúa auxiliar para la erección de la turbina eólica. La grúa auxiliar debe poder cambiar de posición varias veces antes, durante y después del montaje del aerogenerador. La grúa principal será equivalente al modelo TEREX DEMAG CC 2800-1 de tipo oruga (600 toneladas). Se consideran dos trayectos, uno para el acceso y otro para el desmontaje. La grúa principal utilizada para la estimación de ESAL<sup>35</sup> es una referencia y podrá ser cambiada por el constructor sin ningún impacto en el diseño de la carretera. Se necesitan dos grúas de 100 toneladas para el montaje de la grúa principal, para lo que se ha considerado que sean del tipo Liebherr LTM-110, de ruedas. Se considerarán dos trayectos por máquina (montaje y desmontaje).

La plataforma para la grúa será construida una vez estén ejecutadas las vías. Se ha diseñado una superficie de 41x38 metros con un espesor de firme de 15 centímetros. Las cargas se han considerado según lo especificado en los procedimientos de SIEMENSGAMESA.

Para el mantenimiento de los viales del parque durante toda su vida útil, 40 años, será necesario el uso de algunos vehículos de mantenimiento. En general, serán vehículos no pesados que tendrán una carga equivalente de ejes individuales no relevante (ESAL 18 Kips).

Dada la naturaleza de los vehículos que van a circular por estas vías y para garantizar la durabilidad de dichos caminos a lo largo de su vida útil, el espesor de la capa de firme estará conformado por una zahora natural con un espesor de 30 centímetros. En el área de la plataforma de la grúa principal, con motivo

---

<sup>35</sup> *Equivalent single axle load*, que es el parámetro usado en el diseño de la estructura del pavimento.

de las cargas requeridas por el fabricante, el paquete de firme consistirá en suelo estabilizado con cemento de espesor 12" (300 mm).

## 2.4. Red de media tensión

La instalación eléctrica del parque será la encargada de transportar la energía producida por cada turbina en cada momento hasta el punto de conexión aprobado por REE situado en la subestación de Villalbilla. Además permitirá operar el parque en las condiciones de seguridad y límites técnicos establecidos por la normativa de aplicación y definidos adicionalmente por REE para este parque. El diseño de la estructura eléctrica del parque se ha realizado teniendo en cuenta las potencias manejadas, la distribución de las turbinas y las limitaciones geográficas y medioambientales de la zona y los aspectos económicos del proyecto, destacando:

- Pérdidas de energía en el sistema en distintos modos de operación.
- Tensiones en los bornes de conexión de las turbinas y en el punto de evacuación a red.
- Análisis de fallo por faltas a tierra y entre fases.
- Recomendaciones y restricciones medioambientales de la zona de implantación del parque.
- Límites técnicos de los materiales (corrientes máximas, temperaturas de funcionamiento y coordinación de aislamientos).
- Coste de la instalación.

Considerando los anteriores condicionantes generales, se ha determinado que todas las redes eléctricas del parque se realizarán enterradas. Además así se evitarán las limitaciones en la distribución de las turbinas derivadas de la utilización de líneas aéreas en la instalación. Esta condición ha permitido que el parque ocupe la menor extensión posible, ya que se han eliminado las restricciones de distancias entre las turbinas y las líneas aéreas derivadas de la normativa de líneas eléctrica aéreas (Reglamento de Líneas de Alta tensión – LAT) y las limitaciones de distancias que se han de considerar debido a la presencia de caminos migratorios de aves en la zona.

La adaptación de la tensión entre los 30 kV producidos por las turbinas y los 220 kV del punto de conexión se realizará en una etapa, en la subestación de transformación.

La instalación eléctrica tendrá los siguientes componentes principales:

- Red de media tensión. Nivel de tensión 30 kV
- Subestación transformadora (SET). Transformación 30 / 220 kV
- Instalación de medida del punto frontera (IMF). Equipos de medida a 460 metros del punto frontera.
- Línea de evacuación de alta tensión: Línea aérea a 220 kV, de 20 km, y un tramo enterrado de 460 metros.

El parque eólico estará constituido por un total de 14 aerogeneradores modelo SG-170, de Siemens-Gamesa, de tres palas de eje horizontal, con rotor de diámetro 166 metros. La máquina funciona con un sistema de control de potencia

por cambio de paso y velocidad de giro variable. con las siguientes características eléctricas principales:

- Diámetro de rotor: 166 metros
- Número de palas: 3
- Potencia nominal: 6000 kW
- Velocidad de giro: 6,43 / 12,25 r.p.m
- Velocidad de arranque: 3 m/s
- Velocidad de parada: 25 m/s
- Generador asíncrono, doble alimentación.
- Frecuencia: 50 Hz
- Capacidad potencia reactiva Q: Inductiva -2906 kVAR; Capacitiva +2906 kVAR
- Rango de factor de potencia: 0,9 Inductivo; 0,9 Capacitivo
- Tensión generación Ug: 0,69 kV

El interior de la torre del aerogenerador dispondrá de un transformador para convertir la tensión de generación a la tensión de la red de distribución del parque, 30 kV. Las características del transformador son las siguientes:

- Tensión nominal AT: 30  $\pm 2 \times 2,5$  % kV
- Tensión nominal BT: 0,69 kV
- Frecuencia: 50 Hz
- Potencia nominal aparente: 7.200 kVA
- Grupo conexión: Dyn11
- Tensión de cortocircuito: 11,6 %
- Corriente de inserción: 12 x In
- Perdidas en vacío: 3500 W
- Pérdidas en cortocircuito: 113.500 W

Las turbinas tienen un sistema de orientación para colocar las palas según la dirección del viento predominante. El rotor de las turbinas cuenta con un sistema de ajuste del ángulo de ataque de las palas (*pitch control*) que permite controlar la potencia de las turbinas.

El rotor está conectado directamente con el generador eléctrico de la turbina el cual es un generador asíncrono, diseñado para producir electricidad con velocidad variable.

Para los cálculos de las líneas y subestaciones se va a considerar que los generadores se encuentran trabajando generando dentro de los límites de factor de potencia  $\cos \varphi = \pm 0,90$ , siendo el factor de potencia por defecto  $\cos \varphi = \pm 0,95$ .

En el PE IGLESIAS, se instalarán, además, dos aerogeneradores SG-145, modelo de Siemens-Gameasa que es una turbina de tres palas de eje horizontal, con rotor de diámetro 145 metros. La máquina funciona con un sistema de control de potencia por cambio de paso y velocidad de giro variable. Las principales características eléctricas son las siguientes:

- Diámetro de rotor: 145 metros

- Número de palas: 3
- Potencia nominal: 5.000 kW
- Velocidad de giro: 13,07 r.p.m
- Velocidad de arranque: 3 m/s
- Velocidad de parada: 25 m/s
- Generador asíncrono, doble alimentación.
- Frecuencia: 50 Hz
- Capacidad potencia reactiva Q: Inductiva -2422 kVAR; Capacitiva +2422 kVAR
- Rango de factor de potencia: 0,9 Inductivo; 0,9 Capacitivo
- Tensión generación Ug: 0,69 kV

La torre del aerogenerador tiene un transformador para llevar la tensión de generación a la tensión de la red interna de distribución del parque. Las características del transformador son las siguientes:

- Tensión nominal AT: 30  $\pm 2 \times 2,5$  % kV
- Tensión nominal BT: 0,69 kV
- Frecuencia: 50 Hz
- Potencia nominal aparente: 6.200 kVA
- Grupo conexión: Dyn11
- Tensión de cortocircuito: 11,6 %
- Corriente de inserción: 12 x In

Al igual que el modelo anterior, las turbinas tienen un sistema de orientación para colocar las palas según la dirección del viento predominante y el rotor de las turbinas cuenta con un sistema de ajuste del ángulo de ataque de las palas que permite controlar la potencia de las turbinas.

El rotor está conectado directamente con el generador eléctrico de la turbina el cual es un generador asíncrono, diseñado para producir electricidad con velocidad variable. También se considera que los generadores se encuentran trabajando generando dentro de los límites de factor de potencia  $\cos \varphi = \pm 0,90$ , siendo el factor de potencia por defecto  $\cos \varphi = \pm 0,95$ .

La red de media tensión se ha diseñado con una tensión de 30 kV coincidente con la tensión de salida del transformador instalado en el interior de cada turbina por el fabricante de la misma.

Esta red de media tensión está conformada por los cables que configuran los circuitos eléctricos de media tensión diseñados. Se va a sobredimensionar considerando que todos los aerogeneradores son del tipo SG-170, con mayor potencia, con el fin de asegurar que la red funcionará también para la turbina de menor potencia.

Los parámetros eléctricos generales son:

- Tensión nominal (Un): 30 kV
- Tensión más elevada de la red (Us): 32,7 kV
- Potencia total (Pnt): 96 MW

- Potencia aerogeneradores (Pna): 6 MW

La instalación de los circuitos de media tensión será directamente enterrada. Los conductores se alojarán en zanjas entre 1,00 o 1,20 metros de profundidad y 0,50 o 1,00 metros de anchura mínima según los tramos de canalización simple, doble o triple, quedando los conductores enterrados a 0,8 metros. Los cruzamientos con viales se realizarán a través de canalizaciones entubadas de PVC recubiertas de hormigón y a una profundidad mínima de 0,8 metros. Estas profundidades y anchuras se modificarán si fuera necesario cuando se encuentren otros servicios en el trazado, a fin de mantener las distancias mínimas en cruzamientos y paralelismos.

Para una menor interferencia con las propiedades adyacentes al parque, los cables se instalarán en zanjas paralelas a los caminos del parque, con lo que su localización y conservación desde el punto de vista del mantenimiento sean lo mejor posible.

Las zanjas en las que se ubicará tanto la línea de media tensión como la canalización de control discurrirán, en su mayoría, paralelamente a los caminos de internos del parque.

Los cables irán dispuestos al tresbolillo directamente enterrados, o bien en el interior de tubos de PVC y hormigonados cuando se requiera el cruce de viales. Los tubos serán de diámetro 200 mm para los cables de media tensión 30 kV. El máximo número de circuitos en una misma zanja será de tres. Si fuera necesario llevar más circuitos en paralelo, se procederá a abrir una nueva zanja en el lado opuesto del vial.

Cada línea de media tensión se ha diseñado para conectar las turbinas con el fin de agruparlas en el menor número de circuitos posible. La secuencia de conexión a cada circuito de las turbinas ha sido determinada en función de su posición relativa respecto al resto de las turbinas y a la subestación transformadora, cumpliendo requisitos de capacidad de las líneas de media tensión, de pérdidas de potencia y de equilibrio en las caídas de tensión en las distintas ramas del parque. Como resultado se han diseñado seis circuitos de media tensión, conectando en cada circuito un máximo de tres turbinas.

Toda la aparamenta de la red, como pudieran ser cables, cabinas, aisladores, autoválvulas, interruptores, etc., deberán tener las características necesarias para soportar el nivel de cortocircuito que se desprende del 'Estudio de cortocircuitos' contenido en el proyecto.

A efectos de selección de aparamenta, se considerará adecuada cuando sea capaz de soportar el cortocircuito para una duración de falta de al menos un segundo.

Asimismo, toda la aparamenta de la red (cables, cabinas, aisladores, autoválvulas, interruptores, etc.), deberán cumplir con las características de aislamiento que se desprendan del 'Estudio de coordinación de aislamiento' contenido en el proyecto.

En cuanto a las condiciones de puesta a tierra, se dispondrá de una malla de tierra que se realizará con cable desnudo y que enlazará los sistemas de puesta

a tierra de los centros de transformación de cada aerogenerador, la subestación de transformación (SET) y la subestación de medida (IMF). El cable de tierra irá enterrado acompañando a los cables de potencia. Habrá un único conductor de tierra en la zanja de manera que cuando confluyan dos se proceda a su unión mediante soldadura aluminotérmica.

Respecto a los conductores, para el nivel de tensión de 30 kV se han seleccionado cables unipolares con conductor de aluminio, aislamiento de Etileno-propileno de alto módulo (HEPR), de 36 kV, con pantalla de hilos de cobre en hélice con sección de 25 mm<sup>2</sup>. El cable seleccionado es del tipo AL HEPRZ1- 18/30 (36) kV con pantalla metálica de hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira con una sección de 25 mm<sup>2</sup> y cubierta exterior de poliolefina termoplástica.

Los empalmes y terminales de los cables subterráneos deberán ejecutarse siguiendo los métodos que garanticen la continuidad del conductor y de su aislamiento, utilizando los materiales adecuados y de acuerdo con las instrucciones del fabricante. En los tramos de tendido donde se realicen puntos de unión se deberán de utilizar los empalmes adecuados a las características de los conductores que se van a unir. Se deberán de cumplir las siguientes condiciones básicas para no disminuir las características eléctricas y mecánicas de los empalmes y terminales:

- La conductividad de los cables con empalmes no puede ser inferior a la de un solo conductor sin empalmes con la misma longitud.
- El aislamiento del empalme deberá de ser tan efectivo como el aislamiento del propio cable.
- El empalme deberá de tener protección frente a la humedad y frente al deterioro mecánico que pueda sufrir a lo largo de la vida útil de la instalación.
- El empalme deberá de resistir los esfuerzos electromecánicos a los que esté sometido en caso de cortocircuito, así como el efecto térmico en régimen permanente, sobrecargas y cortocircuitos.
- Los empalmes y terminales serán premoldeados o preformados y ensayados en fábrica según especificaciones. Los empalmes y terminales serán preferentemente contráctiles en frío o deslizantes, serán totalmente secos, no admitiéndose ningún tipo de aceite aislante entre el elemento de control de campo y la envolvente exterior.

La separación entre empalmes quedará determinada por la longitud de las bobinas de cable, o bien por la distancia adecuada para la transposición de las pantallas de los cables. Con el fin de realizar la transposición de las pantallas, los empalmes deben permitir la extracción de las pantallas de cada fase para su conexión a tierra y su permutación entre fases en una caja estanca exterior. Las pantallas deben salir del cable con su envoltura con nivel de aislamiento de 3,6 kV. Todos los empalmes deben quedar alojados en una arqueta para facilitar las labores de mantenimiento.

Por otra parte, las celdas de media tensión estarán localizadas en la base de la torre de los aerogeneradores y serán las encargadas de conectar a la red de

media tensión los aerogeneradores y dar continuidad a los circuitos de media tensión.

El embarrado estará formado por la unión de diferentes módulos de celdas de media tensión, con aislamiento en SF<sub>6</sub> para la tensión nominal y deberá cumplir con las exigencias sobre el nivel de cortocircuito a soportar que se obtenga en el estudio de cortocircuito del proyecto. Para cada aerogenerador, el embarrado consistirá en tres celdas colocadas en la base de la torre, con las siguientes características:

- Tensión nominal: 36 kV
- Frecuencia: 50 Hz
- Corriente nominal: 630 A
- Corriente de cortocircuito: mínimo 20 kA (1 s); pico mínimo 40 kA
- Nivel de aislamiento: 70/170 kV

Respecto al cable de comunicaciones, será cable de fibra óptica para líneas soterradas con las características siguientes:

- Cable de fibra óptica monomodo 9/125 OS2
- Mínimo número de fibras 8
- Bajas emisiones de humo según las normativas IEC 61034 y EN 50268
- Libre de halógenos
- No corrosivo según normativas IEC 60754-2 y EN 50267
- No propagador de llama según normativa IEC 60332-3-24 y EN 50266-2-4
- Baja penetración de agua según normativa IEC 60794-1-2-F5
- Resistente a roedores y a rayos ultravioletas
- Adecuados para su instalación directamente enterrada o en tubos
- Rango de temperatura de operación entre -20°C y 60 °C

## 2.5. Sistema de control

Para el control del estado de funcionamiento de las turbinas el fabricante de las mismas suministrará un sistema SCADA de control que permita el correcto funcionamiento del parque en condiciones de seguridad, tanto de las máquinas como de las distintas redes eléctricas interconectadas (incluida la red eléctrica exterior). Este sistema recibirá información de todas las turbinas y de la subestación del parque. Para estas comunicaciones se ha previsto la instalación de una red de fibra óptica en anillo que interconecte todas las turbinas, la subestación y la torre meteorológica del parque. Esta fibra óptica se instalará en las mismas zanjas que las redes enterradas de media tensión, y se conseguirá la configuración redundante en anillo utilizando dos juegos de fibra dentro del mismo cable.

Para el control de las turbinas el parque contará con una torre meteorológica que aportará en tiempo real datos de velocidad de viento (horizontal y vertical), presión atmosférica, temperatura y humedad relativa del aire al sistema SCADA, el cual generará consignas independientes de funcionamiento para cada una de las turbinas.

Como sistema de seguridad redundante, cada turbina cuenta con similares elementos de medida emplazados en la parte superior de ella, con el fin de realizar un control de emergencia de la turbina en caso de fallo del sistema de control general del parque.

Los elementos más significativos del parque eólico estarán supervisados por un sistema de control global, un sistema SCADA con hardware y software apropiado con el que tener acceso a la información de la situación de los elementos y variables del parque, y tener capacidad para actuar sobre ellos. El sistema será flexible para adaptarse a diferentes configuraciones, y estará basado en las siguientes especificaciones:

- Salida de datos gráfica
- Interfaz de usuario
- Actualización continua de datos
- Seguridad en transmisión de datos
- Seguridad en almacenamiento de datos

El sistema debe configurarse para que existan dos puestos de supervisión, ambos con capacidad para obtener información global del parque:

- Un puesto situado en la sala de control de la subestación del parque.
- Un puesto remoto formado por un ordenador portátil que centralice toda la información.

Estas prestaciones del sistema de control permitirán disponer de una información clara del funcionamiento del parque para su operación y mantenimiento óptimo.

Además, tal y como se ha indicado, cada aerogenerador y la subestación disponen de su propio sistema de control. En los aerogeneradores es un sistema de control autónomo definido por el fabricante. En la subestación, estará compuesto por una serie de Unidades de Control de Posición (UCP) y la Unidad Central de Subestación (UCS), que se encargarán de recoger y gestionar las señales de la subestación y transmitir las al sistema SCADA.

Desde la subestación del parque se tendrá acceso al sistema de control para supervisar, mediante visualización de pantallas incluidas en el software/hardware de control y mando, los parámetros de funcionamiento de cada generador, torre meteorológica y de la subestación del parque. Además se podrán modificar parámetros del programa que gobierna el funcionamiento de las turbinas y dar órdenes básicas de parada, rearme, etc., así como actuar sobre los principales mecanismos de la subestación (apertura y cierre de interruptores automáticos, seccionadores, etc.), siempre con verificación de los enclavamientos para que las maniobras eléctricas sean seguras.

Habrà un puesto de supervisión remoto: Se configurará un ordenador portátil con todos los programas y licencias del sistema SCADA para poder tener acceso y operar a distancia de la misma forma que se podría realizar desde el puesto de supervisión de la subestación. Para ello, el portátil tendrá un modem incorporado en el que se instalará una tarjeta de telefonía móvil. Cada estación o puesto, contará con un ordenador PC independiente, con capacidad para procesar las señales, modem, impresora y línea de comunicaciones. El sistema almacenará

datos en archivos, con el histórico de funcionamiento del parque, que se podrán consultar.

#### 2.5.1. Red de comunicaciones de aerogeneradores

Cada aerogenerador cuenta con su propio sistema de control autónomo, que se comunica con el sistema global del parque a través de la red de comunicaciones que va en paralelo con la red eléctrica de media tensión.

Los aerogeneradores tendrán un armario de control al que se conectará un cable de fibra óptica para las comunicaciones. La red de fibra óptica para comunicaciones se colocará en la misma zanja que el cable de media tensión, e irá uniendo aerogeneradores en una red en anillo. Habrá un anillo de fibra óptica por cada uno de los circuitos de aerogeneradores en los que se divide el parque eólico.

El cable de fibra óptica irá entubado, en el interior de la zanja de media tensión, y tendrá las siguientes características:

- Cable de fibra óptica monomodo 9/125 OS2
- Mínimo número de fibras: 8
- Bajas emisiones de humo según las normativas IEC 61034 y EN 50268
- Libre de halógenos
- No corrosivo según normativas IEC 60754-2 y EN 50267
- No propagador de llama según normativa IEC 60332-3-24 y EN 50266-2-4
- Baja penetración de agua según normativa IEC 60794-1-2-F5
- Resistente a roedores y a rayos ultravioletas
- Adecuados para su instalación directamente enterrada o en tubos
- Rango de temperatura de operación entre -20°C y 60 °C

Las conexiones a los equipos de los aerogeneradores serán las marcadas por el fabricante de la turbina. Se dejarán preparados los terminales ópticos, con la conexión de los cables de fibra óptica de la red de comunicaciones, en la caja de conexiones de los aerogeneradores.

El mástil meteorológico del parque necesita también conexión con fibra óptica para las comunicaciones con el sistema SCADA. Se conectará en forma de satélite, fuera del anillo de fibra óptica que forman las turbinas, desde la turbina más cercana, desde la que también le llegará alimentación en baja tensión.

Los circuitos de fibra óptica finalizarán en la subestación, en la sala de control, donde se cableará al equipo de recepción de señales para ser transmitidas al PC de control.

#### 2.5.2. Control de la subestación

El control de la subestación estará dirigido por las Unidades de control de posición (UCP) y por la Unidad Central de Subestación (UCS). La comunicación entre las UCP's y la UCS se realizará a través de una red local de

comunicaciones ETHERNET en el interior de la subestación, utilizando un protocolo TCP/IP<sup>36</sup>.

Las UCP's estarán situadas en cada posición de la subestación, encargándose localmente de la recopilación de datos de su posición y el envío de órdenes a la aparamenta asociada.

Desde la UCS se podrá actuar sobre cualquiera de las posiciones y recibirá la información de todas ellas. La UCS será la encargada de comunicar con el sistema SCADA del parque.

- a) UCP: Las UCP's se dispondrán en cada una de las posiciones de subestación, ya sean de línea, de transformador, etc., y tendrán las siguientes funciones:
- ⇒ Captar las señales analógicas de su posición (tensión, intensidad) que permitan el cálculo de potencias, con visualización local de las magnitudes.
  - ⇒ Captación de señales digitales propias de la posición, como estado de interruptores y seccionadores (abierto/cerrado/desconocido), estado de aparallaje y automatismos de la posición, alarmas, relés de protección, etc.
  - ⇒ Emisión de órdenes (apertura/cierre) a interruptores automáticos y seccionadores, dependiendo de los enclavamientos a la maniobra correspondientes.
  - ⇒ Registro oscilográfico.
- b) UCS: La UCS tiene la función de captar los datos de la subestación y mostrarlos. Estará compuesta por: Unidad de control de proceso, consola de operación, reloj GPS de sincronización, una unidad de control para adquirir las señales de servicios auxiliares, módem de comunicaciones con el sistema SCADA y con telemando, equipos concentradores/difusores de fibra óptica y red local Ethernet de comunicación con UCP's. Sus funciones son las siguientes:
- ⇒ Mando y señalización de las posiciones de la subestación.
  - ⇒ Realización de todos los automatismos generales en el entorno de la subestación.
  - ⇒ Presentación y gestión de las alarmas del sistema.
  - ⇒ Generación de informes.
  - ⇒ Captación de las señales y alarmas de servicios auxiliares.
  - ⇒ Comunicación con el sistema SCADA.
  - ⇒ Comunicación con el sistema de telecontrol.
  - ⇒ Gestión de consola y periféricos de interfaz con usuario.
  - ⇒ Gestión de comunicaciones con las UCP's.
  - ⇒ Sincronización horaria.

### 2.5.3. Información a transmitir

---

<sup>36</sup> *Transmission Control Protocol/Internet Protocol* (Protocolo de control de transmisión/Protocolo de Internet). TCP/IP es un conjunto de reglas estandarizadas que permiten a los equipos comunicarse en una red como Internet.

El sistema controlará las siguientes variables:

- a) Aerogeneradores: Estado general, estado generador, estado de giro del sistema orientador, presencia de errores, frecuencia de red, coseno de phi, tensión en cada fase, corriente circulando por cada fase, potencia activa y reactiva, velocidad del generador, velocidad del rotor, velocidad del viento, ángulo de palas, temperatura, energía producida y horas de funcionamiento.
- b) Torre meteorológica: Velocidad del viento, dirección del viento, temperatura, presión atmosférica, humedad relativa, estadísticos de dirección y velocidad.
- c) Parámetros de la red: Tensión en cada fase, corriente circulando por cada fase, potencia activa de las tres fases, potencia reactiva de las tres fases, energía activa generada y energía activa consumida.
- d) Componentes del parque: Estado (Abierto/Cerrado) de los interruptores automáticos, estado (Abierto/Cerrado) de los seccionadores, enclavamientos activos a la maniobra entre la apartamiento de las subestaciones, estado de los relés de protección, disparos y alarmas de relés de protección, alarmas anti-intrusismo y anti-incendio de las subestaciones, órdenes de apertura/cierre de los interruptores automáticos y órdenes de apertura/cierre de los seccionadores.

#### 2.5.4. Información generada

Toda la información generada se guardará mensualmente en un disco duro regrabable con capacidad suficiente. El sistema es capaz de gestionar una base de datos con la información generada por el parque, según el siguiente esquema:

- a) Datos de configuración del sistema: Parámetros de configuración y números de serie de equipos.
- b) Informes: Informes de errores y alarmas, Informe de sistema, Informe de eventos.
- c) Datos históricos recientes: Ángulo de paso de palas, dirección de viento, velocidad del viento, velocidad de generador, presión atmosférica, producción de energía, temperaturas, humedad relativa, potencia activa y reactiva, coseno de phi, tensión en cada fase, corriente circulando por cada fase.
- d) Datos históricos de periodos largos: Contadores horarios, estadística de turbulencia, producciones, temperaturas, estadísticas de velocidad del viento.

## 2.6. Sistema de puesta a tierra de los aerogeneradores

El sistema de puesta a tierra debe asegurar que la resistencia máxima de la puesta y la tensión de paso y contacto, en todos los puntos de la subestación, están conforme a lo indicado en el ITC-RAT 13 'Instalaciones de puesta a tierra'.

La puesta a tierra se establece principalmente con objeto de limitar la tensión que respecto a tierra puedan presentar en un momento dado las masas metálicas de una instalación, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora

no perteneciente al mismo, mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

El sistema de puesta a tierra tiene las funciones de:

- Proteger al personal y a los equipos contra potenciales peligros.
- Proporcionar un camino a tierra para las intensidades generadas en descargas atmosféricas, estáticas o defectos de aislamiento eléctrico.
- Proporcionar una referencia de potencial con respecto a tierra.
- Facilitar a los elementos de protección el despeje de faltas a tierra.

Se conectarán a tierra todas las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente, pero que puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones. En particular, se conectarán a tierra, al menos, los siguientes elementos:

- Chasis y bastidores de aparatos de maniobra
- Envoltentes de los armarios metálicos
- Puertas metálicas de los locales
- Vallas y cercas metálicas
- Estructuras y armaduras metálicas del edificio
- Blindajes metálicos de los cables
- Tuberías, conductos metálicos y tapas metálicas de canales de cables

El sistema incorpora diferentes electrodos de puesta a tierra, entre los que se encuentran:

- Anillo interior: Cable de cobre desnudo formando un anillo en el suelo interior de la torre, que tiene la función de distribuir la corriente de falta en el interior hacia el exterior.
- Conductores radiales: Cables de cobre desnudo que conectan el anillo interior de la torre, con el anillo exterior y el anillo perimetral, dividiendo la corriente de falta de forma simétrica.
- Anillo exterior: Cable de cobre desnudo formando un anillo en el exterior de la torre, que tiene la función de distribuir la corriente de falta al terreno y limitar las tensiones de paso y contacto.
- Anillo perimetral: Cable de cobre desnudo, formando un anillo en el exterior del perímetro de la zapata de la torre. Tiene por función distribuir la corriente de falta al terreno y limitar las tensiones de paso y contacto. En ocasiones, es necesario incluir uno o varios anillos extra, alejados del perímetro de la zapata, para conseguir la resistencia de puesta a tierra necesaria.
- Picas de tierra: Dependiendo de la resistividad del terreno, puede ser necesaria la incorporación de picas de puesta a tierra conectadas al anillo perimetral con el fin de encontrar substratos de terreno con menor resistividad y reducir la resistencia de puesta a tierra.
- Ánodos de sacrificio: Se instalarán ánodos de sacrificio con el fin de evitar la corrosión de los principales electrodos del sistema de puesta a tierra.

- Barra de puesta a tierra: Barra de cobre a la que se conectarán las tierras de los equipos del aerogenerador y el conductor general de tierra. Conectará al sistema de puesta a tierra a través del anillo interior.
- Conductor general de tierra: Conductor desnudo de cobre que une todas las puestas a tierras de las turbinas y de las subestaciones. No forma parte del sistema de puesta a tierra de las torres, sino del sistema de puesta a tierra de todo el parque.

#### Consideraciones iniciales

- Las normas IEC 60479-1 y IEC 61936 consideran el cuerpo humano como una resistencia de 1000  $\Omega$ .
- El tiempo para el despeje de faltas será inferior a 0.3 s.
- La resistencia de puesta a tierra para los aerogeneradores no debe superar los 10  $\Omega$ , según la norma IEC TR 61400-24.
- No se ha realizado un estudio geotécnico de toda la zona para obtener la resistividad eléctrica del terreno en el que se van a colocar los aerogeneradores. Se va a tomar una resistividad de 500  $\Omega\cdot\text{m}$  para realizar los cálculos hasta tener los valores medidos o estimados.
- El cortocircuito máximo en la red de 30 kV será inferior a 20 kA. El cortocircuito calculado es de 17,45 kA en barras de 30 kV de la subestación.

El anillo interior es un electrodo de puesta a tierra formado por cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> de sección, formando un anillo en el interior de la torre del aerogenerador, posado sobre el suelo de la cimentación. Su misión es distribuir de forma simétrica, hacia los conductores radiales, la corriente de falta. Está conectado a la barra de puesta a tierra mediante cable de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup>. Se conecta, por soldadura aluminotérmica, a cuatro conductores radiales, simétricamente distribuidos, que comunican con el anillo exterior. Se conecta en cuatro puntos a la torre metálica del aerogenerador. Para ello se utilizan unas plaquitas, distribuidas simétricamente en la torre, a las que se unirán los cables de cobre de 50 mm<sup>2</sup> de sección desde el anillo interior. Se conectarán con los terminales y tornillos adecuados. Se conecta en cuatro puntos al armado de la cimentación de la torre. Para ello, igualmente, se utilizan unas plaquitas distribuidas simétricamente en la torre que están en contacto con el armado del hormigón de la cimentación. La conexión entre el anillo interior y el armado de la cimentación se hará con cables de cobre de 50 mm<sup>2</sup> que estarán soldados, con soldadura aluminotérmica al anillo interior y unidos, mediante tornillo y tuerca apropiados, a las plaquitas de la cimentación.

Hay cuatro cables radiales que comunican los diferentes anillos que componen los electrodos del sistema de puesta a tierra. Los cables radiales son de cobre con sección de 50 mm<sup>2</sup>. Estarán soldados, mediante soldadura aluminotérmica, a los diferentes anillos, y estarán distribuidos simétricamente respecto a la torre. Los conductores radiales atravesarán la cimentación de la torre para salir al exterior mediante tubos de PVC de diámetro 50 mm.

El anillo exterior es un conductor de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> de sección, formando un anillo alrededor de la torre de la turbina. Su función es reducir la tensión de paso y contacto y transmitir al terreno las corrientes de falta que

aparezcan en la instalación. Estará enterrado 0,5 metros bajo la superficie del terreno y a 1 metro de distancia respecto a la torre del aerogenerador. Estará conectado a los conductores radiales en ocho puntos simétricamente distribuidos, cuatro de ellos le conectarán al anillo interior y los otros cuatro al anillo perimetral. Todas las conexiones se realizarán mediante soldadura aluminotérmica.

El anillo perimetral es un conductor de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> de sección, formando una circunferencia alrededor de la cimentación del aerogenerador. Su función es reducir la tensión de paso entre el suelo y la cimentación y distribuir la corriente de falta por el terreno. Estará enterrado un metro y separado un metro del perímetro exterior de la cimentación. Estará conectado en cuatro puntos a los conductores radiales mediante soldadura aluminotérmica. Estará conectado al armado de la cimentación a través de unas barras de acero que se introducen en el hormigón de la cimentación, embebidas en una chaqueta protectora de PVC, que entran en contacto mediante soldadura aluminotérmica con el armado. Gracias a esta conexión, y a la existente entre el armado y el anillo interior, todo el refuerzo de la cimentación de las turbinas entra a formar parte del sistema de puesta a tierra, distribuyendo de forma simétrica los potenciales que pudieran aparecer al producirse una falta.

En el anillo perimetral se conectan las picas, en caso necesario, y se conectan los ánodos de sacrificio. En ocasiones será necesario añadir anillos extra cuando la resistividad del terreno sea tan elevada que no permita obtener una resistencia de puesta a tierra adecuada. En este caso serán anillos enterrados un metro y separados del anillo perimetral múltiplos de tres metros. Estos anillos extra contarán también con picas con el fin de obtener el valor de la resistencia a tierra necesaria.

Las picas serán de acero con recubrimiento superficial en cobre, con un diámetro mínimo de 14 mm y dos metros de longitud mínima. La separación entre picas será de, al menos, 1,5 veces la longitud de la pica, equivalente a tres metros. Se utilizarán solamente cuando la resistencia de puesta a tierra obtenida utilizando los electrodos anulares no sea suficientemente baja. Se conectarán al anillo perimetral.

Se colocarán al menos dos ánodos de sacrificio formados por barras de zinc conectados al anillo perimetral simétricamente distribuidos. Los ánodos de sacrificio tienen la función de evitar el deterioro de los electrodos de puesta a tierra por corrosión. Los ánodos se instalarán en unas pequeñas arquetas que sirvan para inspeccionarlos periódicamente.

La barra de puesta a tierra consiste en una pletina de cobre a la que quedan conectados tanto el sistema de puesta a tierra como el sistema de tierras del interior del aerogenerador. Consiste en una pletina de al menos 500 x 100 mm, con un espesor de 5 mm con agujeros de métrica para terminal de cable de 50 mm<sup>2</sup> de sección.

En ella quedarán conectados:

- Anillo interior
- Puesta a tierra del transformador de servicios auxiliares

- Puesta a tierra de cabinas de media tensión
- Puesta a tierra de cabinas de baja tensión y control del aerogenerador
- Puesta a tierra del generador y sus automatismos
- Cable de tierra de la torre
- Conductor general de tierra del parque

La puesta a tierra de todos los aerogeneradores y de las subestaciones del parque estarán interconectadas por el Conductor General de Tierra del Parque (CGTP), que es un cable de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> de sección que discurre paralelo a los circuitos de media tensión uniendo todos los aerogeneradores y subestaciones del parque. Discurre en las mismas zanjas que los circuitos de media tensión, existiendo un único conductor por zanja. Cualquier derivación necesaria se realizará mediante soldadura aluminotérmica.

El CGTP entrará en el interior de las torres para conectar con la barra de puesta a tierra, a través de unos tubos de PVC de 50 mm de diámetro embebidos en la cimentación de las torres.

### 3. Subestaciones

La evacuación de la energía producida por los aerogeneradores del PE IGLESIAS tendrá lugar a través de seis líneas eléctricas de media tensión (30 kV) enterradas en zanjas, que evacuarán la potencia hasta la subestación de transformación (SET) 30/220 kV. Desde la subestación de transformación (SET) se evacuará la energía a través de una línea aérea de alta tensión de 20 kilómetros. Al final de la línea de evacuación se proyecta una instalación de medida del punto frontera (IMF) que estará situada a menos de 500 metros de la subestación de REE de Villalbilla 220 kV. Entre la instalación de medida (IMF) y la subestación de REE se proyecta un tramo de línea enterrada de 220 kV de 460 metros de longitud que conectará con el punto frontera en la subestación de REE.

#### 3.1. Subestación Transformadora SET

El parque dispondrá de una subestación transformadora (SET) para elevar la tensión de los circuitos de media tensión hasta los 220 kV de la línea de evacuación que conectará con la subestación de REE. La SET es de categoría especial según el artículo 3 del capítulo I del Reglamento de Alta Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias, y contará con un transformador de 125 MVA para el cambio de tensión de 30 a 220 kV. Recibirán la energía de los 16 aerogeneradores a través de la red de media tensión y ofrecerá una salida en 220 kV a la línea de evacuación.

La subestación es de barra simple y sus características principales son las siguientes:

SUBESTACIÓN PARQUE	
NOMBRE	SET
CATEGORÍA	Especial

POTENCIA NOMINAL (MVA)	125
TENSIÓN NOMINAL AT	220
TENSIÓN NOMINAL MT	30
TRANSFORMADOR	1x 125 MVA; 220+-10% / 30 kV YNd11
APARAMENTA AT	1 Posición de Línea de 220 kV incluyendo: 1x Interruptor 1.250 A; 40 Ka 1x Seccionador con PAT 1.250 A; 31,5 kA 1x 3xTr. Intensidad 300-600/5 A 1x3x Tr. Tensión 220:√3/0,11:√3 kV 2x3 Autoválvulas TOV10 > 186,8 kV 1xEmbarrado de 220 kV preparado para ampliación de subestación
APARAMENTA MT	1x Embarrado 36 kV;2500 A 8 Celdas Línea 2 Celdas Posición Transformador 1 Celda Transformador SSAA
PUESTA A TIERRA AT	Conexión directa a tierra
PUESTA A TIERRA MT	A tierra a través de transformador zigzag y Resistencia de Puesta a Tierra

### 3.1.1. Emplazamiento

La subestación de transformación se ha ubicado intentando minimizar la línea de evacuación de 220 kV, evitando que interfiera con la posición de los aerogeneradores. También se ha buscado interferir en el menor número de parcelas posibles, además de utilizar parcelas alejadas de cualquier tipo de instalación a la que pudieran perjudicar en su normal funcionamiento.

El terreno seleccionado se ubicará en la parcela con referencia catastral 09183A51300838 y contará con la cualificación municipal adecuada para la instalación de acuerdo con la normativa urbanística municipal, sin que exista en el momento presente, ninguna limitación normativa para su emplazamiento.

Dadas las necesidades de capacidad de carga y radios de giro mínimos en las curvas que son de aplicación a todos los viales del parque eólico, derivados del transporte de los componentes de las turbinas, queda garantizado el adecuado acceso a la subestación tanto durante su construcción como durante su posterior operación y mantenimiento, que ha sido proyectada para ser construida adyacentemente a los viales internos del parque eólico.

### 3.1.2. Descripción

La subestación es de tipo intemperie y todos los elementos se ubicarán en un recinto vallado en el que se situará, además de la aparamenta de la subestación, un edificio cerrado que albergará las celdas de media tensión (MT), otro edificio con los equipos de control, protección, comunicación, servicios auxiliares en baja tensión, etc. necesarios para el correcto funcionamiento de la subestación, y un edificio de explotación del parque eólico.

La superficie de ocupación de la subestación será de 7.350 m<sup>2</sup> (105 x 70 metros). Los edificios y casetas de la subestación transformadora serán las únicas edificaciones existentes en el parque, que constarán de una sola planta que se distribuirá de manera funcional para el control de la propia subestación y del parque.

La subestación, destinada a agrupar los circuitos provenientes de las turbinas, ha sido diseñada con un mismo esquema básico con las siguientes características generales:

- La entrada a la subestación se realiza mediante bancos de tubos enterrados que contendrán los circuitos de MT que confluyen en la subestación.
- Dichos bancos de tubos acometerán a la subestación a través de celdas de línea que contendrán los equipos de protección adecuados y que contarán con interruptores automáticos con aislamiento en hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>). Las celdas han sido diseñadas para su instalación en interior.
- Dicho conjunto de celdas contará adicionalmente con una celda de salida destinada a alimentar un transformador de servicios auxiliares de la subestación.
- La salida de las celdas de los circuitos se conectará en un embarrado simple cuya salida contará con los elementos adecuados para la correcta protección del transformador de potencia.
- El transformador de potencia tendrá sus devanados conectados en triángulo estrella con un índice horario 11 (YNd11) y tendrá una potencia nominal de 125 MVA, siendo de tipo de intemperie refrigerado por aceite con radiadores adicionales.
- Desde el transformador de potencia, a través de los elementos de protección y maniobra adecuados, se conectará la subestación a la línea de salida correspondiente mediante un entronque aéreo/subterráneo.

En todos los aspectos, el diseño detallado y la construcción de la subestación se atenderán a lo exigido en las instrucciones técnicas complementarias del reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

### 3.1.3. Esquema

El esquema seleccionado para la subestación del parque sigue una configuración subestación de transformación de barra simple. Este esquema se ha seleccionado por su simplicidad y bajo coste.

### 3.1.4. Parámetros eléctricos

La potencia de diseño de la subestación es de  $S_n = 125$  MVA.

La subestación del parque tiene dos niveles de tensión, la red de media tensión de  $U_{Mn} = 30$  kV y la red de alta tensión de  $U_{An} = 220$  kV.

El estudio de coordinación de aislamiento refleja los siguientes resultados:

a) 30 kV: Tensión normalizada para la aparamenta:

⇒  $U_m$ : 36 kV

⇒ U Frecuencia Industrial (SIW): 70 kV

⇒ U Impulso tipo rayo (LIW): Aislamiento Gas 170 kV; Aislamiento líquido/Sólido 170 kV

⇒ Línea de fuga  $L = 654$  mm

b) 220 kV: Tensión normalizada para la aparamenta:

- ⇒ Um: 245 kV
- ⇒ U Frecuencia Industrial (SIW): 460 kV
- ⇒ U Impulso tipo rayo (LIW): Aislamiento Gas 1.050 kV; Aislamiento líquido/Sólido 1.050 kV
- ⇒ Línea de fuga L=4.840 mm

Hay dos niveles de tensión diferentes para los que se obtiene la corriente nominal para ambos niveles.

- 30 kV:  $I_n = 2.406$  A
- 220 kV:  $I_n = 328$  A

El estudio de cortocircuito muestra las siguientes corrientes de cortocircuito para los diferentes niveles de tensión.

- 30 kV:  $I_{ccM} = 17.445$  A
- 220 kV:  $I_{ccA} = 8.989$  A

### 3.1.5. Distancias de diseño

Las distancias mínimas de aislamiento en aire entre fases y fase a tierra para los diferentes niveles de tensión se han obtenido siguiendo la ITC-RAT 12 y la norma IEC-061936-1.

En el presente proyecto, la máxima tensión para la instalación (Um) es 36 kV en el lado de 30 kV y 245 kV para el lado de 220 kV. Las distancias de aislamiento en el aire (N) son:

- 30 kV:  $N = 0,32$  metros
- 220 kV:  $N = 2,1$  metros

En la subestación de exterior, la mínima altura a la que debe estar cualquier elemento a la tensión nominal, que esté dentro de un área accesible, es  $H = N + 2,5$  m. La distancia vertical de seguridad dentro del área accesible:

- 30 kV:  $H = 2,82$  metros
- 220 kV:  $H = 4,6$  metros

La distancia vertical de seguridad dentro del área de trabajo como  $H = D_{PEL-1} + 2,5$  metros:

- 30 kV:  $H = 3,32$  metros
- 220 kV:  $H = 5,1$  metros

La parte más baja de los elementos aislantes estarán situados a una altura mínima de 2,3 metros sobre el suelo.

La distancia de seguridad lateral para los diferentes niveles de tensión:

- 30 kV:  $S_{ld} = 1,82$  metros
- 220 kV:  $S_{ld} = 3,6$  metros

Durante el diseño se debe tener en cuenta el espacio preciso para el mantenimiento y puesta en marcha, así como la entrada de los vehículos necesarios para tales tareas.

En el diseño se ha tenido en cuenta los pasillos necesarios hacia los diferentes equipos eléctricos de la instalación, con el fin de realizar el mantenimiento y comisionado. La distancia entre los diferentes elementos será suficiente para facilitar los trabajos durante el mantenimiento y verificación de la instalación.

Todo el recinto de la subestación estará protegido por una valla, enrejado u obra de fábrica de una altura mínima de 2,2 metros medida desde el exterior, y estará provista de señales de advertencia de peligro en cada una de sus orientaciones cada 10 metros. Contará con un sistema anti-escalada eficaz.

### 3.1.6. Transformador de potencia

El transformador de potencia debe ser seleccionado para ser capaz de evacuar la potencia generada por la planta y se debe poder mover dentro de un factor de potencia de 0,9 inductivo, 0,9 capacitivo. En el dimensionamiento se ha tenido en cuenta que los transformadores deben trabajar por debajo del 90% de su potencia nominal. Teniendo en cuenta estos condicionantes y que la potencia nominal conectada a la subestación es de 94 MW, se decide optar por un transformador de potencia nominal 125 MVA.

En la siguiente tabla se incluyen las características del transformador de potencia de la subestación:

Descripción	Valor requerido
Nº Transformadores	1
Potencia Nominal (MVA)	125
Frecuencia nominal (Hz)	50
Grupo de Conexión	YNd11
Tensión Nominal (kV)	220 30
Rated Current (A)	328 A 2.406 A
Regulación de tomas	OLTC-En carga Tomas en lado AT 10 tomas 1% Control automático
Normativa aplicable	IEC:60076
Instalación	Exterior-Intemperie 2 Devanados Transformador elevador
Tipo	Trifásico Aislamiento en líquido
Nivel de contaminación	Ligero
Tipo de aislamiento de devanados	Uniforme
Nivel acústico ONAF IEC 60076	65dB
Pérdidas en vacío (kW)	≤62,5 kW
Pérdidas en carga (kW)	≤375kW
Pérdidas totales (kW)	≤500 kW

PEI (%)	> 99,770
Impedancia de cortocircuito	≥15%
Refrigeración	ONAN < 60%Pn ONAF > 60%Pn

El transformador de potencia contará con transformadores de corriente para protección incorporados a los aisladores de los bornes, tanto en el lado de alta como en el lado de media tensión. Las características principales para el lado de alta tensión son:

Posición	Intemperie "Bushing"
Nivel de aislamiento (kV)	245/460/1050
Ratio (A/A)	400/5
Clase de precisión. Protección	5P20
Potencia. Protección (VA)	30
Ith (kA) 1 s	50
Frecuencia (Hz)	50

Las características principales para el lado de media tensión son:

Posición	Intemperie "Bushing"
Nivel de aislamiento (kV)	36/70/170
Ratio (A/A)	2.500/5
Clase de precisión. Protección	5P20
Potencia. Protección (VA)	30
Ith (kA) 1 s	50
Frecuencia (Hz)	50

### 3.1.7. Celdas de media tensión

El embarrado de MT estará formado por la unión de diferentes módulos de celdas de media tensión con aislamiento en SF<sub>6</sub> para la tensión nominal. Constará de una barra simple, celdas de línea hacia los circuitos de media tensión de los aerogeneradores, una celda hacia el transformador de potencia, celda hacia el transformador de servicios auxiliares y celdas de reserva para conectar los posibles equipos de compensación de reactiva.

La corriente nominal del embarrado deberá ser In= 2406 A, de modo que se selecciona una corriente normalizada de 2500 A.

La siguiente tabla muestra un resumen de las características generales para las celdas de MT:

<b>EMBARRADO</b>	
Tensión nominal Un (kV)	36
Nivel aislamiento maniobra SIW (kV rms)	70
Nivel aislamiento rayo (kV peak)	170
Corriente nominal In(A)	2.500
Corriente admisible Isc(kA/1s)	25
<b>CELDA POSICIÓN TRANSFORMADOR</b>	
Corriente nominal In(A)	2.500

Corriente de corte I <sub>sc</sub> (kA)	25
Corriente de cierre I <sub>ma</sub> (kA peak/3 s)	63
<b>CELDA POSICIÓN DE LÍNEA</b>	
Corriente nominal I <sub>n</sub> (A)	630
Corriente de corte I <sub>sc</sub> (kA)	25
Corriente de cierre I <sub>ma</sub> (kA peak/3 s)	63
<b>CELDA TRANSFORMADOR SSAA</b>	
Corriente nominal I <sub>n</sub> (A)	200
Corriente de corte I <sub>sc</sub> (kA)	25
Corriente de cierre I <sub>ma</sub> (kA peak/3 s)	63

Todas las celdas de posición de línea están protegidas frente a las sobretensiones del sistema mediante autoválvulas.

La siguiente tabla muestra el criterio a seguir para su selección, que ha sido obtenido en el estudio de coordinación de aislamientos anexo al proyecto:

Nivel de tensión	30 kV
I <sub>n</sub> (kA)	5
U <sub>r</sub> (kV)	-
L (mm)	>654
U <sub>c</sub> (kV)	>18,88
TOV10s (kV)	>31,19
U <sub>pl</sub> (kVp)	<121,431
U <sub>ps</sub> (kVp)	<63,64

- I<sub>n</sub>: Corriente nominal de descarga de la autoválvula (kA).
- U<sub>r</sub>: Tensión residual (kV). Es la tensión que la autoválvula impone en su punto de conexión cuando le llega una onda de tensión con un valor superior.
- L: Línea de fuga (mm). Distancia mínima que debe cubrir un arco eléctrico por la superficie del aparato para encontrarse con un punto a potencial de tierra.
- U<sub>c</sub>: Tensión continua de operación (kV). Es la tensión a la que la autoválvula puede trabajar de forma permanente. La autoválvula se conecta entre fase-neutro.
- TOV10s: Sobretensión temporal durante 10 s (kV).
- U<sub>pl</sub>: Margen de protección de sobretensión tipo rayo (kVp). Es la tensión pico, ante una onda de frente rápido, a la que la autoválvula debería funcionar para evitar que la onda supere los valores de aislamiento.
- U<sub>ps</sub>: Margen de protección de sobretensión tipo maniobra (kVp). Es la tensión pico ante una onda de frente lento, a la que la autoválvula debería funcionar para evitar que la onda supere los valores de aislamiento.

En cuanto a los transformadores de corriente, se utilizan para suministrar información a los relés de protección y medida de la corriente, potencia y energía. Para ello entregan una intensidad secundaria proporcional a la que está establecida o circulando por el primario del transformador. Estos transformadores quedan definidos por su razón de transformación, potencia y clase de precisión. Deben cumplir con los niveles de aislamiento de acuerdo con

la zona en la que van a ser colocados, según lo marcado en el estudio de coordinación de aislamiento.

La siguiente tabla muestra las características de los transformadores de corriente:

Cabina	LÍNEA	TRANSFORMADOR	TSA
Nivel de aislamiento (kV)	36/70/170	36/70/170	36/70/170
Ratio (A/A)	300-600/5-5-5	2.500/5-5-5	50/5-5
Clase precisión. Protección	5P20	5P20	5P20
Potencia. Protección (VA)	10	10	10
Clase precisión. Medida	cl. 0,2S	cl. 0,2S	cl. 0,2S
Potencia. Medida (VA)	5	5	5
Ith (kA) 1 s	50	50	50
Frecuencia (Hz)	50	50	50

Respecto a los transformadores de tensión, se utilizan para suministrar información a los relés de protección y medida de la tensión, potencia y energía. Para ello entregan una tensión secundaria proporcional a la que está establecida en el primario del transformador. Estos transformadores quedan definidos por su razón de transformación, potencia y clase de precisión. Deben cumplir con los niveles de aislamiento de acuerdo con la zona en la que van a ser colocados, según lo marcado en el estudio de coordinación de aislamiento.

La siguiente tabla muestra las características de los transformadores de tensión:

Cabina	TSA
Nivel de aislamiento (kV)	36/70/170
Ratio (V/V) 1º 30000:v3/110:v3	
Potencia (VA) 1º	50
Clase de precisión 1º	3P
Conexión 1º	Y
Ratio (V/V) 2º	30.000:v3/110:v3
Potencia (VA) 2º	50
Clase de precisión 2º	cl.0,2
Conexión 2º	Y
Ratio (V/V) 3º	30.000:v3/110:3
Potencia (VA) 3º	50
Clase de precisión 3º	3P
Conexión 3º	Δ
Frecuencia (Hz)	50

La conexión entre el embarrado de media tensión y el transformador de potencia se realizará con cable de Cobre aislado en HEPRZ1, con nivel de aislamiento 36 kV. La corriente nominal a transportar es de 2.405 A en la llegada a los bornes del transformador.

Los cables conectarán al transformador a través de unas barras colectoras de aluminio de 4.000 A de intensidad nominal y capacidad para soportar 31,5 kA de cortocircuito, que conectarán con los bornes de 30 kV del transformador. Estarán

formadas por tres tubos de aluminio aleado 6063-T6 separados entre ejes 0,75 metros.

#### 3.1.8. Cable aéreo parque intemperie

El conductor seleccionado es el 147-AL1/34ST1A- [LA-180]. Se utilizará doble conductor por fase igual que en la línea de evacuación. El conductor seleccionado admite una corriente máxima de 431 A, que pasan a ser 862 A al utilizar una configuración dúplex con dos conductores por fase.

La corriente nominal que necesita transportar el conductor será la obtenida para el nivel de tensión de 220 kV, en este caso  $I_n = 328$  A.

#### 3.1.9. Barras de línea parque intemperie

La corriente nominal que necesita transportar el embarrado de línea será la nominal diseñada para la línea de evacuación para el nivel de tensión de 220 kV, en este caso  $I_n = 862$  A.

Las barras de línea conectarán los diferentes elementos del parque intemperie, desde el transformador hasta el interruptor de potencia. Consistirán en unas barras colectoras de aluminio de 1.000 A de intensidad nominal y capacidad para soportar 25 kA de cortocircuito. Estarán formadas por tres tubos de aluminio aleado 6063-T6.

#### 3.1.10. Interruptor automático

El interruptor automático será el encargado de interrumpir el flujo de corriente hacia el transformador de potencia e interrumpir la corriente de cortocircuito en caso de falta en el sistema. Será un interruptor de exterior, motorizado y de funcionamiento tripolar.

La corriente nominal será la obtenida para el nivel de tensión de 220 kV, en este caso  $I_n = 328$  A, contando con la capacidad de la línea de evacuación  $I_n = 862$  A.

Debe ser capaz de abrir en condiciones de cortocircuito, con una capacidad de corte por encima de la obtenida en el estudio de cortocircuitos del proyecto. Se selecciona una  $I_{sc} = 40$  kA.

El interruptor debe estar conforme a los niveles de aislamiento necesarios según el estudio de coordinación de aislamientos del proyecto.

La siguiente tabla muestra las características fundamentales del interruptor automático:

Nivel de aislamiento (kV)	245/460/1050
Tensión nominal (kV)	220
Corriente nominal (A)	$\geq 1250$
Capacidad de corte (kA)	$\geq 40$
Operación	3 Fases
Frecuencia (HZ)	50

#### 3.1.11. Seccionador

El seccionador será el encargado de mantener abierto el circuito de forma efectiva y visual. Será un seccionador de exterior, motorizado y con conexión a puesta a tierra.

La corriente nominal será la obtenida para el nivel de tensión de 220 kV, en este caso  $I_n = 328$  A, contando con la capacidad de la línea de evacuación  $I_n = 862$  A.

Debe ser capaz de soportar las condiciones de cortocircuito obtenidas en el estudio de cortocircuitos anexo al proyecto. Se selecciona una  $I_{sc} = 40$  kA durante 3 s.

El seccionador debe estar conforme a los niveles de aislamiento necesarios según el estudio de coordinación de aislamientos anexo al proyecto.

La siguiente tabla muestra las características fundamentales del seccionador:

Nivel de aislamiento (kV)	245/460/1.050
Tensión nominal (kV)	220
Corriente nominal (A)	$\geq 1250$
Corriente cortocircuito (kA) 3s	$\geq 40$
Frecuencia (Hz)	50

### 3.1.12. Autoválvulas intemperie

Las autoválvulas del parque intemperie servirán para proteger al transformador de sobretensiones en el sistema. La siguiente tabla muestra el criterio a seguir para su selección, que ha sido obtenido en el estudio de coordinación de aislamientos anexo al proyecto.

Nivel de tensión	220 kV
$I_n$ (kA)	10
$U_r$ (kV)	-
L (mm)	$> 4840$
$U_c$ (kV)	$> 139,79$
TOV10s (kV)	$> 186,8$
$U_{pl}$ (kVp)	$< 750$
$U_{ps}$ (kVp)	$< 418,18$

### 3.1.13. Transformador de corriente

Los transformadores de corriente o transformadores de intensidad (TI) se utilizan para suministrar información a los relés de protección y medida de la corriente, potencia y energía. Para ello entregan una intensidad secundaria proporcional a la que está establecida o circulando por el primario del transformador.

Se ha seleccionado un transformador con cuatro devanados secundarios, tres de protección, para dar información a los relés, y uno de medida, para dar información a los medidores de potencia y energía.

Las siguientes tablas muestran las características generales de los transformadores seleccionados.

<b>TRANSFORMADOR DE CORRIENTE POS.TRAFO</b>	
Posición	Intemperie

Nivel de aislamiento (kV)	245/460/1050
Ratio (A/A)	300-600/5-5-5-5
Clase de precisión. Protección	5P20
Potencia. Protección (VA)	30
Clase de precisión. Medida	cl.0.2s
Potencia. Medida (VA)	30
Ith (kA) 1 s	50
Frecuencia (Hz)	50

<b>TRANSFORMADOR DE CORRIENTE POS.LÍNEA</b>	
Posición	Intemperie
Nivel de aislamiento (kV)	245/460/1050
Ratio (A/A)	600-1.200/5-5-5-5
Clase de precisión. Protección	5P20
Potencia. Protección (VA)	30
Clase de precisión. Medida	cl.0.2s
Potencia. Medida (VA)	30
Ith (kA) 1 s	50
Frecuencia (Hz)	50

#### 3.1.14. Transformador de tensión inductivo

Los transformadores de tensión (TT) se utilizan para suministrar información a los relés de protección y medida de la tensión, potencia y energía. Para ello entregan una tensión secundaria proporcional a la que está establecida en el primario del transformador.

Se ha seleccionado un TT con tres devanados, dos para protección y uno para medida.

La siguiente tabla muestra las características generales del transformador de tensión.

Posición	Intemperie
Nivel de aislamiento (kV)	245/460/1050
Ratio (V/V) 1º	220.000:v3/110:v3
Clase precisión. 1º	3P
Potencia. Protección (VA) 1º	25
Conexión 1º	Y
Ratio. Medida (V/V) 2º	220.000:v3/110:v3
Clase precisión. Medida 2º	cl.0.2
Potencia. Medida (VA) 2º	25
Conexión 2º	Y
Ratio. Protección (V/V) 3º	220.000:v3/110:v3
Clase precisión. Protección 3º	3P
Potencia. Medida (VA) 3º	25
Conexión 3º	Δ
Frecuencia (Hz)	50

#### 3.1.15. Sistema neutro de subestación

El transformador de potencia tiene el secundario de media tensión (30 kV) conectado en triángulo de manera que no existe punto neutro. Para conseguir un punto de neutro y conseguir que el sistema en 30 kV no sea un sistema aislado, se va a utilizar un transformador zig-zag. La función de este transformador es llevar las corrientes a tierra durante una falta monofásica a tierra. En funcionamiento normal, sin falta, el transformador zig-zag se comporta como un transformador en vacío y por él circula solamente la corriente de excitación. El neutro del transformador zig-zag se conectará a la resistencia de puesta a tierra y desde ella al sistema de puesta a tierra de la subestación, con el fin de limitar las corrientes de falta. Mediante este dispositivo el sistema de neutro de la red de 30 kV estará puesto a tierra a través de una reactancia limitadora. Se busca limitar la corriente de cortocircuito monofásico a 500 A. Para el sistema de 220 kV, el neutro del devanado de alta tensión del transformador estará rígidamente conectado a tierra.

### 3.1.16. Sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra de la subestación tiene las funciones de proteger al personal y a los equipos contra potenciales peligros, proporcionar un camino a tierra para las intensidades generadas en descargas atmosféricas, estáticas o defectos de aislamiento eléctrico, proporcionar una referencia de potencial con respecto a tierra y facilitar a los elementos de protección el despeje de faltas a tierra.

Se conectarán a tierra todas las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente, pero que puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones. En particular, se conectarán a tierra, al menos, los siguientes elementos:

- Chasis y bastidores de aparatos de maniobra
- Envoltentes de los armarios metálicos
- Puertas metálicas de los locales
- Vallas y cercas metálicas
- Estructuras y armaduras metálicas del edificio
- Blindajes metálicos de los cables
- Tuberías, conductos metálicos y tapas de metálicas de canales de cables.
- Neutro del transformador de potencia, servicios auxiliares y transformador zig-zag y resistencia de puesta a tierra.

El sistema de puesta a tierra debe asegurar que la resistencia máxima de la puesta y la tensión de paso y contacto, en todos los puntos de la subestación, están conforme a lo indicado en el ITC-RAT 13.

Una vez la instalación esté terminada se deben medir las tensiones de paso y contacto, así como la resistencia máxima de la red, para verificar que se cumple con los requerimientos de la normativa.

El Sistema de tierras superiores consistirá en la instalación de un pararrayos atmosférico de puntas Franklin (activas), en un punto alto de la subestación. La altura será la necesaria para que toda la aparamenta del parque y el edificio de

la subestación queden dentro del paraguas de protección del pararrayos. Un cable de cobre desnudo 50 mm<sup>2</sup> bajará desde el pararrayos por el pórtico a conectar directamente con el sistema de puesta a tierra enterrado.

El Sistema de tierras inferiores de la subestación contará con los siguientes elementos:

- Malla de conductores desnudos de cobre, con la sección necesaria según los cálculos de tensión de paso y contacto exigidos en el MIE-RAT, formando retículas lo más uniformes posibles, con uniones mediante soldaduras aluminotérmicas. La malla se extenderá bajo la totalidad de la superficie de la subestación para evitar tensiones transferidas y tensiones de contacto peligrosas en el interior y exterior del recinto. La malla constituirá una superficie equipotencial y poseerá una línea de tierra a un metro de la valla en el interior y otra sobresaliendo un metro en el exterior, alrededor del vallado perimetral de la subestación.
- Tierra de estructuras y equipos: Para conectar a tierra estos elementos se utilizará cable de sección apropiada con aislamiento 0,6/1 kV.
- En caso de necesidad se instalarán picas de longitud y sección necesarias.
- Arquetas de seccionamiento con objeto de verificar la puesta a tierra.
- El acabado superficial de la subestación consistirá en una capa de hormigón de al menos 30 cm de espesor, especialmente alrededor del parque de 220 kV y el edificio. En el área interior del parque de 220 kV, así como en el área restante de la subestación donde no existe peligro por tensiones de contacto, se preparará una capa de grava de 20 cm de espesor para asegurar que se cumplen los requisitos de tensión de paso admisibles.

### 3.1.17. Servicios auxiliares (SSAA)

Los servicios auxiliares de la subestación estarán equipados con un transformador de servicios auxiliares conectado al embarrado de 30 kV de la subestación.

Se dispondrá también de un grupo electrógeno que alimentará el cuadro general de baja tensión en caso de pérdida total de potencia de red.

El edificio contará con un cuadro general de baja tensión, con los circuitos que alimentarán los cuadros de corriente alterna, el equipo rectificador-cargador de baterías y los circuitos de corriente continua.

El transformador de servicios auxiliares, denominado TSA-1, será de tipo encapsulado en resina, con nivel de aislamiento de 36 kV y una potencia nominal de 250 kVA. Estará situado en el exterior del edificio, encerrado en un vallado, y estará protegido mediante una envoltura metálica con grado de protección IP44. Conectará con el cuadro general de baja tensión CGBT.

<b>TRANSFORMADOR SERVICIOS AUXILIARES (TSA-1)</b>	
Nº Fases	3
Frecuencia (Hz)	50
Potencia (kVA)	250
Tensión Primario (V)	30.000
Tensión Secundario (V)	400

Rango de tomas	±2,5%, ±5%
Grupo conexión	Dyn11
Nivel de aislamiento (kV)	36-70-170
Instalación	Exterior, IP44
Tipo	Encapsulado Resina
Ucc (%)	6

El grupo electrógeno estará dispuesto para que, en el caso de pérdida total de potencia de red, se pueda maniobrar la aparamenta del parque. Conectará con el cuadro general de baja tensión CGBT, donde habrá un mecanismo para conmutar tanto automática como manualmente entre el grupo y el transformador de servicios auxiliares.

<b>GRUPO ELECTRÓGENO</b>	
Nº Fases	3
Frecuencia (Hz)	50
Potencia (kVA)	160
Tensión (V)	400
Motor	Diesel
Grado de protección	Clase H
Instalación	Exterior, IP23
Autonomía	12 h-Max potencia

El cuadro general de baja tensión (CGBT) se situará en la sala de control y protección. Se alimentará desde el transformador de SSAA y desde el grupo electrógeno y alimentará el rectificador para generar la tensión continua con la que se alimentan las protecciones y equipos de comunicaciones.

Al poder estar alimentado por el TSA-1 y por el grupo electrógeno, se adoptarán las disposiciones convenientes para que la instalación no pueda alimentarse, simultáneamente, por dos fuentes independientes entre sí.

En el CGBT se disponen dispositivos de mando y protección para cada uno de los circuitos de la subestación. Cada uno de los elementos de protección del cuadro llevará una placa indicadora del circuito al que pertenecen.

Las canalizaciones estarán constituidas por conductores rígidos, con aislamiento no inferior a 750 V, colocados bajo tubos protectores de tipo no propagador de llama, instalados en superficie de pared y techo o bajo el suelo técnico.

<b>CUADRO GENERAL DE BAJA TENSIÓN (CGBT)</b>	
Tensión nominal de aislamiento (V)	1.000
Tensión nominal de servicio (V)	440
Corriente asignada del conjunto (A)	400
Corriente nominal soportada de cresta (kA)	40
Corriente de corta duración F-N (kA)	20
Tensión soportada a frecuencia industrial (kVp)	10
Tensión soportada a impulso tipo rayo (kVp)	20
Dispositivo de seccionamiento general (A)	125

Se instalarán dos armarios con rectificadores y baterías para alimentar todos los elementos de mando, protección, control y comunicaciones que requieren de tensión continua.

Las baterías estacionarias estarán formadas por elementos de plomo o níquel-cadmio que satisfagan las necesidades de la subestación, según los cálculos de la memoria de cálculo. La tensión nominal de salida del equipo será de 125 Vcc. Los consumos que requieran de otros niveles de tensión dispondrán de transformadores de pequeña potencia para utilizar en cargas de 48 Vcc o incluso 24 Vcc.

### 3.1.18. Equipamiento de prevención de riesgos eléctricos

La instalación deberá de contar, antes de la puesta en servicio de la subestación, con el material de seguridad y equipamiento auxiliar necesario en todas las partes de la subestación. Como material de seguridad se aprovisionará de:

- Tres juegos de tierras portátiles
- Dos tambores de cinta de señalización
- Dos pértigas de aislantes de maniobra
- Dos pares de guantes para AT clase 3 y BT clase 0
- Dos verificadores de ausencia de tensión válidos para el rango de tensión 30/220 kV
- Una alfombra aislante BT 600x600 mm
- Una banqueta aislante
- Un armario de seguridad con dos puertas y capacidad suficiente
- Pequeño material para la operación y mantenimiento correcto de las instalaciones, siendo el habitual: dos cascos de seguridad con visera blanca, y un equipo de seguridad y zona de trabajo.

Aparte, todos los equipos eléctricos estarán señalizados con etiquetas de riesgo eléctrico en cabinas, armarios eléctricos, en las puertas y en el vallado de la subestación.

### 3.2. Instalación de medida del punto frontera IMF

La instalación de medida del parque se encargará de realizar la medida de la potencia evacuada por el parque a la red exterior. La medida debe realizarse a menos de 500 metros de la subestación de REE de Villalbilla, donde está la posición para la conexión del parque a la red exterior.

Contará para ello con transformadores de intensidad y de tensión y los equipos de medida y de comunicaciones necesarios.

NOMBRE	IMF
CATEGORÍA	Especial
POTENCIA NOMINAL (MVA)	125
TENSIÓN NOMINAL AT	220
APARAMENTA ATp	1x Posición de medida incluyendo: 1x 3xTr. Intensidad 600-1200/5 A 1x3x Tr. Tensión 220:√3/0,11:√3 kV 1x1x Tr. Tensión 220:√3/0,230: kV Servicios Auxiliares 1x3 Autoválvulas TOV10 > 186,8 kV
PUESTA A TIERRA AT	Conexión directa a tierra

### 3.2.1. Emplazamiento

La instalación se ubicará cerca de la última torre de la línea aérea de 220 kV, a menos de 500 metros de la subestación de REE de Villalbilla.

La parcela seleccionada estará ubicada en la parcela con referencia catastral 09452A00200160 y contará con la cualificación municipal adecuada para la instalación de acuerdo con la normativa urbanística municipal, sin que exista en el momento presente, ninguna limitación normativa para su emplazamiento.

### 3.2.2. Descripción

La instalación es de tipo intemperie, con todos los elementos ubicados en un recinto vallado en el que se situará, además de la apartamentada, un edificio cerrado que albergará los armarios con los equipos de medida, comunicación, servicios auxiliares en baja tensión, etc. necesarios para el correcto funcionamiento de la instalación.

La superficie de ocupación será de 480 m<sup>2</sup> (16 x 30 m).

Existirá un edificio que constará de una sola planta que se distribuirá de manera funcional para el control de la instalación y del parque.

La instalación, destinada a obtener la medida del punto frontera, ha sido diseñada con un esquema básico con las siguientes características generales:

- La entrada a la instalación se realiza mediante un pórtico que conectará los cables desde la última torre de la línea de evacuación del parque.
- El embarrado de 220 kV, formado por los mismos cables aéreos que la línea de evacuación, conectará los equipos de medida, transformadores de intensidad y de tensión.
- La salida de la instalación se realiza mediante unos pedestales en los que se sujetarán los terminales de cable para realizar el entronque aéreo/subterráneo.
- Los cables de 220 kV, en instalación directamente enterrada, conectarán a la subestación de REE de Villalbilla.

En todos los aspectos, el diseño detallado y la construcción de la instalación se atenderán a lo exigido en las instrucciones técnicas complementarias del reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

### 3.2.3. Esquema

El esquema seleccionado para la instalación de medida sigue una configuración de subestación de interconexión. Este esquema se ha seleccionado por su simplicidad y bajo coste.

### 3.2.4. Parámetros eléctricos

La potencia nominal de diseño es de  $S_n = 125$  MVA. No se espera una ampliación de la instalación con líneas adicionales.

El nivel de tensión nominal es de  $U_n = 220$  kV.

El estudio de coordinación de aislamiento es un anexo al proyecto que refleja los siguientes resultados:

Tensión normalizada para la aparamenta en 220 kV:

- $U_m$ : 245 kV
- U Frecuencia Industrial (SIW): 460 kV
- U Impulso tipo rayo (LIW): Aislamiento Gas 1050 kV; Aislamiento líquido/Sólido 1.050 kV
- Línea de fuga  $L = 4.840$  mm

La corriente nominal es  $I_n = 328$  A.

El estudio de cortocircuito anexo al proyecto da como resultado una corriente de cortocircuito de  $I_{ccA} = 8.989$  A para el nivel de tensión 220 kV.

### 3.2.5. Distancias de diseño

Las distancias mínimas de aislamiento en aire entre fases y fase a tierra para los diferentes niveles de tensión se han obtenido siguiendo la ITC-RAT 12 y la norma IEC-061936-1.

En el presente proyecto, la máxima tensión para la instalación ( $U_m$ ) es 245 kV para el lado de 220 kV. La distancia de aislamiento en el aire (N) es de  $N = 2,1$  metros.

En la instalación de exterior, la mínima altura a la que debe estar cualquier elemento a la tensión nominal que esté dentro de un área accesible es  $H = N + 2,5$  metros. La distancia vertical de seguridad dentro del área accesible es de  $H = 4,6$  metros.

No obstante, para considerar las zonas accesibles como zonas de trabajo, el Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico, establece unas distancias  $D_{PEL-1}$  como el límite de la zona de peligro cuando existe riesgo eléctrico de sobretensión por rayo. Esta distancia  $D_{PEL-1}$  es de 2,6 metros en 220 kV.

La distancia vertical de seguridad dentro del área de trabajo,  $H = D_{PEL-1} + 2,5$  metros, para la instalación es  $H = 5,1$  metros.

La parte más baja de los elementos aislantes estarán situados a una altura mínima de 2,3 metros sobre el suelo.

Para tener en cuenta todas las posibles opciones de distancia lateral a los diferentes elementos que no están en tensión (enrejados, paredes macizas, cierres, etc.) se va a tomar la situación más restrictiva. La distancia mínima lateral entre cualquier elemento a tensión nominal a edificios, vallados o cualquier otra estructura civil que se va a permitir es  $S_{ld} = N + 1,5$  metros, que para el nivel de tensión 220 kV es de 3,6 metros.

Durante el diseño se debe tener en cuenta el espacio preciso para el mantenimiento y puesta en marcha, así como la entrada de los vehículos necesarios para tales tareas.

Asimismo, en el diseño se han tenido en cuenta los pasillos necesarios hacia los diferentes equipos eléctricos de la instalación, con el fin de realizar el mantenimiento. La distancia entre los diferentes elementos será suficiente para facilitar los trabajos durante el mantenimiento y verificación de la instalación.

Todo el recinto estará protegido por una valla, enrejado u obra de fábrica, de una altura mínima de 2,2 metros medida desde el exterior, y estará provista de señales de advertencia de peligro en cada una de sus orientaciones cada 10 metros. Contará con un sistema anti-escalada eficaz.

### 3.2.6. Cable aéreo parque intemperie

El parque de 220 kV tiene como corriente nominal  $I_n = 328$  A. El conductor seleccionado será el 147-AL1/34ST1A- [LA-180], que admite una corriente máxima de 431,17 A. Además, al ser una línea con dos conductores por fase, la corriente máxima total de la línea es de 862,34 A.

### 3.2.7. Autoválvulas intemperie

Las autoválvulas del parque intemperie servirán para proteger a los equipos de sobretensiones en el sistema. El criterio a seguir para su selección, según el estudio de coordinación de aislamientos del proyecto, es el siguiente:

Nivel de tensión	220 kV
$I_n$ (kA)	10
$U_r$ (kV)	-
L (mm)	>4840
$U_c$ (kV)	>139,79
TOV10s (kV)	>186,8
$U_{pl}$ (kVp)	<750
$U_{ps}$ (kVp)	<418,18

### 3.2.8. Transformador de corriente

Se ha seleccionado un transformador con un devanado secundario de medida, para dar información a los medidores de potencia y energía.

El transformador tendrá las siguientes características:

Posición	Intemperie
Nivel de aislamiento (kV)	245/460/1050
Ratio (A/A)	600-1200/5
Clase de precisión. Protección	-
Potencia. Protección (VA)	-
Clase de precisión. Medida	cl.0.2s
Potencia. Medida (VA)	10
$I_{th}$ (kA) 1 s	50
Frecuencia (Hz)	50

### 3.2.9. Transformador de tensión inductivo

Los transformadores de tensión (TT) se utilizan para suministrar información a los relés de protección y medida de la tensión, potencia y energía, para lo cual entregan una tensión secundaria proporcional a la que está establecida en el

primario del transformador. Se ha seleccionado un TT con tres devanados, dos para protección y uno para medida.

La siguiente tabla muestra las características generales del transformador de tensión:

Posición	Intemperie
Nivel de aislamiento (kV)	245/460/1050
Ratio (V/V) 1º	220.000: $\sqrt{3}$ /110: $\sqrt{3}$
Clase precisión. 1º	3P
Potencia. Protección (VA) 1º	25
Conexión 1º	Y
Ratio. Medida (V/V) 2º	220.000: $\sqrt{3}$ /110: $\sqrt{3}$
Clase precisión. Medida 2º	cl.0.2
Potencia. Medida (VA) 2º	25
Conexión 2º	Y

### 3.2.10. Terminales exteriores

Los terminales de los cables subterráneos deberán ejecutarse siguiendo los métodos que garanticen la continuidad del conductor y de su aislamiento, utilizando los materiales adecuados y de acuerdo con las instrucciones del fabricante. Serán premoldeados o preformados y ensayados en fábrica según especificaciones. Serán preferentemente contráctiles en frío o deslizantes, totalmente secos, no admitiéndose ningún tipo de aceite aislante entre el elemento de control de campo y la envolvente exterior.

Los terminales exteriores serán del tipo *slip-on*, con aislador de material sintético (composite). El tipo de aislador será del tipo OSE-C-245-WAF-P1-O, del fabricante General Cable o similar.

### 3.2.11. Sistema de puesta a tierra

Se conectarán a tierra todas las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente, pero que puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones. En particular, se conectarán a tierra los siguientes elementos:

- Chasis y bastidores de aparatos de maniobra.
- Envolventes de los armarios metálicos.
- Puertas metálicas de los locales.
- Vallas y cercas metálicas
- Estructuras y armaduras metálicas del edificio
- Blindajes metálicos de los cables
- Tuberías, conductos metálicos y tapas de metálicas de canales de cables.
- Neutro del transformador de potencia, servicios auxiliares.

El sistema de puesta a tierra debe asegurar que la resistencia máxima de la puesta y la tensión de paso y contacto en todos los puntos de la instalación sean conformes a lo indicado en la ITC-RAT 13.

Una vez la instalación esté terminada, se deben medir las tensiones de paso y contacto así como la resistencia máxima de la red, para verificar que se cumple con los requerimientos de la normativa.

El Sistema de tierras superiores contempla los elementos encargados de recibir y conducir a tierra los impactos atmosféricos de tipo rayo. Consistirá en la instalación de un pararrayos atmosférico de puntas Franklin (activas) en un punto alto de la instalación, bien sea en los pórticos de salida de la línea de evacuación o bien en estructuras diseñadas específicamente para tal fin. La altura será la necesaria para que toda la apartamentada del parque y el edificio de la instalación queden dentro del paraguas de protección del pararrayos. Un cable de cobre desnudo 50 mm<sup>2</sup> bajará desde el pararrayos por el pórtico a conectar directamente con el sistema de puesta a tierra enterrado.

El Sistema de puesta a tierra de tierras inferiores contará con los siguientes elementos:

- Malla de conductores desnudos de cobre, con la sección necesaria según los cálculos de tensión de paso y contacto exigidos en el MIE-RAT, formando retículas lo más uniformes posibles, con uniones mediante soldaduras aluminotérmicas. La malla se extenderá bajo la totalidad de la superficie de la instalación para evitar tensiones transferidas y tensiones de contacto peligrosas en el interior y exterior del recinto. La malla constituirá una superficie equipotencial y poseerá una línea de tierra a un metro de la valla en el interior, y otra sobresaliendo un metro en el exterior, alrededor del vallado perimetral de la instalación.
- Tierra de estructuras y equipos para conectar a tierra estos elementos. Se utilizará cable de sección apropiada, con aislamiento 0,6/1 kV.
- En caso de necesidad, se instalarán picas de longitud y sección necesarias.
- Arquetas de seccionamiento con objeto de verificar la puesta a tierra.
- El acabado superficial de la instalación consistirá en una capa de hormigón de al menos 30 cm de espesor, especialmente alrededor del parque de intemperie y el edificio. En el área interior del parque intemperie, así como en el área restante de la instalación, donde no existe peligro por tensiones de contacto, se preparará una capa de grava de 30 cm de espesor para asegurar que se cumplen los requisitos de tensión de paso admisibles.

### 3.2.12. Servicios auxiliares

Los servicios auxiliares de la subestación estarán equipados con un transformador de alta tensión que permite obtener un suministro de energía en baja tensión, conectado a la línea de 220 kV.

El edificio contará con un cuadro general de baja tensión, con los circuitos que alimentarán los cuadros de corriente alterna, el equipo rectificador-cargador de baterías y los circuitos de corriente continua.

El transformador de servicios auxiliares, denominados TT-AUX, será de tipo intemperie con aislamiento papel aceite y una potencia nominal de 100 kVA. Estará situado en el parque intemperie, junto a los transformadores de tensión de medida. Conectará con el cuadro general de baja tensión CGBT.

<b>TRANSFORMADOR SERVICIOS AUXILIARES (TT-AUX)</b>	
Nº Fases	1
Frecuencia (Hz)	50
Potencia (kVA) 100	
Tensión Primario (V)	220.000
Tensión Secundario (V)	230
Nivel de aislamiento (kV)	245/460/1050
Instalación	Exterior
Línea de fuga (mm)	>3872
Tipo	Ais. Gas
Ucc (%)	6

El cuadro general de baja tensión (CGBT) se situará en la sala de control y protección. Se alimenta desde el transformador de servicios auxiliares y alimentará el rectificador para generar la tensión continua con la que se alimentan las protecciones y los equipos de comunicaciones.

En el CGBT se disponen dispositivos de mando y protección para cada uno de los circuitos de la instalación. Cada uno de los elementos de protección del cuadro llevará una placa indicadora del circuito al que pertenecen.

Las canalizaciones estarán constituidas por conductores rígidos, con aislamiento no inferior a 750 V, colocados bajo tubos protectores de tipo no propagador de llama, instalados en superficie de pared y techo o bajo el suelo técnico.

<b>CUADRO GENERAL DE BAJA TENSIÓN (CGBT)</b>	
Tensión nominal de aislamiento (V)	1.000
Tensión nominal de servicio (V)	440
Corriente asignada del conjunto (A)	400
Corriente nominal soportada de cresta (kA)	40
Corriente de corta duración F-N (kA)	20
Tensión soportada a frecuencia industrial (kVp)	10
Tensión soportada a impulso tipo rayo (kVp)	20
Dispositivo de seccionamiento general (A)	125

Se instalará un armario rectificador con baterías para alimentar todos los elementos de mando, protección, control y comunicaciones que requieren de tensión continua. Las baterías estacionarias estarán formadas por elementos de plomo o níquel-cadmio que satisfagan las necesidades de la subestación. La tensión nominal de salida del equipo será de 125 Vcc. Cuando los consumos requieran de otros niveles de tensión, se dispondrá de transformadores de pequeña potencia para utilizar en cargas de 48 Vcc o 24 Vcc.

### 3.2.13. Equipamiento de prevención de riesgos eléctricos

La instalación deberá de contar, antes de la puesta en servicio, del material de seguridad y equipamiento auxiliar necesario. Como material de seguridad se aprovisionará de:

- Tres juegos de tierras portátiles.
- Dos tambores de cinta de señalización.
- Dos pértigas de aislantes de maniobra.

- Dos pares de guantes para AT clase 3 y BT clase 0.
- Verificador de ausencia de tensión válidos para el rango de tensión 220 kV.
- Una alfombra aislante BT 600x600 mm.
- Una banqueta aislante.
- Un armario de seguridad con dos puertas y capacidad suficiente.
- Pequeño material para la operación y mantenimiento correcto de las instalaciones: dos cascos de seguridad con visera blanca y un equipo de seguridad y zona de trabajo.

Aparte, todos los equipos eléctricos estarán señalizados con etiquetas de riesgo eléctrico en cabinas, armarios eléctricos, en las puertas y en el vallado.

#### **4. Línea de evacuación a 220 kV**

La línea de alta tensión a 220 kV es necesaria para la evacuación de la energía eléctrica generada por el PE IGLESIAS, desde la subestación colectora del parque hasta la subestación de REE, en la que se verterá a la red dicha energía.

##### **4.1. Tramo aéreo línea a 220 kV**

La línea eléctrica es de uso exclusivo para el PE IGLESIAS. En su diseño se han tenido en cuenta los requisitos de seguridad, duración, robustez, mantenimiento y respeto al medio ambiente y al paisaje.

La línea aérea de evacuación está diseñada bajo las siguientes características generales:

- Sistema: corriente alterna trifásica.
- Frecuencia: 50 Hz
- Tensión nominal ( $U_n$ ): 220 kV.
- Tensión más elevada de la red ( $U_s$ ): 245 kV.
- Potencia evacuación ( $S_n$ ): 125 MVA.
- Origen de la línea de alta tensión: Subestación colectora 220/30 kV del PE IGLESIAS.
- Final de la línea de alta tensión: Instalación de medida del punto frontera de 220 kV del PE IGLESIAS.
- Categoría: Especial.
- Zona: Zona B; Entre 500 y 1.000 metros.
- Número de circuitos trifásicos: Circuito simple.
- Sujeción: Red tensada entre apoyos.
- Nº Conductores por fase: Dos (Dúplex).
- Disposición de conductores: Coplanar horizontal.
- Tipo de conductor: 147-AL1/34ST1A-[LA-180].
- Nº de cables compuesto tierra-óptico: 2.
- Tipo de cable compuesto tierra-óptico: OPGW 64K64 (7541) con 48 fibras.
- Apoyos: Torres metálicas de celosía.
- Aislamiento: De tipo vidrio templado, tipo caperuza y vástago.

- Cimentaciones: De zapatas individuales.
- Puesta a tierra: Anillos cerrados de acero descarburado.
- Longitud: 20 kilómetros.
- Provincias afectadas: Burgos.
- Municipios afectados: Iglesias, Estépar, Rabé de las Calzadas, Tardajos, San Mamés de Burgos y Villalbilla.

#### 4.1.1. Alineaciones

Esta línea aérea a 220 kV de circuito simple que se proyecta tiene una longitud de 20 kilómetros y está formada por 10 alineaciones. El detalle de cada una de las alineaciones proyectadas es el siguiente:

Alineación Nº	Apoyo inicio	Longitud (m)	Término municipal
1	01	154,00	Iglesias
2	02	3.323,45	Iglesias-Estépar
3	13	1.529,68	Estépar
4	17	1.269,31	Estépar
5	20	8.936,49	Estépar-Rabé de las Calzadas
6	44	3.024,25	Rabé de las Calzadas-Tardajos-San Mamés de Burgos
7	52	743,30	San Mamés de Burgos
8	54	328,82	San Mamés de Burgos
9	55	440,14	San Mamés de Burgos-Villalbilla
10	57	58,55	Villalbilla

#### 4.1.2. Apoyos

La línea cuenta con 58 apoyos, cuyas coordenadas, vanos, distancias, etc. se presentan con detalle exhaustivo en el proyecto.

#### 4.1.3. Cruzamientos

Las normas aplicables a los cruzamientos de la línea aparecen en el apartado 5 de la ITC-LAT-07 establecidas en el Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.

El proyecto presenta un detalle exhaustivo de las distancias de aislamiento mínimas dependiendo del nivel de tensión y de las distancias de aislamiento en cruzamientos, así como de las características del mismo, añadiendo la distancia adicional, con el detalle de las distancias a masas, al terreno, caminos, sendas y cursos de agua no navegables, a otras líneas eléctricas aéreas o líneas de telecomunicaciones, a carreteras, ferrocarriles, etc.

#### 4.1.4. Elementos de la instalación

Los apoyos a utilizar en la construcción de la línea aérea serán del tipo metálicos de celosía, de la serie BERLIN, de la casa Funtam. Estos apoyos están conformados por perfiles angulares de alas iguales atornillados, estando cada

elemento de los mismos dotado de su marca identificativa. Los tipos de aceros empleados en la construcción de los apoyos son S275 y S355 según especificaciones de la Norma UNE EN 10025<sup>37</sup>. Los tornillos de unión de los distintos elementos que componen los apoyos siguen la Norma UNE-EN 20898<sup>38</sup> y todos los materiales están galvanizados por inmersión en caliente de acuerdo a la Norma UNE-EN ISO 1461<sup>39</sup>.

Los apoyos de la línea de alta tensión considerada no serán frecuentados, por lo que no es necesaria la instalación de antiescalos.

En todos los tipos, la cabeza de los apoyos es de simple circuito con armado tipo Kappa y doble cable de tierra, y el fuste es troncopiramidal de sección recta rectangular.

Los aisladores utilizados serán de vidrio templado, de clase IEC U120B, y cumplirán las normas IEC-60383<sup>40</sup> e IEC-60305<sup>41</sup>. Las cadenas de aislamiento estarán formadas por 18 aisladores del mencionado tipo U120B en vidrio templado.

Los herrajes serán de grillete recto, eslabón revirado, eslabón plano, composiciones basculantes para cables de fibra óptica, conexiones de puesta a tierra para cables de fibra óptica, yugos triangulares de acero forjado y galvanizados en caliente para la exposición a la intemperie, siguiendo la Norma UNE 21158<sup>42</sup>.

Las grapas de amarre serán de compresión, compuestas por un manguito doble (uno de acero y otro de aluminio) que comprime el cable, de acuerdo con la Norma UNE 21159<sup>43</sup>.

Las grapas de suspensión serán tipo armada, compuestas por un manguito de neopreno en contacto con el conductor y varillas para suavizar el ángulo de salida del cable. Cuando el ángulo de salida de la grapa supere en cualquiera de los lados 20° o cuando la suma de ambos ángulos sea mayor a 30°, se usarán grapas de suspensión dobles.

Se colocarán salvapájaros alternadamente cada 20 metros sobre los conductores de tierra (convencional y OPGW), creando un efecto visual equivalente a una señal cada 10 metros. Tendrán forma de espiral, con tamaño mínimo de 30 centímetros de diámetro y un metro de longitud.

---

<sup>37</sup> Productos laminados en caliente de aceros para estructuras.

<sup>38</sup> Características mecánicas de los elementos de fijación.

<sup>39</sup> Recubrimientos de galvanización en caliente sobre piezas de hierro y acero.

<sup>40</sup> Aisladores para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 kV.

<sup>41</sup> Aisladores para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 kV. Elementos de las cadenas de aisladores de material cerámico o de vidrio para sistemas de corriente alterna. Características de los elementos de las cadenas de aisladores tipo caperuza y vástago.

<sup>42</sup> Herrajes para líneas eléctricas aéreas de Alta Tensión. Características y ensayos.

<sup>43</sup> Elementos de fijación y empalme para conductores y cables de tierra de líneas eléctricas aéreas de Alta Tensión. Características y ensayos.

Los empalmes necesarios en los conductores de fase de la línea eléctrica deberán asegurar la continuidad eléctrica y mecánica de los mismos, debiendo ser capaces de soportar sin rotura ni deslizamiento el 90% de la carga de rotura, utilizando para ello manguitos de compresión o preformados de tensión completa. La conexión sólo se realizará en conductores sin tensión mecánica o en uniones de conductores realizadas en el bucle entre cadenas de amarre de un apoyo, pero se deberá tener una resistencia al deslizamiento de al menos el 20% de la carga de rotura del conductor. Se usarán uniones de compresión o con tornillo (tipo mecánico). Las conexiones, que serán realizadas usando conectores de apriete por cuña de presión o petacas con apriete por tornillo, deberán de asegurar la continuidad eléctrica del conductor, con una resistencia mecánica reducida.

Las conexiones y empalmes de los cables de comunicación se realizarán usando cajas de distribución, que proporcionan un acceso fácil al enlace óptico teniendo en cuenta en consideración el cuidado de la fibra y el cable.

Las cajas de empalme rápido de acceso proporcionan una efectiva protección frente a los agentes externos ambientales. Serán instaladas en los propios apoyos de la línea aérea.

Las cimentaciones de los apoyos serán fabricadas en hormigón en masa calidad HM-20 (dosificación de 200 kg/m<sup>3</sup> y una resistencia mecánica de 20 N/mm<sup>2</sup>) y deberán cumplir lo especificado en la instrucción de Hormigón Estructural EHE-08 (Real Decreto 1247/2008, de 18 de julio, por el que se aprueba la instrucción de hormigón estructural).

El tipo de cimentación será la de un macizo de hormigón tipo “pata de elefante”, independiente para cada apoyo, que deberá de asumir los esfuerzos de tracción o compresión que recibe del mismo.

El dimensionamiento de las cimentaciones se ha calculado teniendo en cuenta un tipo de terreno normal, que está definido por la resistencia característica a compresión ( $\sigma = 3 \text{ daN/cm}^2$ ).

La puesta a tierra de los apoyos se realizará teniendo en cuenta lo especificado en el apartado 7 de la ITC-LAT 07. Podrá efectuarse por cualquiera de los siguientes sistemas:

- Electrodo de difusión: La puesta a tierra se basa en la conexión directa de las cimentaciones de la torre, a través de un cable de cobre desnudo enterrado medio metro, formando un cuadrado que une las cimentaciones.
- Anillo cerrado con cuatro picas: La puesta a tierra está formada por un electrodo de difusión y un anillo cuadrado de cable de cobre desnudo enterrado medio metro y separado un metro de las cimentaciones, unido a cada una de ellas en los vértices del cuadrado. Se añaden cuatro picas de acero y recubrimiento de 100 micras en cobre, de dos metros de largo y con un diámetro de 18 mm en los vértices del cuadrado.
- Doble anillo con ocho picas: La puesta a tierra está formada por la configuración de anillo cerrado con cuatro picas a las que se añade un segundo anillo cuadrado, a una distancia superior a un metro del primero, de cobre desnudo y enterrado medio metro. Este segundo anillo estará

conectado directamente a las cimentaciones de la torre y tendrá otras cuatro picas de acero y recubrimiento de 100 micras en cobre, con dos metros de largo y diámetro de 18 mm en los vértices del cuadrado.

Todos los apoyos irán provistos de una placa de señalización en la que estará indicado el número del apoyo, el orden de las fases, la tensión de la línea, el símbolo del peligro eléctrico GT-21 y logotipo del fabricante de los mismos, siendo esto último opcional, según lo recogido en el apartado 2.4.7 de la ITC-LAT.

Para la protección contra sobrecargas, sobretensiones, cortocircuitos y puesta a tierra se dispondrá en las Subestaciones Transformadoras de los elementos de protección necesarios para las exigencias que presenta el conjunto de la instalación de la línea eléctrica.

#### 4.1.5. Medidas de protección ambiental para la avifauna

Para el diseño del tendido eléctrico de la línea se han aplicado las características constructivas y las medidas anticolidión y anti-electrocución para las aves en los apoyos y cables eléctricos, recogidas en el Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión. Con carácter general se deberán de adoptar las siguientes medidas:

- No se instalarán aisladores rígidos.
  - No se instalarán puentes flojos por encima de travesaños o cabeceras de los apoyos.
  - No se instalarán autoválvulas y seccionadores en posición dominante, por encima de travesaños o cabeceras de apoyos.
- a) Medidas preventivas para evitar riesgos de colisión: En cumplimiento del artículo 7 del mencionado Real Decreto 1432/2008, el tendido eléctrico contará con salvapájaros o señalizadores visuales, instalados en los conductores de tierra y OPGW. Serán de materiales opacos y estarán dispuestos alternadamente cada 20 metros en los conductores de tierra. La distancia máxima entre señales contiguas en un mismo conductor deberá de ser de 20 metros. Los dispositivos consistirán en espirales cuyas dimensiones mínimas serán de un metro de longitud x 30 centímetros de diámetro, pudiéndose utilizar otro tipo de señalizadores siempre que eviten eficazmente la colisión de aves.
- b) Medidas preventivas contra la electrocución: Para evitar la electrocución de la avifauna se han adoptado las siguientes prescripciones técnicas:
- ⇒ Los apoyos de alineación de la línea eléctrica se proyectarán con cadenas de aisladores suspendidos o de amarre, pero nunca serán rígidos.
  - ⇒ La distancia mínima entre los conductores desnudos de distinta fase será igual o superior a 1,5 metros.
  - ⇒ El armado de los diferentes tipos de apoyo empleados en la línea eléctrica (suspensión, amarre, ángulo) tendrán una distancia de 600 mm en apoyos de suspensión desde el punto de posada y el conductor en tensión, y en

apoyos de amarre esta distancia será de 1.000 mm. El cable central deberá de estar aislado un metro a cada lado del punto de enganche.

#### 4.2. Tramo subterráneo línea a 220 kV

La línea eléctrica es de uso exclusivo para el PE IGLESIAS. En su diseño se han tenido en cuenta los requisitos de seguridad, duración, robustez, mantenimiento y respeto al medio ambiente y al paisaje.

La línea enterrada de 220 kV parte desde la instalación de medida (IMF) del punto frontera del parque eólico y llega hasta la subestación SET Villalbilla 220 kV, propiedad de REE.

La línea subterránea de evacuación está diseñada bajo las siguientes características generales:

- Sistema: Corriente alterna trifásica.
- Frecuencia: 50 Hz.
- Tensión nominal ( $U_n$ ): 220 kV.
- Tensión más elevada de la red ( $U_s$ ): 245 kV.
- Potencia evacuación ( $S_n$ ): 125 MVA.
- Origen de la línea de alta tensión: Instalación de medida del punto frontera de 220 kV del PE IIGLESIAS.
- Final de la línea de alta tensión: Subestación SET Villalbilla 220 kV propiedad de REE.
- Número de circuitos trifásicos: Circuito simple.
- Tipo de canalización: Directamente enterrado.
- Nº Conductores por fase: Uno.
- Tipo de conductor: XLPE 400 mm<sup>2</sup>, conductor de aluminio.
- Longitud: 460 metros.
- Provincias afectadas: Burgos.
- Municipios afectados: Villalbilla.

##### 4.2.1. Tipo de instalación

Los conductores de la línea enterrada de alta tensión de 220 kV irán instalados directamente enterrados, alojados a una profundidad de 1,20 metros, en una zanja de 1,50 metros de profundidad y 0,90 metros de anchura. Los cables irán dispuestos al tresbolillo, un conductor por fase.

##### 4.2.2. Corriente nominal

La corriente nominal que transporta el circuito de la red de 220 kV enterrado es de 328 A.

##### 4.2.3. Cruzamientos

Las normas aplicables a los cruzamientos de la línea aparecen en el apartado 5 de la ITC-LAT-06 establecidas en el Real Decreto 223/2008.

Respecto a calles y carreteras, los cables se colocarán en canalizaciones entubadas hormigonadas en toda su longitud. La profundidad hasta la parte superior del tubo más próximo a la superficie no será inferior a 0,6 metros. Siempre que sea posible, el cruce se hará perpendicular al eje del vial.

En cuanto a los ferrocarriles, los cables se colocarán en canalizaciones entubadas hormigonadas en toda su longitud. La profundidad hasta la parte superior del tubo más próximo a la superficie no será inferior a 1,1 metros respecto a la cara inferior de la traviesa. Las canalizaciones entubadas rebasarán las vías férreas en 1,5 metros por cada extremo. Siempre que sea posible, el cruce se hará perpendicular al eje del vial.

Por otra parte, en caso de cruzamientos con otros cables de energía eléctrica, se procurará que los cables de alta tensión discurran por debajo de los de baja tensión. La distancia mínima entre un cable de energía eléctrica de A.T. y otros cables de energía eléctrica será de 0,25 metros. La distancia del punto de cruce a los empalmes será superior a un metro. Si no se pudieran respetar estas distancias, se dispondrán separados mediante tubos o divisorias constituidos por materiales adecuados.

La separación mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0,2 metros. La distancia del punto de cruce a los empalmes será superior a un metro. Si no se pudieran respetar estas distancias se dispondrán separados mediante tubos o divisorias constituidos por materiales adecuados.

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y canalizaciones de agua será de 0,2 metros. Se evitará el cruce por la vertical de las juntas de las canalizaciones o de los empalmes eléctricos, dejando una distancia superior a un metro entre el cruce y el empalme. Si no se pudieran respetar estas distancias se dispondrán separados mediante tubos o divisorias constituidos por materiales adecuados.

La separación mínima entre los cables de energía eléctrica y las conducciones de gas viene expresada en una tabla de la ITC-LAT-06. Si no se pudieran respetar estas distancias, se dispondrán separados mediante tubos o divisorias constituidos por materiales adecuados. La protección suplementaria debe cubrir, como mínimo, 0,45 metros a ambos lados del cruce y 0,3 metros de ancho. La distancia del punto de cruce a los empalmes será superior a un metro

Por otra parte, se procurará pasar los cables por encima de las conducciones de alcantarillado. Si no es posible, los cables se pasarán por debajo y se dispondrán separados mediante tubos o divisorias de materiales adecuados.

Respecto a los depósitos de carburante, los cables se dispondrán separados mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales adecuados. Los tubos distarán como mínimo 1,2 metros del depósito y rebasarán al depósito como mínimo dos metros por cada extremo.

#### 4.2.4. Elementos de la instalación

Para la selección del conductor se han tenido en cuenta factores técnicos como: corriente en régimen permanente, caída de tensión, pérdidas de potencia, cortocircuito y temperatura máxima del aislamiento.

El conductor seleccionado para el tramo enterrado de 220 kV tiene aislamiento tipo XLPE, con 400 mm<sup>2</sup> de sección, conductor de aluminio, con pantalla de hilos de cobre y lámina de aluminio y cubierta exterior de polietileno de alta densidad HDPE, retardante de llama y libre de halógenos.

Toda la aparamenta de la red, como pudieran ser cables, cabinas, aisladores, autoválvulas, interruptores, etc., deben tener las características necesarias para soportar el nivel de cortocircuito que se desprende del “Estudio de cortocircuitos” incluido en el proyecto.

Asimismo, toda la aparamenta de la red, como pudieran ser cables, cabinas, aisladores, autoválvulas, interruptores, etc., deben tener las características necesarias para soportar el nivel de cortocircuito que se desprende del “Estudio de cortocircuitos” incluido en el proyecto.

En cuanto a las condiciones de puesta a tierra, se dispondrá de una malla de tierra que se realizará con cable desnudo y que enlazará los sistemas de puesta a tierra de los Centros de Transformación de cada aerogenerador, la Subestación Transformadora Principal y la Instalación de medida del punto frontera. El cable de tierra irá enterrado acompañando a los cables de potencia. Habrá un único conductor de tierra en la zanja, de manera que cuando confluyan dos, se proceda a su unión mediante soldadura aluminotérmica.

Además, en el tramo de línea subterránea de 220 kV se utilizará una conexión en un único punto, conectando el extremo más cercano a la subestación SET Villalbilla 220 kV propiedad de REE, y se dejará el otro extremo del conductor con la pantalla embebida en la cubierta del mismo.

Respecto a los terminales exteriores, en general los terminales de los cables subterráneos deberán ejecutarse siguiendo los métodos que garanticen la continuidad del conductor y de su aislamiento, utilizando los materiales adecuados y de acuerdo con las instrucciones del fabricante. Serán premoldeados o preformados y ensayados en fábrica según especificaciones. Serán preferentemente contráctiles en frío o deslizantes, totalmente secos, no admitiéndose ningún tipo de aceite aislante entre el elemento de control de campo y la envolvente exterior. Los terminales exteriores serán del tipo *slip-on*, con aislador de material sintético (composite). El tipo de aislador será del tipo: OSE-C-245-WAF-P1-O, del fabricante General Cable o similar.

En cuanto a los empalmes de los cables subterráneos, deberán ejecutarse siguiendo los métodos que garanticen la continuidad del conductor y de su aislamiento, utilizando los materiales adecuados y de acuerdo con las instrucciones del fabricante. El empalme seleccionado será del tipo *slip-on*, con cuerpo de control premoldeado, cuya denominación es CJ-P-245-W-P1-AT, del fabricante General Cable o similar.