

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE OTORGA A ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA PARA LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA CARBO, DE 69 MW, Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN A 30 KV, EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE FUENTE PALMERA, GUADALCÁZAR Y ALMODÓVAR DEL RÍO, EN LA PROVINCIA DE CÓRDOBA

Expediente: INF/DE/115/21

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a. Pilar Sánchez Núñez

Secretaria

D^a. María Angeles Rodríguez Paraja

En Madrid, a 30 de noviembre 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 Enel Green Power España, S.L. autorización administrativa previa para la planta solar fotovoltaica Carbo, de 69 MW, y su infraestructura de evacuación a 30 kV, en los términos municipales de Fuente Palmera, Guadalcazar y Almodóvar del Río, en la provincia de Córdoba, 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 9 de marzo de 2020, ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (en adelante ENEL GREEN POWER) 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 frente al compromiso de obtener la autorización de explotación, responder a los

requerimientos de la Administración y no desistir voluntariamente de la tramitación administrativa de la instalación de producción de energía eléctrica denominada Planta Solar Fotovoltaica Carbo (en adelante PSF CARBO).

Con fecha 27 de noviembre de 2020 ENEL GREEN POWER solicitó, ante la DGPEM, Autorización Administrativa Previa y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) para la PSF CARBO y su infraestructura de evacuación, ubicadas en los términos municipales de Fuente Palmera, Guadalcazar y Almodóvar del Río (Córdoba).

Con fecha 27 de febrero de 2021 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Anuncio del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Córdoba por el que se sometía a Información Pública la solicitud de Autorización Administrativa Previa y de DIA del Proyecto PSF CARBO y su infraestructura de evacuación, promovido por ENEL GREEN POWER. Asimismo, con fecha 5 de marzo de 2021 se publicó dicho anuncio en el Boletín Oficial de la Provincia de (BOP) de Córdoba. Con fecha 12 de julio de 2021, el Jefe de la Dependencia de la mencionada Área de Industria y Energía emitió informe favorable al expediente de Autorización Administrativa Previa y DIA del anteproyecto de la PSF CARBO y su infraestructura de evacuación a 30 kV, y lo remitió a la DGPEM a los efectos de su resolución.

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

1.2. Informes de conexión a la red de transporte

Con fecha 23 de febrero de 2020 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 subestación Almodóvar del Río 220 kV para varias instalaciones de generación renovable —entre las que se encuentra la PSF CARBO— y de enlace en dicha subestación, hasta un contingente total de 184 MW nominales correspondientes a generación no gestionable. La conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en el nudo de la red de transporte Almodóvar del Río 220 kV a través de una nueva posición de la red de transporte planificada expresamente en la planificación vigente. El escrito concluye que el acceso a la red de transporte del mencionado contingente de generación resultaría técnicamente viable, con las consideraciones que se indican en el mismo, alcanzándose la capacidad máxima admisible en dicho nudo, por lo que no existe margen disponible para nueva generación no gestionable adicional.

Con fecha 12 de abril de 2021, REE emitió escrito de contestación a la solicitud de conexión a la Red de Transporte en la subestación Almodóvar del Río 220 kV

para un contingente total de 184 MW nominales, 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 la PSF CARBO.

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 20 de septiembre 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 ENEL GREEN POWER la autorización administrativa previa para la PSF CARBO 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 de la planta solar fotovoltaica —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.
- d) Informe del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Córdoba.

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 ENEL GREEN POWER ha presentado, con fecha 20 de noviembre de 2020¹, solicitud de autorización administrativa previa para la PSF CARBO, de 69 MW, y su infraestructura de evacuación a 30 kV, y que el expediente ha sido incoado en el Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Córdoba.

La Propuesta revisa la documentación aportada como resultado de la tramitación del procedimiento de autorización administrativa y ambiental, según lo previsto en el RD 1955/2000 y lo dispuesto en la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, habiéndose solicitado los correspondientes informes a las distintas administraciones, organismos y empresas de servicio público o de servicios de interés general en la parte que la instalación pueda afectar a bienes y derechos a su cargo, tras la publicación el 27 de febrero de 2021 en el BOE y el 5 de marzo de 2021 en el BOP de Córdoba. La Propuesta indica que el Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Córdoba emitió informe con fecha 13 de julio de 2021.

¹ En la CNMC se ha verificado que la fecha de la solicitud según el justificante del Registro Electrónico de la DGPEM es el 27 de noviembre de 2020.

Asimismo, la Propuesta informa que el anteproyecto 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 MTERD para que formule, en su caso, DIA. Además la instalación deberá contar con Autorización Ambiental Unificada, según lo establecido por la Comunidad Autónoma de Andalucía en la Ley 7/2007, de 9 de julio, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental, por lo que se solicita a ENEL GREEN POWER su remisión en el caso de disponer de ella.

Además, la Propuesta indica que la infraestructura de evacuación de energía eléctrica conjunta conectará la planta solar fotovoltaica con la red de transporte en la subestación Almodóvar del Río 220 kV, propiedad de REE, y que dicha subestación está contemplada en la “Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020”, aprobada mediante Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015 publicado por Orden IET/2209/2015, de 21 de octubre («Boletín Oficial del Estado» núm. 254, de 23 de octubre de 2015).

Por otra parte, se indica que REE emitió, con fecha 23 de febrero de 2020, el permiso de acceso a la red de transporte y con fecha 12 de abril de 2021 el ICCTC y el IVCTC relativos a la solicitud para la conexión en la subestación Almodóvar del Río 220 kV de la PSF CARBO, entre otras instalaciones de generación renovable.

La Propuesta informa que la infraestructura de evacuación desde la entrada a la subestación eléctrica 220/30 kV 50+73 MVA “Almodóvar Renovables” hasta la red de transporte (Subestación Eléctrica 220/30 kV 50+73 MVA “Almodóvar Renovables”, Centro de Seccionamiento, línea de alta tensión de 220 kV de conexión entre SET Almodóvar Renovables y el centro de seccionamiento y línea de alta tensión de 220 kV de conexión entre el centro de seccionamiento y la SET Almodóvar del Río 220 kV de REE) no forma parte del alcance de la resolución. Se solicita a ENEL GREEN POWER la autorización administrativa previa de cada una de las instalaciones de evacuación conjunta o, en el caso de no disponer aún de ellas, aclaración de en qué expediente se están tramitando y el estado actualizado del mismo, así como los acuerdos de uso que en su caso existiesen con el promotor de las mismas.

Además, la Propuesta indica que ENEL GREEN POWER firmó, con fecha 19 de noviembre de 2020, un acuerdo con otras entidades para la evacuación conjunta y coordinada de la PSF CARBO y otras instalaciones de generación eléctrica en la subestación Almodóvar del Río 220 kV.

Por otra parte, la Propuesta recuerda que es de aplicación a la instalación el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, tanto en su Disposición transitoria quinta, relativa a expedientes de instalaciones eléctricas en tramitación en el momento de la entrada en vigor de dicho real decreto, como lo establecido en su

Disposición final tercera que modifica el segundo párrafo del artículo 3 del RD 413/2014, en cuanto a la definición de potencia instalada.

Asimismo, la Propuesta indica que la citada autorización se va a conceder sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones que sean necesarias relativas a la ordenación del territorio y al medio ambiente, y a cualesquiera otras motivadas por disposiciones que resulten aplicables, así como sin perjuicio del resto de autorizaciones y permisos que sean necesarios para la ejecución de la obra.

Visto lo anterior, se propone otorgar a ENEL GREEN POWER la Autorización Administrativa Previa para la PSF CARBO, de 69 MW, y su infraestructura de evacuación a 30 kV, con las características definidas en el proyecto “Planta Fotovoltaica Carbo en los términos municipales de Fuente Palmera, Guadalquivir y Almodóvar del Río (provincia de Córdoba)”, fechado en noviembre de 2020.

La Propuesta describe las principales características de la planta fotovoltaica:

Se trata de una planta solar fotovoltaica con una potencia instalada de aproximadamente 69 MW que afectará a los términos municipales de Fuente Palmera, Guadalquivir y Almodóvar del Río, en la provincia de Córdoba.

Las líneas subterráneas a 30 kV tienen como origen los centros de transformación de la planta, discurriendo hasta la subestación transformadora 30/220 kV Almodóvar Renovables, la cual no forma parte del alcance de la resolución.

Por otra parte, la Propuesta indica que ENEL GREEN POWER deberá cumplir las normas técnicas y procedimientos de operación que establezca el Operador del Sistema, además de las condiciones aceptadas durante la tramitación y las que pudieran establecerse en la DIA así como en la Resolución de autorización administrativa de construcción.

Finalmente la Propuesta establece que ENEL GREEN POWER presentará, antes de transcurridos seis meses, el proyecto de ejecución de la PSF CARBO, elaborado conforme a los reglamentos técnicos en la materia y, en forma de separata, aquellas partes del proyecto que afecten a bienes, instalaciones, obras, servicios o zonas dependientes de otras Administraciones, Organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general, para que éstas establezcan el condicionamiento técnico procedente. Si transcurrido dicho plazo no hubiera solicitado la autorización administrativa de construcción de dicho proyecto de ejecución, la autorización otorgada por la Resolución caducará, si bien el solicitante podrá solicitar, por razones justificadas, prórrogas del plazo establecido, siempre teniendo en cuenta los plazos establecidos en el artículo 1 del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

4. Consideraciones

4.1 Condiciones técnicas

4.1.1 Condiciones de eficiencia energética

La generación de electricidad a partir de energía solar fotovoltaica es considerada una tecnología renovable de las más respetuosas con el medio ambiente. Los sistemas fotovoltaicos no producen emisiones contaminantes durante su operación, ni ruidos ni vibraciones; su impacto visual es reducido y su disposición en módulos permite adaptar su tamaño y ubicación a la morfología de los lugares en que son instalados. Gracias a su reducido impacto ambiental facilitan la producción de energía cerca de los lugares de consumo, por lo que se reducen las pérdidas que se producirían en el transporte. La fuente de energía es el sol, recurso natural inagotable y limpio, no necesitan ningún suministro exterior y solo un reducido mantenimiento. Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red contribuyen a la reducción de emisiones de CO₂ en el *mix* de producción de energía eléctrica, además de alcanzar su máximo nivel de producción de electricidad coincidiendo con periodos de elevada demanda energética. La no emisión de CO₂ a la atmósfera contribuye a reducir el efecto invernadero y, en consecuencia, el cambio climático. Por ello, la Oficina Española de Cambio Climático considera que la implantación de una planta fotovoltaica no produce ningún efecto significativo en materia de cambio climático, sino que contribuye a su mitigación.

Por tanto, la energía solar fotovoltaica contribuye a disminuir la dependencia de fuentes energéticas exteriores, reduce el consumo de combustibles fósiles y utiliza una fuente de energía renovable y autóctona, por lo que cumple con las directrices gubernamentales en materia energética. Por ello, la generación de energía mediante la tecnología solar fotovoltaica genera beneficios tanto económicos como sociales y medioambientales.

La PSF CARBO contará con módulos fotovoltaicos con 150 células de silicio monocristalino. Los módulos fotovoltaicos seleccionados para el proyecto serán módulos monofaciales de Trina Solar TSM-505DE18M(II) o similar, de 505 Wp, por lo que se necesitarán 178.164 módulos divididos en 6.363 series (*strings*) que agruparán 28 paneles fotovoltaicos en serie, y cuya eficiencia es de un 21,1%. Se agrupan en la gama de alta potencia, y resultan ideales para cualquier aplicación que utilice el efecto fotoeléctrico como fuente de energía limpia, debido a su mínima polución química y nula contaminación. Cada módulo está formado por un cristal con alto nivel de transmisividad. Cuenta con un encapsulante utilizado en la fabricación de los módulos, el etil-viniloacetato modificado (EVA). La lámina posterior consta de varias capas, cada una con una función específica, ya sea adhesión, aislamiento eléctrico o aislamiento frente a las inclemencias meteorológicas. El sistema utilizado en los marcos de Trina Solar, fabricados con aluminio anodizado, facilita el montaje y posee cables con conectores rápidos de última generación que facilita la instalación del módulo sea cual sea su destino.

Estos paneles fotovoltaicos se instalarán sobre una estructura de seguimiento solar a un eje horizontal, diseñada para orientar la superficie de los módulos fotovoltaicos a la trayectoria solar este-oeste durante el día y conseguir la mayor

cantidad de radiación solar. Su diseño facilita el montaje, mantenimiento, desmantelamiento y sustitución de paneles. Los materiales que constituyen el sistema de fijación de los paneles disminuyen las dilataciones térmicas, de manera que evitan la transmisión de cargas a la estructura. Los módulos se instalarán en estructuras que soportarán una fila de paneles en posición vertical. La distancia entre estructuras (*pitch*) será de 12 metros de inicio a inicio. Esta distancia será optimizada en la etapa de ingeniería de detalle según las pendientes existentes.

Los inversores seleccionados para esta planta solar serán del modelo SUNWAY TG2700 1500V TE-640 OD o similar, del fabricante Santerno, cuya potencia de salida nominal es de 2.993 kVA a 25 °C y su rendimiento máximo es de un 99,8%. Estos inversores irán conectados a un transformador de potencia de media tensión que elevará la tensión desde los 1.500 V hasta el nivel de 30 kV. La energía generada en la planta se evacuará en una red interna de 30 kV, que constará de una serie de líneas subterráneas que enlazarán los centros de transformación pertenecientes a la planta y que se conectarán en la subestación Almodóvar Renovables, donde existirá una transformación desde 30 kV a 220 kV para la evacuación a la subestación existente Almodóvar del Río.

La planta fotovoltaica dispone de dos zonas denominadas “El Duque” (oeste) y “Escorial” (este). Para calcular el rendimiento energético de la instalación o *Performance Ratio* (PR) se ha tenido en cuenta lo siguiente:

- a) La dependencia de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos con la temperatura, que es uno de los factores más influyentes en el funcionamiento de una instalación fotovoltaica. La potencia pico de los módulos se mide en laboratorio con una radiación solar de 1000 W/m², una temperatura en la célula solar de 25 °C y un espectro solar tipo AM 1,5 que es el normal en Europa². Sin embargo, estas condiciones de laboratorio son difícilmente reproducibles en el funcionamiento cotidiano del módulo solar, en especial en lo que se refiere a la temperatura de la célula solar, que normalmente está 20 °C por encima de la temperatura ambiente, sobrecalentamiento que hace que su rendimiento disminuya. Las zonas que tengan viento permitirán a los módulos evacuar mejor el calor, con lo que el rendimiento se verá mejorado. El software de simulación PVSyst determina las pérdidas debidas a temperatura en ambas zonas de la planta solar, que serán de un 6,58%.
- b) Las pérdidas en el cableado debido a caídas de tensión, procedentes tanto de la parte de corriente continua (CC) como de la parte de corriente alterna (CA). Los conductores de la parte de CC deberán tener una caída de tensión inferior del 2% y los cables de CA una caída del 1,5%, cumpliendo con el Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones conectadas a red. Con el objetivo de minimizar estas pérdidas, la planta se configura en subcampos cuyos inversores se colocarán en un Centro de Transformación de 30 kV. Las pérdidas de potencia por caída de tensión para la baja tensión de la planta en

² Son las llamadas condiciones STC (*Standard Test Conditions*) o Condiciones Estándar de Medida (CEM): Condiciones ideales o condiciones de laboratorio, esto es, condiciones de irradiancia y temperatura de la célula solar utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares.

la Zona “El Duque” son de un 0,29% y en la Zona “Escorial” de un 0,28%. La pérdida de potencia total en la planta fotovoltaica es, por tanto, de un 0,57%. En cuanto a las pérdidas en CA, hay que tener en cuenta de que la instalación se divide en cuatro circuitos de MT más las conexiones entre inversores y transformadores de potencia de los CT's, los cuales conectan los CT's con la subestación, de forma que se consigue reducir las pérdidas hasta un 0,95%.

- c) Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0% tras un día de lluvia y llegar al 4% cuando los módulos se "*ven muy sucios*". Se recomienda limpiar los módulos si hay bastantes días seguidos sin llover. Para este proyecto, se consideran unas pérdidas en torno al 2% de media en todas las zonas.
- d) Eficiencia energética del inversor: La eficiencia tiene en cuenta los diferentes rendimientos del inversor a distinta carga del sistema. Además, el inversor hace el seguimiento del punto de máxima potencia por sucesivas aproximaciones, por lo que en esas sucesivas aproximaciones se produce una ligera pérdida de eficiencia. Por otra parte, el inversor tiene un transformador para asegurar la independencia total entre la red y los paneles fotovoltaicos.
- e) Pérdidas por sombreado: Los seguidores solares, aparte de seguir la trayectoria solar este-oeste, tienen incluido un sistema *backtracking* que evita que se hagan sombra mutuamente, por lo que el factor de sombreadamiento es cero. Sin embargo, siguen existiendo pérdidas en la componente difusa de la radiación que llega a los módulos fotovoltaicos, debido al efecto de unos seguidores con otros. Estas pérdidas se minimizan al escoger una distancia de separación suficiente entre ejes de seguidores que para esta instalación es de 5 metros entre ejes, lo que permite tener una ocupación de terreno mínima y unas pérdidas por sombreadamiento bajas. El valor para las pérdidas por sombreadamiento, según cálculos del software PVSyst, es de un 1,60% para la Zona “El Duque” y de un 1,61% para la Zona “Escorial”.
- f) Pérdidas por acoplamiento: Estas pérdidas de dispersión de los parámetros de los paneles fotovoltaicos son debidas a que no todos los paneles tienen la misma potencia pico, sino que hay una tolerancia de la misma y, por lo tanto, un coeficiente de pérdidas. Será la menor intensidad de todos los paneles conectados en serie la que limite la corriente de la cadena de módulos.
- g) Pérdidas del transformador: Se consideran unas pérdidas totales (en vacío y en carga) del transformador BT/MT de un 1,05% para los transformadores de los CT's.
- h) Pérdidas de auxiliares: Se consideran pérdidas de funcionamiento para alimentar los sistemas auxiliares del inversor, ventiladores y otros componentes auxiliares de un 0,16%.

Por tanto, el promotor ha realizado un estudio de la energía generada por la planta solar mediante el mencionado software PVSyst y con los datos meteorológicos de la ubicación que han sido obtenidos de la base de datos de SolarGIS. Tras introducir los parámetros de la instalación en el PVSyst, teniendo en cuenta el conjunto de pérdidas globales y las condiciones de la instalación en el año tipo, el promotor estima una producción neta anual de la PSF CARBO de 180.788 MWh (2.015 horas equivalentes de funcionamiento a plena carga para una potencia pico del parque de 89,72 MW), lo que permitiría reducir la emisión

de CO₂ procedente de combustibles fósiles en una cuantía del orden de 922.019 toneladas durante los 25 años de vida útil considerados para este cálculo. Por tanto, se espera dejar de emitir unas 36.881 toneladas de CO₂ por año de funcionamiento de la planta³. El coeficiente de rendimiento esperado (PR) de la PSF CARBO es de un 82% y el factor de capacidad⁴ de un 23%.

4.1.2 Condiciones de seguridad

Normativa de seguridad

El Anteproyecto presentado habrá de estar sujeto a la normativa establecida en la legislación europea, española, autonómica y local, atendiendo a códigos y normas de diseño, ingeniería, materiales, fabricación, construcción, montaje, inspección y realización de pruebas, entre otros: Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación, y sus desarrollos posteriores; Real Decreto 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 UNE⁵, Normas CEI⁶ y ordenanzas municipales.

³ Se ha utilizado para el cálculo realizado en el presente informe de la CNMC un factor de emisión de 204 gCO₂eq/kWh, que se corresponde con la estimación para la generación total en España del *mix* eléctrico en 2019.

⁴ Cociente entre la energía neta generada durante un año y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo año.

⁵ 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).

⁶ 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.

Módulos, inversores y centros de transformación

Los módulos fotovoltaicos previstos para instalar en la PSF CARBO serán módulos monocristalinos del fabricante Trina Solar modelo TSM-505DE18M(II) o similar, de una potencia máxima de 505 Wp. Cumplirán con la norma IEC 61215 'Módulos fotovoltaicos para uso terrestre' y la norma IEC 61730 'Certificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos'. Los módulos han sido sometidos a ciclos frío-calor, ensayos de carga mecánica, así como pruebas de resistencia al granizo consistentes en el impacto de una bola metálica. La caja de conexiones dispone de un grado de estanqueidad IP 67, que provee al sistema de un buen aislamiento frente a la humedad e inclemencias meteorológicas. La caja es capaz de albergar cables de conexión de 4 mm², de una baja resistencia de contacto, con objeto de conseguir las mínimas pérdidas por caídas de tensión. Estos cables cumplen con todos los requerimientos de seguridad, tanto de flexibilidad como de doble aislamiento o de alta resistencia a los rayos UV, por lo que resultan idóneos para su uso en aplicaciones de intemperie.

El módulo llevará una chapa identificativa con nombre del fabricante, tipo de módulo y número de serie, su tipo de aislamiento eléctrico será de clase II y cumplirá también las normas IEC 60904 'Dispositivos Fotovoltaicos', IEC 61000 'Compatibilidad electromagnética (EMC)', IEC 61701 'Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos', IEC 60068-2 'Ensayos ambientales'. Las células deberán estar protegidas contra el exterior y se asegurará la total estanqueidad de los módulos. La recepción de los módulos deberá ser acompañada de su correspondiente *Flash Report*⁷ para poder instalarlos siguiendo la numeración y las características indicadas en él.

Estos paneles fotovoltaicos se instalarán sobre una estructura de seguimiento solar a un eje horizontal con separación entre filas o *pitch* de 12 metros. Serán de acero galvanizado en caliente con un espesor de galvanizado ajustado a las normas ISO correspondientes para asegurar una vida útil mínima de 35 años. La tornillería o materiales de fijación (pernos, tornillos, tuercas, arandelas, anclajes etc.) deberán estar galvanizados, asegurando una protección adecuada contra la corrosión durante la vida útil de la planta fotovoltaica. El material de la estructura de soporte debe resistir la exposición a temperaturas ambiente comprendidas entre -20 °C y 50 °C. Además cumplirán todas las especificaciones de las normas locales.

Los inversores a instalar en la planta, modelo SUNWAY TG2700 1500V TE-640 OD de SANTERNO o similar, estarán adaptados a los requerimientos de este tipo de instalaciones como la protección contra el funcionamiento en isla, regulación de potencia activa y reactiva y sistema de refrigeración forzada. Dispondrán internamente de las protecciones y las siguientes condiciones técnicas:

- Las funciones de protección de máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión están integradas en el equipo inversor, y las maniobras de

⁷ Información aportada por el fabricante.

desconexión-conexión por actuación de las mismas son realizadas mediante un contactor que realizará el rearme automático del equipo una vez que se restablezcan las condiciones normales de suministro de la red.

- La protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia está dentro de los valores de 51 y 49 Hz respectivamente, y los de máxima y mínima tensión entre 1,1 y 0,85 Um, respectivamente.
- Se certifica que en el caso de que la red de distribución a la que se conecta la instalación fotovoltaica se desconecte por cualquier motivo, el inversor no mantendrá la tensión en la línea de distribución.
- El inversor implementa una técnica equivalente al transformador a efectos de aislamiento galvánico entre la instalación fotovoltaica y la red.

El inversor tendrá un nivel de protección mínimo IP54, dispondrá de un sistema avanzado de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), tendrá un sistema de refrigeración forzada, incorporará protecciones eléctricas en CC y CA integradas, contará con protecciones del tipo descargadores de sobretensiones, protecciones contra el fallo de aislamiento, contra funcionamiento en isla, tensión de red fuera de rango, polaridad inversa, sobre temperatura, sobrecargas, cortocircuitos, sobretensión, subtensión, sobrecorriente, subcorriente, sobrefrecuencia, subfrecuencia en corriente alterna, permitirá la inhibición del detector de fallo de aislamiento e incorporará una protección magnetotérmica para disipar los fallos de aislamiento. Los inversores deberán soportar huecos de tensión y estar diseñados para la sincronización con una red pública o privada.

Se seleccionarán inversores que trabajen a altas tensiones (idealmente, en un rango de 655-1.300 Vcc) para, de este modo, reducir las pérdidas en el cableado de Baja Tensión. La tensión de aislamiento será de 1.500 Vcc. La potencia pico de la instalación solar fotovoltaica conectada a cada inversor se dimensionará para que trabaje en su rango óptimo.

Los inversores incluirán tarjetas de comunicación Ethernet integradas. Tendrán una baja distorsión armónica en cuanto a intensidad (THD), del 3% como máximo, y llevarán una placa de identificación que contiene la marca, el tipo y número de serie. Cumplirán todas las especificaciones de las normas UNE-EN relativa a los Cuadros eléctricos de baja tensión, la IEC 62109 'Seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaicos', la IEEE 1547⁸ y la NSEG5 de instalaciones de corrientes fuertes.

El fabricante de inversores dispondrá de servicio técnico de forma que pueda asegurar una disponibilidad máxima (disponibilidades superiores al 98%). Entregará la documentación técnica del inversor con todas sus especificaciones (ficha técnica del equipo, curva de rendimiento, certificado de cumplimiento de normas y protecciones, manual del usuario del inversor y del software).

⁸ Estándar del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos: Estándar para la Interconexión de Recursos Distribuidos con Sistemas de Energía Eléctrica.

La llegada de las cajas de los *string* a los inversores dispondrá de protección mediante fusible de 250 A en todo caso, cuya función será proteger las líneas que vienen del cuadro de primer nivel.

En cuanto a la instalación eléctrica en Baja Tensión se ha dimensionado para cumplir con los límites fijados por la tensión nominal del cableado, asegurar que no se sobrepasa la intensidad de corriente máxima admisible de los cables según la disposición de los mismos en la instalación y minimizar las pérdidas en las líneas. Los cables a utilizar serán de cobre unipolares de tensión asignada 0,6/1 kV flexible de clase 5, según UNE EN 60228⁹, no propagador de la llama. Se utilizará cable de tipo solar P-SUN sp 2.0 0,6/1 kV o cable RV 0,6/1 kV.

Los módulos, dentro de sus respectivas ramas, estarán unidos con el cable que llevan de serie, que es RV-K 0,6/1 kV de 4 mm² de cobre de doble aislamiento (seguridad clase II) y de una longitud aproximada de 1,2 metros por cable. Los propios módulos fotovoltaicos les cubrirán de los rayos directos del sol. El cableado del primer y último módulo de cada rama hasta el primer cuadro de protecciones en CC será P-SUN sp 2.0 0,6/1 kV de 6 mm² de cobre y seguridad clase II, uso intemperie. Tendrán un recubrimiento que garantice una buena resistencia a las acciones de la intemperie y deberán satisfacer las exigencias específicas de la norma UNE 21030¹⁰.

Desde la caja de protecciones hasta el inversor habrá cable RV Al 0,6/1 kV de 240/400/630 mm² de aluminio, que vendrá determinado por la distancia a los centros de transformación de cada una de las cajas, para cumplir el objetivo de un 2% de caída de tensión máximo. Este cable será de aislamiento XLPE¹¹, con resistencia a la abrasión, temperatura de cortocircuito de 200 °C y rango de trabajo de -40 °C a +120 °C.

Los cuadros de *strings* serán los encargados de recibir la corriente de la interconexión de las *strings* de los paneles fotovoltaicos. Cada cuadro dispondrá de un interruptor de cabecera de cuatro polos de 250 A 1500 Vcc en los cuadros de las agrupaciones, con protección fusible de 16 A, cuya función será proteger las líneas que vienen de las agrupaciones de *strings* fotovoltaicas. Dispondrán en la cabecera de una protección contra sobretensiones Clase II, estarán diseñados para poder soportar una tensión máxima de 1500 Vcc, tendrán un grado de protección mínimo IPX5 y la envolvente será de poliéster reforzado con fibra de vidrio. El equipo estará diseñado para funcionamiento en la intemperie, con un margen de temperatura de -20 °C a +60 °C.

La instalación estará protegida contra contactos directos e indirectos, sobrecarga y sobretensiones, de forma que los equipos queden totalmente protegidos.

⁹ Conductores de cables aislados.

¹⁰ Conductores aislados, cableados en haz, de tensión asignada 0,6/1 kV, para líneas de distribución, acometidas y usos análogos.

¹¹ Polietileno reticulado retardante a la llama y libre de halógenos.

- a) Contactos directos: Los elementos activos deberán ser inaccesibles. Para lograr este aislamiento se utilizan cajas de conexión debidamente protegidas, que no permiten el acceso a su interior y cables de doble aislamiento. La instalación contará con un sistema de alarma de fallo de aislamiento.
- b) Sobrecargas y cortocircuitos: Se instalarán interruptores automáticos magnetotérmicos para la protección contra las sobrecargas y cortocircuitos. Además, se colocan interruptores seccionadores en las llegadas en los tramos generales de la instalación de corriente continua, constituyendo un elemento de corte cuya función principal será la de aislar esa rama de la instalación, facilitando labores de mantenimiento y aislamiento de partes defectuosas.
- c) Sobretensiones: Se instalarán descargadores de sobretensión en cada inversor (en la salida de CA), en cada cuadro de distribución y en cada cuadro de CC.

Respecto a las conexiones eléctricas en baja tensión en alterna, que van desde el inversor al cuadro de baja tensión del CT, están incluidas dentro de la solución integral del CT, garantizando el cumplimiento de caída de tensión inferior al 0,1% (exigido en el Pliego de Condiciones Técnicas-IDAE) y demás normativa vigente.

El cableado de CA deberá resistir esfuerzos mecánicos, radiación UV si no están protegidos con tubo y cualquier otra inclemencia medioambiental. Serán tres ternas de cable de 300 mm² cobre con aislamiento 0,6/1 kV, cumplirán todas las especificaciones de la norma UNE-21123¹² y serán de aislamiento de polietileno reticulado (XLPE). El cable se conectará en ambos extremos mediante terminales de conexión a presión bimetálicos para Baja Tensión, adecuados al cable empleado. Antes de su conexionado se realizarán las pruebas que la reglamentación vigente establece para este tipo de instalaciones eléctricas. Una vez realizadas las pruebas y ensayos se elaborará un informe dónde reflejará el protocolo y resultado de las pruebas realizadas, indicando la empresa y sello de la misma.

Instalación eléctrica en Media Tensión (MT)

Se distribuirán 15 Centros de Transformación (CT's) de MT con la misión de elevar la tensión de salida de los inversores para minimizar las pérdidas antes de enviar la energía generada por la instalación fotovoltaica a la subestación. Los CT's se unirán entre sí a través de varios circuitos subterráneos que llegarán a dicha subestación. La tensión de salida de los CT's será de 30 kV y la frecuencia de 50 Hz.

Los transformadores instalados en el CT cumplirán con el apartado 4.2 'Transformadores de Potencia' de la ITC-RAT 09 'Protecciones', la IEC 62271-

¹² Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV.

202¹³, IEC 62271-200¹⁴, IEC 60076¹⁵, IEC 61439-1¹⁶. Estos transformadores estarán aislados mediante encapsulamiento en aceite y su tipo de refrigeración será ONAN (aceite con circulación natural y refrigeración por aire en ventilación natural). Tendrán unas pérdidas en vacío del 0,1% y del 1% en el cobre, soportarán una temperatura ambiente de entre -20 y 50 °C, tendrán sensor de temperatura, aislamiento galvánico y salida de bornes para puesta a tierra de pantalla electrostática.

En el interior del CT, en un recinto destinado para tal fin, se alojarán las celdas de MT. El sistema estará formado por un conjunto de celdas modulares de MT con aislamiento y corte integral en SF₆, cuyos embarrados se conectan utilizando los denominados "*conjuntos de unión*", consiguiendo una unión totalmente apantallada e insensible a las condiciones externas (polución, salinidad, inundación, ...). Estas celdas tendrán la suficiente rigidez para soportar los esfuerzos producidos por el transporte, instalación y operación, incluyendo sismos y cortocircuitos. Serán de aislamiento integral en gas SF₆, mantendrán su alineación y sus puertas permanecerán cerradas frente a condiciones de fallo. El equipo se diseñará para evitar el acceso a las partes energizadas durante la operación normal y durante su mantenimiento. Las celdas estarán construidas en plancha de acero galvanizado y a prueba de arco interno. Dispondrán de capacidad de operación ante el uso de señales digitales de entrada, contarán con motorizados para actuación remota y contactos auxiliares y cumplirán con toda la reglamentación vigente. La entrada y salida de los cables podrá ser por la parte inferior de las celdas de MT. En el frontal se incluirá un esquema unifilar según el montaje. La conexión de cables será mediante bornas enchufables.

Cada transformador de potencia dispondrá de un relé de protección tipo DPTG2 capaz de detectar averías internas en los mismos mediante la detección del gas provocado, generalmente, por pequeñas descargas producidas por rupturas de los aislantes internos en los transformadores. Estos relés integran en un único elemento la supervisión de las siguientes funciones de protección:

- Detección de emisión de gases del líquido dieléctrico debido a una descomposición provocada por el calor o arco eléctrico que pudiera producirse en el interior de la cuba.
- Detección de un descenso accidental del nivel del dieléctrico (disparo).
- Detección de un aumento excesivo de la presión que se ejerce sobre la cuba (disparo).
- Termómetro para la lectura de la temperatura del líquido dieléctrico.
- Termostatos con contactos de alarma y disparo regulables.
- Visualización de líquido por medio de un pequeño flotador.

¹³ Aparamenta de alta tensión. Centros de transformación prefabricados de alta tensión/baja tensión.

¹⁴ Aparamenta de alta tensión. Aparamenta bajo envolvente metálica de corriente alterna para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.

¹⁵ Transformadores de potencia.

¹⁶ Conjuntos de aparamenta de baja tensión. Reglas generales.

Cada uno de los circuitos de las líneas de evacuación interiores del parque discurren subterráneos por el lateral de los caminos o entre filas de estructura, con cables de sección 150, 240, 400, 630 mm² de aluminio, PRYSMIAN RH5Z1 18/30 kV, enlazando las celdas de cada CT con las celdas de 30 kV de la subestación. Por la misma canalización se prevé un cable de enlace de tierra o de acompañamiento de 1x50mm² en cobre desnudo, que une los CT's con la subestación. Paralelamente, por la misma zanja de las líneas citadas de MT, se instalará una red de comunicaciones que utilizará como soporte un cable de fibra óptica y que se empleará para la monitorización y control de la planta fotovoltaica. La evacuación de la energía eléctrica generada por los módulos fotovoltaicos desde las unidades de control hasta la subestación del parque se realizará mediante diferentes circuitos en MT a la tensión de 30 kV. El cable de MT deberá limitar las pérdidas de tensión a un valor menor del 1,5%. No se permitirá la realización de empalmes tanto en BT como en MT. Todos los cables, previamente a la puesta en marcha, deben ser megados¹⁷ y pasarán los ensayos de rigidez dieléctrica de cubierta y aislamiento.

Puesta a tierra

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, con base en el desarrollo tecnológico.

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, así como de las masas del resto del suministro.

La red de tierras de protección de BT se realizarán mediante unos anillos a base de cable de cobre desnudo de 35 mm² para ir conectando a ellos todas las estructuras metálicas (estructuras soporte, carcasas de cuadros, bandejas porta cables, etc). De cada anillo bajará un cable desnudo de 50 mm² en el que irá conectado una pica de puesta a tierra. Las cajas de protección de continua se conectarán con cable de cobre desnudo de 50 mm².

Cuando finalice la obra, se medirán las tensiones de paso y contacto y se asegurará que su valor sea inferior a los valores marcados por la ITC-RAT-13 'Instalaciones de puesta a tierra'.

Sistema de control

La instalación fotovoltaica se monitorizará, supervisará y gestionará en tiempo real mediante un sistema de comunicación y control que, esencialmente, consistirá en un software instalado sobre un PC (servidor), instalado en la sala de control del parque (en el interior de la subestación) y conectado a una red local o internet. El sistema podrá ser redundante en la sala de control como

¹⁷ Medida de la resistencia de aislamiento.

seguridad a una posible caída de la red. La supervisión se podrá realizar tanto localmente desde el equipo servidor, como desde el PC local del cliente vía internet. Se monitorizarán todos aquellos equipos y variables necesarias para el correcto control del parque, principalmente el estado de los inversores, el giro de los seguidores (*trackers*), los datos meteorológicos, el sistema de seguridad, el estado de equipos (estado de los relés del transformador, central de incendios, fallo de aislamiento, temperatura interior) y los valores de la energía producida y evacuada por cada uno de los cuatro cuadros de distribución.

El sistema tendrá esencialmente las siguientes funciones básicas:

- El control de la planta fotovoltaica (producción, radiación solar W/m², condiciones ambientales, alarmas).
- El muestreo automático de los datos eléctricos (tensión, intensidad, potencia) de la planta cada 10 minutos aproximadamente.
- El análisis de los datos de entrada registrados.
- La generación de gráficos, informes e históricos.
- La gestión de los datos e históricos.
- La evaluación de cualquier situación de emergencia e información de alarmas mediante el envío vía correo electrónico o mensajes sms a las direcciones pre-programadas.
- La gestión del mantenimiento de la instalación de forma que se garanticen los niveles de producción diseñados.
- La comprobación del cumplimiento de los gráficos y rendimientos establecidos en el diseño de la planta, mediante análisis cualitativos que comparen la radiación recibida y la potencia producida en el sitio sobre el mismo gráfico.
- El registro de los valores de la energía producida y consumida.
- Almacenamiento de los archivos generados.
- Dar información del conjunto de las principales características de la planta, del rendimiento durante el periodo completo de funcionamiento, de los registros de la planta mediante el acceso a los mensajes de la misma, de las características y parámetros de los dispositivos de la planta, la creación automática de páginas estandarizadas para el control requerido, una visión de conjunto de la planta y valores medidos y rendimiento en gráficos para mejorar la visualización de los datos de la planta en intervalos medidos cada 10 minutos.

Se instalará un cuadro de SCADA¹⁸ en cada uno de los CT para la monitorización de cada subcampo que monitorizará toda la información recibida y permitirá como mínimo:

- Organizar los dispositivos en grupos.
- Supervisar los datos mediante pantallas gráficas.
- Supervisar en tiempo real las variables monitorizadas.

¹⁸ *Supervisory Control And Data Acquisition* (Supervisión, Control y Adquisición de Datos): Software para ordenadores que permite controlar y supervisar procesos industriales a distancia.

- Almacenar los datos de cada variable.
- Elaborar informes automáticos a medida.
- Configurar alarmas según las necesidades.
- Configurar discriminadores horarios.
- Configurar a distintos usuarios.
- Supervisar la gestión de forma local mediante terminales situados en el centro de control de la subestación, así como de forma remota, a distancia vía internet. Para ello, se necesitará un enlace de alta velocidad a internet, el cual será también usado para el sistema de seguridad.
- Gestionar y telecontrolar los inversores de cada anillo con una interface fácil e intuitiva.

Cada seguidor contendrá un motor que tendrá la función de realizar el giro del eje con respecto al sol para obtener el máximo rendimiento de la instalación. Para ello, cada seguidor llevará un módulo de control con PLC¹⁹, el cual recibirá la programación astronómica de giro. También contará con *backtracking* (retroceso) y seguridad contra viento activa.

Sistemas de Seguridad y Antiintrusismo

El sistema de seguridad consistirá en:

- Una protección perimetral a lo largo de toda la valla de cerramiento mediante videovigilancia con cámaras de Circuito Cerrado de Televisión (CCTV).
- Una protección en el interior de cada Centro de Transformación (CT) mediante detectores volumétricos para el interior y contactos magnéticos en las puertas de acceso.

El sistema de seguridad estará conectado a una Central Receptora de Alarma 24 horas 365 días con el fin de poder atender cualquier incidente por intrusión, vandalismo o sabotaje. Dispondrá de alimentación de emergencia para poder funcionar al menos 72 horas en caso de fallo del suministro eléctrico.

El sistema de seguridad deberá ser instalado y mantenido por una empresa homologada de seguridad. La instalación del sistema de seguridad para la detección de intrusos deberá permitir:

- Detectar una intrusión al edificio de personas no autorizadas.
- Comunicar las incidencias programadas a la Central Receptora de Alarmas, vía teléfono.
- Ser activado/desactivado localmente por personal autorizado, con código secreto personal.
- Auto-supervisión del sistema, con alarma de avería, activación del zumbador de la consola y la transmisión de la anomalía a la Central Receptora de Alarmas.
- Capacidad de respuesta hasta 72 horas después de fallo de la alimentación en CA.

¹⁹ Control Lógico Programable.

- Posibilidad de temporizar la duración de la alarma acústica entre 5 y 60 minutos.
- Posibilidad de comprobación manual de la operación de la sirena.
- Disponer de función pre-alarma, programable por entrada, con aviso en el zumbador de la consola.

Los equipos que componen los sistemas de seguridad electrónica para la detección de intrusos son los siguientes:

- Central de alarmas: Será la encargada de gestionar y controlar los equipos detectores y de almacenar y/o transmitir las señales generadas en consecuencia.
- Contactos magnéticos: Se instalarán en puertas exteriores del edificio.
- Sensor volumétrico dual (infrarrojo/microondas): Se instalará en todas las salas del edificio con puertas o ventanas al exterior.
- Sirena acústica con lanzadestellos: Se instalará en la zona visible, en la parte alta del edificio.
- Conductores: El cable a utilizar será del tipo manguera apantallado de 2 x 0,75 + 6 x 0,22 mm². Su tendido se realizará por canaleta o tubo de PVC autoextinguible y por bandejas.

Por otra parte, existirán los siguientes sistemas de protección contra incendios en la planta fotovoltaica:

- Tres extintores portátiles de CO₂ y 6 kg eficacia 89B cada uno, en el interior de cada CT, uno para cada recinto independiente existente (MT, BT e inversores).
- Un sistema de detección automática de incendios controlado permanentemente por una centralita de control de instalación mural y detectores de humo en el interior de cada CT.
- Un foso de recogida de aceite con cantos rodados apagallamas en su superficie, bajo cada uno de los transformadores elevadores de potencia.

Además, para evacuar el calor generado en el interior de cada Unidad de Conversión (UC) se dotará de un sistema de ventilación forzada en cada uno de los recintos en que se dividen, mediante extractores y rejillas de ventilación. Las rejillas de ventilación estarán estratégicamente situadas de forma que el aire realice un barrido por los equipos principales a enfriar como inversores y equipos de comunicación. En los recintos MT y BT se colocarán sendos extractores capaces de mover el caudal de aire interior de forma que garantice un número de renovaciones adecuado, controlados mediante un termostato que controlará la temperatura interior del recinto y maniobrá sobre el extractor para controlar su puesta en servicio y su paro. La extracción será controlada por la instalación de detección de incendios de forma que se desconecte si se produce la detección de humos o exceso de temperatura por medio de la centralita de incendios, como paso previo a la actuación de la instalación de extinción de incendios. En el caso de que se prevean temperaturas elevadas se instalarán unidades de aire acondicionado.

La superficie ocupada por la PSF CARBO estará vallada perimetralmente. Con carácter general se ejecutará un vallado cinegético (deberá cumplir lo establecido en el Decreto 126/2017, de 25 de Julio, por el que se aprueba el Reglamento de Ordenación de la Caza en Andalucía) con malla de acero galvanizado de dos metros de altura desde el suelo. El área mínima de los retículos que la conforman será de 300 cm² (con una dimensión mínima para sus lados de 10 cm). El vallado perimetral carecerá de elementos cortantes o punzantes como alambres de espino o similar. No se utilizarán colores llamativos y quedará, en la medida de lo posible, integrado en el paisaje. Se contempla la disposición de pasos de fauna en determinados puntos del vallado para permitir la libre circulación de la fauna silvestre. Para minimizar el riesgo de colisión de aves y fauna en general contra el vallado, se instalarán marcadores para aumentar su visibilidad. Serán de alto contraste en blanco y negro, para que refleje altamente o absorba fuertemente todo el espectro de la luz ambiental y sean visibles en la mayor parte de las condiciones de visibilidad. Se evitará cimentación de bloque de hormigón en la parte inferior para permitir a ciertos mamíferos excavar pasos que comuniquen el exterior con el interior del recinto.

Se instalará un sistema de protección antirroedores compuesto por emisores de ultrasonidos que ahuyenten a los roedores, de forma que impida su acceso a las UC's, evitando desperfectos en la instalación.

Respecto a la iluminación, cada CT estará dotado de un alumbrado interior, exterior y de emergencia en perfectas condiciones, gobernado desde un cuadro eléctrico con protecciones magnetotérmicas. Para la iluminación del interior de los contenedores se dispondrá de un alumbrado fluorescente tipo led colocado directamente sobre el techo. Cada uno de los tres recintos que existen (sala de MT, sala de BT y sala de inversores) dispondrá de iluminación independiente accionada por un interruptor de encendido que permita la suficiente visibilidad para ejecutar las maniobras y revisiones necesarias. En el exterior, en la parte alta de cada UC, se colocarán tres luminarias sujetas mediante un herraje a la estructura, de forma que quede iluminado el acceso alrededor de las mismas, principalmente encima de la puerta de acceso. Como mínimo, en el interior, encima de cada puerta de acceso de personal, se instalará una luminaria de emergencia que se accione en caso de fallo de tensión de red.

Para la protección del personal y equipos se debe garantizar que:

- No será posible acceder en las celdas MT a las zonas normalmente en tensión si estas no han sido puestas a tierra. Por ello, el sistema de enclavamientos interno de las celdas debe conectar al mando del aparato principal del seccionador de puesta a tierra y a las tapas de acceso a los cables.
- Las bornas de conexión de cables y fusibles serán fácilmente accesibles a los operarios de forma que, en las operaciones de mantenimiento, la posición de trabajo normal no carezca de visibilidad sobre estas zonas.
- Los mandos de la aparamenta estarán situados frente al operario en el momento de realizar la operación y el diseño de la aparamenta protegerá al operario de la salida de gases en caso de un eventual arco interno.

- El diseño de las celdas impedirá la incidencia de los gases de escape, producidos en el caso de un arco interno, sobre los cables de Media y Baja Tensión. Por ello, esta salida de gases no debe estar enfocada en ningún caso hacia el foso de cables.

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 elaborado el “Estudio de Seguridad y Salud”, redactado con objeto de dar unas directrices básicas a las empresas constructoras para llevar a cabo sus obligaciones en el campo de la prevención de riesgos profesionales, facilitando su trabajo bajo el control de la dirección del Coordinador en Materia de Seguridad y Salud o, en su defecto, de la Dirección Facultativa, de acuerdo con el mencionado Real Decreto.

4.1.3 Incidencia en la operación del sistema

Con fecha 23 de febrero de 2020 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 subestación existente Almodóvar del Río 220 kV para varias instalaciones de generación renovable, en concreto seis plantas fotovoltaicas—entre ellas la PSF CARBO— por un contingente total de 184 MW nominales y una planta hidroeléctrica con bombeo de 34,1MW gestionables. La solicitud fue realizada por ACUAES (Aguas de las Cuencas de España, S.A.) en su calidad de Interlocutor Único del Nudo (IUN²⁰) para la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión a la red de transporte en la subestación de Almodóvar del Río 220 kV, en respuesta a la contestación de REE de fecha 21 de enero de 2020 en la que se requería, en el plazo de un mes, una actualización de acceso a la red de transporte con objeto de ajustarse a la capacidad máxima de conexión establecida en dicho nudo, en la que han aportado la aceptación de todos los promotores objeto del mencionado ajuste, que han reducido la potencia de sus instalaciones respecto a la potencia instalada reflejada en la garantía económica constituida —caso de la PSF CARBO—. La conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en el nudo de la red de transporte Almodóvar del Río 220 kV, a través de una nueva posición de la red de transporte planificada expresamente. El escrito incluye, además, una instalación de enlace a compartir por instalaciones de generación coordinadas por el IUN, la línea de evacuación ‘Almodóvar del Río 220 kV- SE Almodóvar del Río Renovables 220 kV’, línea que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte cuya configuración es de Tipo A según el P.O.12.2²¹).

²⁰ 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.

²¹ 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).

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.12.1²², que permiten valorar las capacidades de producción y conexión²³ cumpliendo los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema incluidos en dicho P.O. Con la normativa vigente en el momento de emisión del escrito, la limitación aplicable en el 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 Real Decreto 413/2014 para la generación no gestionable. Estos estudios técnicos que se realizan en el ámbito nodal de aplicación a la generación con conexión a la red de transporte y la red de distribución subyacente, permiten determinar la capacidad máxima admisible (184 MW_{prod}) en Almodóvar del Río 220 kV y la viabilidad de la solicitud, teniendo en cuenta la generación no gestionable que cuenta con permiso de acceso.

REE ha realizado los estudios sobre los escenarios de demanda, generación y de desarrollo de red de medio plazo establecido en la planificación vigente²⁴ a la fecha de emisión del escrito, denominado horizonte 2020 (H2020). Con estas consideraciones, los estudios técnicos concluyeron que el acceso de las instalaciones de generación consideradas en la solicitud resultaría técnicamente viable, teniendo en cuenta la mencionada limitación por el criterio de potencia de cortocircuito que establece el RD 413/2014 en el procedimiento de acceso para la generación no gestionable sobre el escenario establecido en el H2020 de planificación vigente en el ámbito nodal y de aplicación a la generación con conexión a la red de transporte y la red de distribución subyacente. Considerando la generación con permiso de acceso en el nudo de la red de transporte Almodóvar del Río 220 kV, se alcanzaría la capacidad máxima admisible, no existiendo margen disponible para nueva generación no gestionable adicional.

Por otra parte, REE recuerda que, aunque otras condiciones de funcionamiento del sistema (posibilidad de integración por equilibrio generación-demanda, capacidad por flujo de cargas o por condicionantes de estabilidad transitoria, entre otras) no resultan de aplicación a efectos de denegación en el procedimiento de acceso desde el punto de vista reglamentario, resultan decisivas, ya que constituyen una limitación técnica determinante en los distintos

²² 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).

²³ Capacidad de conexión (MW_{ins}) en función de la producción simultánea máxima (MW_{prod}) compatible con la seguridad del sistema y resultante de los distintos estudios de REE (flujo de cargas, cortocircuito, estabilidad): $MW_{insEÓLICA} \leq 1,25 * MW_{prod}$
 $MW_{insNO EÓLICA} + (0,8/1,25) * MW_{insEÓLICA} \leq MW_{prod}$

[MW_{ins}: Potencia instalada de generación según RD 413/2014, excepto Potencia nominal (MW_{nom}) para generación fotovoltaica]

²⁴ 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).

escenarios de operación, que será de aplicación a todas las instalaciones de generación y que podrían conllevar restricciones de producción en las condiciones establecidas en la normativa.

Las consideraciones anteriores contemplan el cumplimiento por las nuevas instalaciones de generación previstas 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 desarrolla. En particular, deberán cumplir con las capacidades técnicas de conexión requeridas para los módulos de parque eléctrico tipo D²⁵.

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 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 Almodóvar del Río 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 y regionales, 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.

²⁵ Según establece la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.

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 REE como titular del punto de conexión a la red de transporte, que habrá de reflejar los requerimientos y condicionantes técnicos establecidos en la reglamentación vigente.

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

Asimismo, REE informa que para la puesta en servicio de las instalaciones de producción y de conexión a la red de transporte se deberán observar los requerimientos normativos vigentes y, en particular, lo establecido en el P.O.12.2²⁶, por lo que se requiere la coordinación entre REE y el IUN en Almodóvar del Río 220 kV, que actuará como “representante” para el conjunto de instalaciones de producción asociadas a dicho nudo. Ruegan que inicien dicho proceso con la antelación suficiente y, en todo caso, considerando el plazo normativo de dos meses previamente al primer acoplamiento.

Con fecha 12 de abril de 2021, REE emitió escrito de contestación a la solicitud de conexión a la Red de Transporte en la subestación Almodóvar del Río 220 kV y remitió el ICCTC y el IVCTC. El escrito incluye las mismas instalaciones que fueron consideradas en la comunicación citada anteriormente, de fecha 23 de febrero de 2020, por el que se les otorgaba permiso de acceso: Seis plantas fotovoltaicas —incluida la PSF CARBO—por un contingente total de 184 MW nominales, una planta hidroeléctrica con bombeo que está en funcionamiento (PES²⁷) de 34,1 MW²⁸ y una instalación de enlace a compartir por las instalaciones de generación coordinadas por el IUN que es la ‘Línea Almodóvar del Río 220 kV – SE Almodóvar del Río Renovables 220 kV’. 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 la PSF CARBO. Se trata de una conexión a la red de transporte de la generación mencionada que se llevaría a cabo en una posición existente en el actual nudo de la red de transporte Almodóvar del Río 220 kV, planificada de forma expresa en la planificación vigente.

Según informa REE en el ICCTC, como propietaria de la instalación de transporte a la que solicita conexión, procede otorgar permiso de conexión en la posición existente para evacuación de generación en la SE Almodóvar del Río 220 kV

²⁶ En particular, en su apartado 7 se hace referencia a la ‘Puesta en servicio de nuevas instalaciones conectadas a la red de transporte’.

²⁷ Puesta en Servicio.

²⁸ Estación de Bombeo y Turbinado Presa de la Breña II, de 34,1 MW turbinados (generación) y 54 MW de Bombeo (consumo).

motivada por la incorporación de las plantas fotovoltaicas FV Guadalcazar, FV Almodóvar, FV Almod I, PSF CARBO, FV Silverio I y FV ISF Almodóvar del Río I, así como la modificación de la instalación de enlace actual mediante la SET Centro de seccionamiento²⁹, siempre que se ajusten a los requisitos que afirman cumplir y con las consideraciones indicadas en el mismo. En este informe REE indica, entre otros aspectos, que:

- Se trata de un nudo no mallado de la red de transporte, lo que podría suponer una menor calidad de suministro.
- Las instalaciones previstas de generación y evacuación deberán cumplir las distancias mínimas reglamentarias con la red de transporte, lo que deberá comprobarse en detalle durante la tramitación y ejecución de los proyectos correspondientes.
- El solicitante deberá asumir las modificaciones que puedan ser necesarias en la posición de transporte existente, motivadas por la incorporación de nuevas instalaciones.
- En el Protocolo de Verificación se afirma cumplir con los requisitos exigidos.

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

- Firma del CTA según lo establecido en el RD 1955/2000, lo cual requerirá la acreditación de las autorizaciones administrativas de las instalaciones de generación, así como de las correspondientes instalaciones de conexión desde las mismas hasta el punto de conexión en la red de transporte, según lo establecido en el RD 413/2014.
- Cumplimiento de los requisitos del reglamento de puntos de medida en cuanto a las características de la instalación de medida, verificaciones de los equipos de medida, alta en el concentrador principal y recepción de medidas de su frontera en el sistema de medidas, según los procedimientos establecidos.
- Dar de alta las telemedidas en el sistema de tiempo real a través de un Centro de Control habilitado y que cumpla con las especificaciones establecidas en el P.O. 8.2³⁰.

²⁹ Línea 220 kV Almodóvar del Río – SET Centro de seccionamiento (actualmente Almodóvar del Río- SET Presa La Breña II) para la instalación de bombeo y turbinado La Breña II actualmente en servicio. La solución adoptada es un seccionamiento a la línea que proviene de la CH Breña II hacia la SET Almodóvar del Río, gestionada por ACUAES.

³⁰ Procedimiento de Operación 8.2. 'Operación del sistema de producción y transporte', aprobado mediante Resolución del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de fecha 7 de abril de 2006 (publicado en el BOE de 21 de abril de 2006).

- En relación con la Información requerida a las instalaciones conectadas a la red de transporte, se requiere cumplimentación según la información de que disponen, conforme establece el P.O. 9³¹.

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

Además, REE informa que, para la puesta en servicio de las instalaciones de producción y de conexión a la red de transporte, se deberán observar los requerimientos normativos vigentes y, en particular, lo establecido en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas, por lo que ruega que inicien dicho proceso con la antelación suficiente y, en todo caso, considerando el plazo normativo de dos meses previo al primer acoplamiento.

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

El Proyecto de la instalación a la que se refiere el presente informe se encuentra comprendido en el apartado j) del grupo 3 del Anexo I de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación de impacto ambiental³², por lo que procede formular su declaración de impacto ambiental ordinaria según el artículo 41 de dicha Ley, una vez se ha sometido a evaluación de impacto ambiental ordinaria, previa a su autorización administrativa, y según lo establecido en su artículo 7.1.

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

³¹ 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).

³² 'Instalaciones para la producción de energía eléctrica a partir de la energía solar destinada a su venta a la red, que no se ubiquen en cubiertas o tejados de edificios existentes y que ocupen más de 100 ha de superficie'.

analizar los posibles condicionantes medioambientales del proyecto de la PSF CARBO que se establecerán en la misma.

El EsIA presentado por el promotor, fechado en noviembre de 2020, evalúa los efectos potenciales en el medio ambiente que se derivarían de la construcción y explotación la PSF CARBO, además de recoger una serie de medidas preventivas, correctoras y compensatorias destinadas a evitar o minimizar los impactos ambientales.

El promotor ha realizado un estudio de alternativas de emplazamiento para la planta fotovoltaica, llegando a la conclusión de que la mejor, la que genera menos impactos ambientales en comparación con las otras alternativas, es la denominada 'alternativa 3', que se ubica en los Parajes de El Escorial y El Duque, en los términos municipales de Guadalcázar y Fuente Palmera respectivamente, ambos municipios de la provincia de Córdoba. Forman dos poligonales en donde una se encuentra establecida en su totalidad en el municipio de Fuente Palmera y a una distancia de aproximadamente 6 kilómetros al noreste del mismo y la otra está ubicada en el municipio de Guadalcázar, a una distancia de 3,4 kilómetros al suroeste del mismo. Los terrenos ocupados por ambas poligonales son zonas planas, con ocupaciones mayormente agrícolas enfocadas al cultivo herbáceo. La primera poligonal de esta alternativa presenta afecciones directas al Arroyo del Duque y a un arroyo innominado. La segunda poligonal, la ubicada en el término municipal de Guadalcázar, presenta una afección directa a un arroyo innominado. Ambas poligonales se establecen sobre la unidad hidrogeológica denominada "Altiplanos de Écija".

La superficie ocupada por esta alternativa es de 203 hectáreas y una línea eléctrica de evacuación aérea con una longitud de 13,1 kilómetros desde la segunda poligonal en el término municipal de Guadalcázar hasta la Subestación Eléctrica de Transformación 'SET Almodóvar renovables'.

El sector oeste de la planta se encuentra muy próximo a otras plantas solares existentes.

El EsIA incluye un inventario ambiental para cuya elaboración se ha delimitado un ámbito de estudio en torno al emplazamiento seleccionado para el proyecto, que incluye los términos municipales de Almodóvar del Río, Guadalcázar y Fuente Palmera, en la Comarca del Valle medio del Guadalquivir, en la provincia de Córdoba. Dentro de las dos parcelas que componen el área de estudio se encuentran terrenos dedicados a la agricultura, en concreto al cultivo de cereales (cultivos herbáceos de secano). En el entorno predominan los cultivos de olivar, en la mayoría de los casos de regadío, cultivados de forma super intensiva. La zona de estudio está dividida en dos parcelas, separadas por el paso de la línea de ferrocarril del tren de Alta Velocidad de España (AVE), ambas espaciadas por una distancia lineal de 5 kilómetros.

Ambas parcelas están conectadas por una línea eléctrica de 8,01 kilómetros de longitud. Desde una de las parcelas se conecta a la subestación eléctrica de

“Almodóvar-Renovables” cercana a la línea de ferrocarril mediante una línea de evacuación de 5,13 kilómetros.

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

El EsIA concluye que la ejecución de la PSF CARBO provocaría un total de 175 impactos, de los que 3 son severos, 34 moderados, 87 compatibles y 51 positivos. Se considera severo el impacto sobre el paisaje en la fase de construcción, pudiendo atenuarse mediante las medidas correctoras. Asimismo, el impacto sobre el cambio de los usos del suelo y las actividades tradicionales, debido al predominantemente uso agrícola de la zona afectada, se considera severo, por la ocupación del espacio tanto en la fase de obras como de funcionamiento. Si bien el EsIA considera que estos impactos resultan compensados con los beneficios de la implantación de la instalación en la zona, tanto por la generación de empleo, como por la aportación de equipamientos e infraestructuras y la aportación del uso de energías limpias. Por tanto, el impacto de la PSF CARBO se considera compatible con el medio, siempre y cuando se establezcan y se ejecuten las medidas preventivas y correctoras establecidas en el propio EsIA para disminuir los impactos detectados.

Por lo que respecta al cumplimiento de la legislación para la protección de la avifauna, la ubicación propuesta para la planta solar no representa problema alguno para ésta, ya que su extensión y ubicación no coincide con las áreas con mayor presencia y abundancia de las especies analizadas, aunque se definirán medidas correctoras específicas en fase de obra, así como medidas compensatorias. La línea de evacuación proyectada será subterránea por lo que no se prevé electrocuciones ni colisiones de la avifauna. Para minimizar el riesgo de colisión de aves y fauna en general contra el vallado perimetral de la planta, se instalarán marcadores para aumentar su visibilidad, de alto contraste en blanco y negro, para que refleje altamente o absorba fuertemente todo el espectro de la luz ambiental y sean visibles en la mayor parte de las condiciones de visibilidad.

4.3 Circunstancias del emplazamiento de la instalación

El PSF CARBO se ubicará en los términos municipales de Fuente Palmera, Guadalcázar y Almodóvar del Río, en la provincia de Córdoba, en concreto en 8 Parcelas catastrales del polígono N°1 y 3 parcelas del polígono 2 del término municipal de Fuente Palmera, en 17 Parcelas catastrales del polígono N°8 y 6 parcelas del polígono 14 del término municipal de Guadalcázar y en 8 Parcelas catastrales del polígono N°13, 3 parcelas del polígono 14 y 5 parcelas del polígono 22 del término municipal de Almodóvar del Río.

La superficie total de la instalación vallada alcanza las 171,63 hectáreas (98,8098 en Fuente Palmera y 72,8202 en Guadalcázar). La superficie total de captación de las placas fotovoltaicas alcanza las 42,5678 hectáreas.

Los accesos a las diferentes zonas de la planta son los siguientes:

- Zona “El Duque” (Carbo Oeste): La planta tiene varias vías de acceso desde la carretera autonómica A-445, aproximadamente en el punto kilométrico 7.
- Zona “Escorial” (Carbo Este): La planta tiene un camino de acceso que parte de la carretera autonómica A-3051, aproximadamente en el punto kilométrico 22. El camino que parte de la carretera autonómica da acceso a la instalación por su límite este.

Los accesos existentes se acondicionarán en sus primeros 30 metros, medidos desde la intersección con la carretera, con una capa de 15 cm de hormigón impreso tipo HA-25 con una armadura de reparto compuesta por malla electrosoldada de 15x15x6 sobre 20 cm de zahorra artificial y 20 cm de subbase apoyados sobre el terreno natural subyacente.

Los criterios de elección de emplazamiento de la PSF CARBO responden al hecho de parecer un buen lugar para la explotación comercial de la energía solar, en base a los criterios que definen el potencial solar de un emplazamiento:

- Orientación respecto al sol.
- Facilidad de accesos hacia y en el emplazamiento.
- Tipología del terreno.
- Ausencia de valles u obstáculos similares alrededor.
- Condiciones climáticas y térmicas adecuadas.

En este caso, se trata de terrenos de cultivo y bien orientados respecto a la trayectoria solar, criterios que han sido confirmados por el software de simulación (PVSyst) que asegura la existencia de una radiación suficientemente buena para la explotación de la planta.

Tal y como se ha indicado, la PSF CARBO se asienta en los términos municipales de Fuente Palmera, Guadalcázar y Almodóvar del Río. Tanto Almodóvar de Río como Fuente Palmera cuentan con normativa urbanística propia, con aprobación definitiva, y, por tanto, son de aplicación. Guadalcázar dispone de normas subsidiarias.

El análisis previo de las áreas seleccionadas para la construcción de la instalación solar indica que están clasificadas como ‘Suelo No Urbanizable de Carácter Natural’ o ‘Rural’ para el caso de Fuente Palmera y como ‘Suelo No Urbanizable Rústico’ para el caso de Guadalcázar y Almodóvar del Río.

En atención de las normas urbanísticas que regulan las servidumbres a caminos rurales, y aunque no se trate de edificaciones, se han situado los paneles solares a distancias superiores a las mínimas exigidas.

El promotor de la PSF CARBO ha realizado un informe de Compatibilidad Urbanística para los mencionados ayuntamientos afectados por la instalación.

Las infraestructuras que existen en el área de estudio de la planta son las siguientes:

- a) Líneas Eléctricas: Existen Líneas Aéreas de Alta Tensión (LAAT) de 66 y 220 kV en las inmediaciones de la zona “El Duque” (Carbo Oeste), pero todas ellas están a la suficiente distancia para garantizar la separación de seguridad necesaria. Además, existe una Línea Subterránea de Media Tensión (LSMT) que discurre paralela a la carretera A-445 en su margen sur, propiedad de Enel Green Power.
- b) Terrenos cinegéticos: No existen cotos de caza en los terrenos ocupados por la planta fotovoltaica.
- c) Vías pecuarias: Por el límite norte de la zona “Escorial” (Carbo Este) discurre la Vereda de Villafranquilla, respecto a la que se ha respetado la suficiente separación para no interferir sobre la misma.
- d) Tuberías: Existe un gasoducto de Enagás con el que habrá un cruzamiento de la evacuación procedente de la Zona “Escorial”, para lo que se cumplirán con todas las medidas de seguridad y requerimientos necesarios.

Respecto a las distancias de separación que se han considerado con cada una de las infraestructuras que se han detectado en el área de estudio, son las siguientes:

- a) Carreteras: 50 metros de separación respecto a su eje.
- b) Vereda de Villafranquilla: 21 metros de anchura total.
- c) Caminos y viales existentes: 3 metros de separación al borde del vial, 5 metros respecto a su eje.
- d) Cauces y barrancos existentes: se ha considerado una anchura del cauce de 20 metros sobre los que se han respetado 5 metros a cada lado correspondientes a la zona de servidumbre.
- e) Balsas y lagunas: 100 metros de separación.
- f) Edificaciones existentes: 10 metros de separación.
- g) Parcelas no ocupadas en la implantación: 5 metros de separación respecto a su límite catastral.
- h) Gasoductos: 25 metros de separación. El Gasoducto detectado no afecta a la implantación de la planta fotovoltaica, pero se debe realizar un cruce con la evacuación en MT desde la Zona “Escorial” hasta la subestación.
- i) Líneas eléctricas: 25 metros de separación. Las líneas eléctricas detectadas no afectan a la implantación de la planta fotovoltaica, pero se deberán realizar cruces con la evacuación en MT desde la Zona “El Duque” hasta la subestación.

En cuanto a la topografía de la zona de implantación de la PSF CARBO, en la Zona “El Duque” (Carbo Oeste) las parcelas presentan una topografía relativamente llana, con una pendiente media de 3,6% dirigida hacia la zona sur de la planta. De igual modo, en la Zona “El Escorial” (Carbo Este) las parcelas presentan una topografía relativamente llana con una pendiente media de 6,5% dirigida hacia la zona norte de la planta.

Por otra parte, en el informe de la Dependencia del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Córdoba, de fecha 12 de julio de 2021, se

informa que, como parte del procedimiento de información pública a que se ha sometido el proyecto PSF CARBO, se dio traslado a los ayuntamientos afectados —el Ayuntamiento de Almodóvar del Río, el de Fuente Palmera y el de Guadalcázar— de la información correspondiente, no habiéndose recibido alegaciones ni contestación alguna desde los Ayuntamientos de Fuente Palmera y Guadalcázar, por lo que se entiende la conformidad de los mismos a la realización del proyecto. El Ayuntamiento de Almodóvar del Río se ha pronunciado solo sobre la línea de evacuación a 30 kV, indicando que es urbanísticamente viable, pero que la actuación requerirá el otorgamiento de la correspondiente licencia urbanística municipal. Traslada esta respuesta al promotor, éste dio su conformidad.

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

ENEL GREEN POWER es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida por tiempo indefinido como Sociedad Anónima bajo la denominación de Proyectos de Desarrollo Energético I, S.A.", mediante escritura de fecha 6 de noviembre de 1996. Cambia su denominación por Endesa Cogeneración y Renovables, S.A. según escritura autorizada de fecha 11 de junio de 1998, se transforma en sociedad de responsabilidad limitada en virtud de escritura autorizada de fecha 1 de febrero 2010 y, finalmente, adopta su actual denominación social mediante escritura de fecha 7 de mayo de 2010, por la que se elevan a públicos los acuerdos sociales adoptados en la Junta General Extraordinaria y Universal de Socios celebrada el día 3 de mayo de 2010. La Sociedad se registró por la Ley de Sociedades de Capital y por las demás disposiciones que resulten de aplicación, así como por sus estatutos, el artículo 2 de los cuales define su objeto social como «*El ejercicio y el desarrollo de la actividad de producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables*». La Sociedad podrá realizar estas actividades directa o indirectamente a través de sociedades controladas o participadas y puede operar en España o en el extranjero y desarrollar cualquier otra actividad conexas, instrumental, afín, complementaria o de cualquier manera útil para la consecución del objeto social. En definitiva, la actividad principal de la Sociedad consiste en la generación de energía eléctrica a través de sus instalaciones propias, la promoción, desarrollo y construcción de instalaciones de energía

renovable y la gestión técnica y administrativa de las empresas del Grupo en las que participa.

Mediante escritura de fecha 30 de septiembre de 2016 se declara la unipersonalidad de ENEL GREEN POWER, siendo su único socio ENDESA GENERACIÓN, S.A.U. Hasta entonces, el capital social de ENEL GREEN POWER era de 11.152,74 euros dividido en 371.758 participaciones sociales de 0,03 euros de valor nominal cada una y se encontraba repartido entre ENEL GREEN POWER INTERNATIONAL, B.V., que era titular de 223.055 participaciones sociales y ENDESA GENERACIÓN, S.A.U., que era titular de las restantes 148.703 participaciones sociales. En escritura de fecha 27 de julio de 2016 se elevó a pública la adquisición por parte de ENDESA GENERACIÓN, S.A.U. de las participaciones sociales de ENEL GREEN POWER INTERNATIONAL, B.V., en virtud del contrato privado de compraventa suscrito en la misma fecha.

Por tanto, en la actualidad el único socio de ENEL GREEN POWER es ENDESA GENERACIÓN, S.A.U., sociedad participada en un 100% por ENDESA, S.A. que a su vez está controlada por ENEL, S.p.A., a través de su filial participada en un 100% ENEL Iberia, S.L.U. que, a 31 de diciembre de 2020, posee un 70,1% del capital de ENDESA, S.A.

ENDESA GENERACIÓN, S.A.U. es una sociedad anónima de nacionalidad española, de carácter unipersonal, cuyo socio único es ENDESA, S.A., que fue constituida el 22 de septiembre de 1999 con el objeto social de desarrollar actividades de generación de energía eléctrica. Se constituyó con un capital social de 10.000.000 de pesetas (60.101,21 euros) dividido en 10.000 acciones nominativas de 1.000 pesetas (6,010121 euros) de valor nominal cada una. Este capital social fue íntegramente suscrito y desembolsado por su socio fundador ENDESA, S.A.

ENDESA, S.A. es una sociedad anónima de nacionalidad española constituida el 18 de noviembre 1944 con el nombre de Empresa Nacional de Electricidad, S.A. El 25 de junio de 1997 la Junta General Ordinaria cambió su denominación por la actual de ENDESA, S.A. Su objeto social es el negocio eléctrico en sus distintas actividades industriales y comerciales, la explotación de toda clase de recursos energéticos primarios, la prestación de servicios de carácter industrial y, en especial, los de telecomunicaciones, agua y gas, así como los que tengan carácter preparatorio o complementario de las actividades incluidas en el objeto social, y la gestión del Grupo empresarial, constituido con las participaciones en otras sociedades. La Sociedad desarrolla, en el ámbito nacional e internacional, las actividades que integran su objeto, bien directamente o mediante su participación en otras sociedades. Para adaptarse a lo dispuesto por la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, ENDESA, S.A. realizó en su momento un proceso de reordenación societaria para separar las distintas actividades eléctricas. Desde ese momento la actividad de ENDESA, S.A. se centra fundamentalmente en la gestión y prestación de servicios a su Grupo empresarial. La Sociedad posee participaciones en Empresas del Grupo, Multigrupo y Asociadas. Como consecuencia de ello, la Sociedad es dominante de un Grupo de sociedades de

acuerdo con la legislación vigente. La Sociedad tiene sus acciones admitidas a cotización oficial en las Bolsas Españolas.

A 31 de diciembre de 2020 el Grupo ENEL controla, a través de ENEL Iberia, S.L.U., el 70,1% de ENDESA, S.A., por lo que ostenta el control de la Sociedad. ENEL Iberia, S.L.U. tiene su domicilio social y fiscal en España —fue constituida el 22 de marzo de 2006—, mientras que ENEL, S.p.A. lo tiene en Italia.

En definitiva, ENEL GREEN POWER es una Sociedad constituida legalmente para operar en territorio español y desempeñar las actividades ligadas a la construcción y explotación de instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable, con lo que se considera su capacidad legal suficientemente acreditada.

4.4.2 Capacidad técnica

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

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, ENEL GREEN POWER fue constituida con el objeto social, entre otros, de llevar a cabo la actividad de producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables. En el Informe de Gestión de la Sociedad se indica que, a 31 de diciembre de 2020, ésta consolidaba 3.032 MW de potencia directamente o a través de sus filiales, siendo la potencia total instalada del ejercicio 2020 de 3.243 MW, con la siguiente distribución por tecnologías:

Tecnología	España	%
Eólica y Biomasa	2.604	80,3%
Minihidráulica	30	0,9%
Solar	609	18,8%
TOTAL	3.243	100,0%

La producción consolidada de las instalaciones participadas por la Sociedad durante el ejercicio 2020 fue de 5,6 GWh, un 29,1% superior a la producción del año anterior, fundamentalmente como consecuencia de una mejora del recurso

eólico, de la incorporación a lo largo del año de las plantas de nueva construcción con una potencia consolidada de 389 MW (132 MW eólicos y 258 MW solares) y una producción de 105 MWh. Toda esta capacidad instalada en 2020 se ha llevado a cabo en territorio nacional.

El socio único de ENEL GREEN POWER es ENDESA GENERACIÓN, S.A.U., sociedad participada en un 100% por ENDESA, S.A. que a su vez está controlada por ENEL, S.p.A., a través de su filial participada en un 100% ENEL Iberia, S.L.U. que, a 31 de diciembre de 2020 posee un 70,1% del capital de ENDESA, S.A. Por tanto, en aplicación de la segunda condición del artículo mencionado anteriormente del RD 1955/2000, la experiencia de su socio y el grupo empresarial al que pertenece también acreditará su capacidad técnica.

La actividad de ENDESA se estructura por líneas de negocio. En concreto, respecto a la generación de energía, ENDESA Generación, S.A.U. agrupa, entre otras, las participaciones en Gas y Electricidad Generación, S.A.U. (100%) y Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U. (100%), que gestionan los activos de generación convencional situados en los Territorios No Peninsulares, y en ENEL Green Power España, S.L.U. (100%), que gestiona los activos de generación procedente de fuentes renovables. A 31 de diciembre de 2020, la potencia neta total instalada de ENDESA en España ascendía a 21.652 MW, de los que 17.326 MW se hallaban en el Sistema Eléctrico Peninsular y 4.326 MW en los Territorios No Peninsulares de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla. A esa fecha, la potencia neta instalada en renovables era de 7.781 MW, de los cuales 7.719 MW corresponden al Sistema Eléctrico Peninsular, lo que supone un 45% de su potencia neta instalada peninsular (casi un 36% de la capacidad total neta instalada). El parque de generación de ENDESA alcanzó en el ejercicio 2020 una producción neta total de 56.269 GWh, de la cual libre de emisiones fue 39.254 GWh (suma de las producciones netas nuclear y renovables, incluyendo la hidráulica). De los 7.781 MW netos instalados de potencia renovable, 4.670 MW corresponden a gran hidroeléctrica, 2.423 MW a potencia eólica, 609 MW a solar fotovoltaica, 79 MW a mini hidroeléctrica y 0,5 MW a plantas de biogás. El detalle de esta capacidad instalada y su generación eléctrica es el siguiente:

Capacidad Instalada Neta (MW)	2020	% s/Total	2019	% s/Total	Variación 2020-2019	Var 2020-2019 %
Peninsular						
Hidroeléctrica	4.749	21,9%	4.748	20,3%	1	0,0%
Eólica	2.383	11,0%	2.268	9,7%	115	5,1%
Fotovoltaica	587	2,7%	330	1,4%	257	77,9%
Total Capacidad Renovable Peninsular	7.719	35,7%	7.346	31,4%	373	5,1%
Nuclear	3.328	15,4%	3.318	14,2%	10	0,3%
Carbón	2.523	11,7%	4.584	19,6%	-2.061	-45,0%
Ciclos Combinados	3.756	17,3%	3.756	16,1%	0	0,0%
Total Capacidad Generación Convencional Peninsular	9.607	44,4%	11.658	49,9%	-2.051	-17,6%
Total Peninsular	17.326	80,0%	19.004	81,3%	-1.678	-8,8%

Capacidad Instalada Neta (MW)	2020	% s/Total	2019	% s/Total	Variación 2020-2019	Var 2020-2019 %
Territorios No Peninsulares						
Eólica	40	0,2%	40	0,2%	0	0,0%
Fotovoltaica	22	0,1%	22	0,1%	0	0,0%
Total Capacidad Renovable No Peninsular	62	0,3%	62	0,3%	0	0,0%
Carbón	241	1,1%	241	1,0%	0	0,0%
Fuel-Gas	2.334	10,8%	2.334	10,0%	0	0,0%
Ciclos Combinados	1.689	7,8%	1.724	7,4%	-35	-2,0%
Total Capacidad Generación Convencional No Peninsular	4.264	19,7%	4.299	18,4%	-35	-0,8%
Total No Peninsular	4.326	20,0%	4.361	18,7%	-35	-0,8%
TOTAL	21.652	100,0%	23.365	100,0%	-1.713	-7,3%
Total Generación Convencional	13.871	64,1%	15.957	68,3%	-2.086	-13,1%
Total Generación Renovable	7.781	35,9%	7.408	31,7%	373	5,0%

Generación de electricidad en barras de central (GWh)	2020	% s/Total	2019	% s/Total	Variación 2020-2019	Var 2020-2019 %
Peninsular						
Hidroeléctrica	7.681	13,7%	5.861	9,5%	1.820	31,05%
Eólica	5.123	9,1%	4.004	6,5%	1.119	27,95%
Fotovoltaica	497	0,9%	100	0,2%	397	397,00%
Resto	1	0,0%	1	0,0%	0	0,00%
Total Generación Renovable Peninsular	13.302	23,6%	9.966	16,2%	3.336	33,47%
Nuclear	25.839	45,9%	26.279	42,8%	-440	-1,67%
Carbón	1.211	2,2%	5.647	9,2%	-4.436	-78,55%
Ciclos Combinados	5.677	10,1%	7.566	12,3%	-1.889	-24,97%
Total Generación Convencional Peninsular	32.727	58,2%	39.492	64,3%	-6.765	-17,13%
Total Peninsular	46.029	81,8%	49.458	80,5%	-3.429	-6,93%
Territorios No Peninsulares						
Eólica	112	0,2%	123	0,2%	-11	-8,94%
Fotovoltaica	1	0,0%	1	0,0%	0	0,00%
Total Generación Renovable No Peninsular	113	0,2%	124	0,2%	-11	-8,87%
Carbón	222	0,4%	1.996	3,3%	-1.774	-88,88%
Fuel-Gas	4.217	7,5%	5.703	9,3%	-1.486	-26,06%
Ciclos Combinados	5.688	10,1%	4.121	6,7%	1.567	38,02%
Total Generación Convencional No Peninsular	10.127	18,0%	11.820	19,3%	-1.693	-14,32%
Total No Peninsular	10.240	18,2%	11.944	19,5%	-1.704	-14,27%
TOTAL	56.269	100,0%	61.402	100,0%	-5.133	-8,36%

Generación de electricidad en barras de central (GWh)	2020	% s/Total	2019	% s/Total	Variación 2020-2019	Var 2020-2019 %
Total Generación Convencional	42.854	76,2%	51.312	83,6%	-8.458	-16,5%
Total Generación Renovable	13.415	23,8%	10.090	16,4%	3.325	33,0%

El detalle de las instalaciones fotovoltaicas peninsulares es el siguiente:

Instalaciones fotovoltaicas	Ubicación	Potencia total (MW)	Año Puesta en Marcha
LOS NARANJOS	ANDALUCÍA	49,48	2020
LAS CORCHAS	ANDALUCÍA	49,94	2020
LA VEGA II	ANDALUCÍA	43,24	2020
LA VEGA I	ANDALUCÍA	43,24	2020
AUGUSTO	EXTREMADURA	49,91	2020
ZURBARÁN	EXTREMADURA	42,21	2019
VALDECABALLEROS	EXTREMADURA	42,30	2019
TOTANA	REGIÓN DE MURCIA	84,71	2019
NAVALVILLAR	EXTREMADURA	42,30	2019
HERNÁN CORTÉS	EXTREMADURA	42,21	2019
FV CASTIBLANCO	EXTREMADURA	42,30	2019
DON QUIJOTE	EXTREMADURA	42,21	2019
LOS BARRIOS	ANDALUCÍA	0,10	2008
GUADARRANQUE	ANDALUCÍA	12,30	2008
AZNALCOLLAR	ANDALUCÍA	1,00	2008
FV CORISCADA	GALICIA	0,02	2007
FV CASTELO	GALICIA	0,01	2001
TOTAL		587,48	

En cuanto a sus instalaciones eólicas más significativas³³, cabe citar las siguientes:

Instalaciones eólicas	Ubicación	Potencia total (MW)	Año Puesta en Marcha
MOTILLA DEL PALANCAR	CASTILLA-LA MANCHA	51,00	2020
SIERRA COSTERA I	ARAGÓN	48,90	2019
MUNIESA	ARAGÓN	46,80	2019
SERRA DAS PENAS	GALICIA	42,00	2019
FARLAN	ARAGÓN	41,40	2019
SAN PEDRO ALACON	ARAGÓN	39,90	2019
CAMPOLIVA II	ARAGÓN	39,38	2019
CAMPOLIVA I	ARAGÓN	35,99	2019
LOS ARCOS	ANDALUCÍA	34,65	2019

³³ Se han seleccionado aquéllas cuya potencia sea igual o superior a 30 MW.

Instalaciones eólicas	Ubicación	Potencia total (MW)	Año Puesta en Marcha
PRIMORAL	ARAGÓN	34,65	2019
ANGOSTURAS	ANDALUCÍA	36,00	2013
MADROÑALES	ANDALUCÍA	34,00	2013
AGUILÓN	ARAGÓN	50,00	2011
LOS LLANOS	CASTILLA Y LEÓN	38,00	2011
COGOLLOS II	CASTILLA Y LEÓN	50,00	2010
PEÑA DEL GATO	CASTILLA Y LEÓN	50,00	2009
P.E. MENAUTE	ANDALUCÍA	37,40	2009
EEE	ANDALUCÍA	32,00	2009
MONTARGULL	CATALUÑA	44,00	2008
PESUR	ANDALUCÍA	42,00	2008
CALDEREROS	CASTILLA-LA MANCHA	37,80	2008
ALTO DE LAS CASILLAS I	COMUNIDAD VALENCIANA	30,00	2008
ALTO DE LAS CASILLAS II	COMUNIDAD VALENCIANA	30,00	2008
LES FORQUES	CATALUÑA	30,00	2008
LAS PARDAS	CASTILLA Y LEÓN	49,50	2007
P.E. PENA VENTOSA	GALICIA	44,80	2007
SIERRA COSTERA	ARAGÓN	40,80	2007
SASO PLANO	ARAGÓN	39,20	2006
BELMONTE	PRINCIPADO DE ASTURIAS	34,85	2006
CORZÁN	GALICIA	43,20	2004
FALADOIRA-COTO TEIXIDO	GALICIA	47,52	2003
PEÑA FORCADA	GALICIA	33,80	2003
MONTE DE LAS NAVAS	CASTILLA Y LEÓN	48,84	2001
SAN ANDRÉS	GALICIA	33,00	1999
CAPELADA I Y CAPELADA II	GALICIA	31,35	1998

Como se puede observar, ENDESA ha mantenido su crecimiento en potencia renovable instalada a pesar de las dificultades que ha conllevado la parálisis de segmentos críticos durante el año 2020 y que ha impactado en la planificación del desarrollo de los proyectos. Aun así, en 2020 ENDESA ha conectado a la red 391 MW que se unen a los 926 MW conectados durante el año 2019. Esta nueva potencia corresponde a 12 nuevos parque eólicos y fotovoltaicos y una repotenciación hidroeléctrica. Estos proyectos se han desarrollado en la Comunidades de Andalucía, Aragón, Castilla-La Mancha, Extremadura e Islas Baleares:

Fecha	Proyecto	Tecnología	Comunidad	Potencia (MW)
Mayo 2020	Sierra de Oriche	Eólica	Aragón	13,9
Julio 2020	Dehesa de Mallen	Eólica	Aragón	3,5
Julio 2020	Motilla del Palancar	Eólica	Castilla-La Mancha	51,0
Julio 2020	Ribarroja Gr 3	Hidroeléctrica	Aragón	1,5
Agosto 2020	Cañaseca	Eólica	Aragón	18,0

Fecha	Proyecto	Tecnología	Comunidad	Potencia (MW)
Diciembre 2020	Los Gigantes	Eólica	Aragón	21,3
Diciembre 2020	San Francisco de Borja	Eólica	Aragón	23,9
Diciembre 2020	Augusto	Fotovoltaica	Extremadura	49,9
Diciembre 2020	La Vega I	Fotovoltaica	Andalucía	43,2
Diciembre 2020	La Vega II	Fotovoltaica	Andalucía	43,2
Diciembre 2020	Sa Caseta	Fotovoltaica	Islas Baleares	21,8
Diciembre 2020	Los Naranjos	Fotovoltaica	Andalucía	49,5
Diciembre 2020	Las Corchas	Fotovoltaica	Andalucía	49,9
TOTAL				390,7

Adicionalmente al esfuerzo de construcción desarrollado durante el ejercicio 2020, ENDESA prevé incrementar la cartera de proyectos renovables con el fin de cumplir con los objetivos marcados en el Plan Estratégico de la compañía. A 31 de diciembre de 2020 ENDESA dispone de una cartera de proyectos con más de 7.000 MW con conexión, de los cuales el 70% aproximadamente corresponde a solar fotovoltaica y un 30% a eólica. Además dispone de más de 18 GW en proyectos con menor nivel de desarrollo. El objetivo que contempla el Plan es conectar aproximadamente 700 MW en 2021, fundamentalmente de nueva potencia eólica y fotovoltaica, 1.400 MW en 2022 y en 2023 1.700 MW adicionales hasta los 3.900 MW previstos en el Plan 2021-2023. Este crecimiento de la cartera de proyectos renovables es clave para potenciar los objetivos de descarbonización de la compañía, permitiendo la sustitución gradual de la potencia térmica que se está cerrando.

El Plan Estratégico 2021-2023 de ENDESA contempla un objetivo de inversión bruta de 7.900 millones de euros, cantidad un 25% superior a la considerada en los años 2020-2022 del Plan Estratégico anterior (6.300 millones de euros). De este Plan, las inversiones en nuevos desarrollos de generación renovable ascienden a 3.300 millones de euros y se centrarán en la puesta en marcha de nueva capacidad eólica y fotovoltaica de aproximadamente 3,9 GW. A esto hay que añadir alrededor de 300 millones de euros para proyectos de instalación de baterías y de generación de hidrógeno limpio. El resto de las inversiones peninsulares, 200 millones de euros, contemplan, principalmente, inversiones recurrentes de mantenimiento.

Por otra parte, la presencia de ENDESA en el sistema eléctrico luso se concentra fundamentalmente en las actividades de generación y comercialización de electricidad en el mercado liberalizado. Los activos participados por ENDESA en 2020 suman una potencia instalada en régimen ordinario de 1.483 MW distribuidos a través de sus participaciones en Tejo Energía (628 MW) y Elecgas (855 MW). ENDESA posee el 43,75% en Tejo Energía, compañía propietaria de una central térmica de carbón, y el 50% de Elecgas, compañía propietaria de una central de gas, ambas establecidas en Pego. A su vez, ENDESA es propietaria del 100% de la energía producida por Elecgas, a través del contrato

de tolling³⁴ vigente entre ambas partes. Las centrales de carbón y gas de Pego generaron 300 GWh y 3.053 GWh respectivamente, lo que significó una cuota del 6,5% del consumo eléctrico total de Portugal. La operación y el mantenimiento de la central de carbón y del ciclo combinado de Pego está a cargo de Pegop, compañía participada por ENDESA en un 50%. ENDESA también participa en el 50% de Carbopego, empresa que realiza el aprovisionamiento del carbón para la central. Todo esto convierte a ENDESA en uno de los operadores principales del mercado liberalizado portugués de energía eléctrica. Al finalizar el año, ENDESA había suministrado más de 7,6 TWh a más de 407.000 puntos de suministro. En cuanto al gas, se han suministrado más de 5,1 TWh y cuenta con más de 111.000 puntos de suministro activos al cierre del ejercicio.

Además ENDESA está presente en Marruecos a través de una participación del 32% en Energie Electrique de Tahaddart, sociedad propietaria de una central de ciclo combinado de 392 MW, ubicada al norte de la Villa de Asilah, cerca del río Tahaddart. En 2020, la central alcanzó una producción de 1.485 GWh (475 GWh correspondientes al 32% de ENDESA).

En Francia, ENDESA ha suministrado casi 11,0 TWh de gas en 2020 a más de 5.600 puntos de suministro activos.

En Alemania, ENDESA ha suministrado casi 1,8 TWh de electricidad y 0,2 TWh de gas, con casi 250 puntos de suministro activos en total.

En Países Bajos, la Compañía ha suministrado casi 0,6 TWh en electricidad y casi 1.200 GWh en gas, con más de 100 puntos de suministro activos en electricidad y más de 100 en gas al cierre del ejercicio.

En cuanto al Grupo ENEL, en el que finalmente se encuentra integrado el Grupo ENDESA, como compañía energética multinacional líder en la producción, distribución y venta de electricidad y gas, está presente en los cinco continentes y da servicio a más de 74 millones de usuarios finales en todo el mundo. En particular, a través de su participación en ENDESA (el 70,1% de su capital social), cuenta con una importante presencia en el mercado de electricidad y gas de España y Portugal. El Grupo cuenta con presencia en 32 países, con una red de distribución de 2,2 millones de kilómetros de líneas eléctricas y una capacidad de generación según el detalle siguiente:

³⁴ Contrato entre un Energy Manager (toller), que suministra el combustible, y el constructor de una planta (tollee) cuyo objetivo es repartir los riesgos relativos a la actividad de producción de la energía. El contrato permite al toller tener a disposición el despacho horario de un bien de generación, con la gestión de flujos energéticos y comerciales desde y hacia la planta, sin correr los riesgos relativos a la construcción, el *commissioning* y la gestión operativa de la instalación.

MW	2020	% sobre Total	2019	% sobre Total	Incremento 2020-2019 %	Variación 2020-2019 valor absoluto
Nuclear	3.360	4,0%	3.288	3,9%	2,2%	72
Carbón	8.904	10,6%	11.633	13,8%	-23,5%	-2.729
Ciclo Combinado	15.036	17,9%	15.005	17,8%	0,2%	31
Fuel-oil	11.676	13,9%	12.224	14,5%	-4,5%	-547
Total generación convencional	38.976	46,4%	42.150	50,0%	-7,5%	-3.174
Hidroeléctrica	27.804	33,1%	27.819	33,0%	-0,1%	-15
Eólica	12.432	14,8%	10.369	12,3%	19,9%	2.063
Solar	3.864	4,6%	3.119	3,7%	23,9%	745
Geotérmica	924	1,1%	843	1,0%	9,6%	81
Total generación renovable	45.024	53,6%	42.150	50,0%	6,8%	2.874
TOTAL	84.000	100,0%	84.300	150,0%	-0,4%	-300

A finales de diciembre de 2020, la potencia neta instalada total del Grupo era de 84 GW, lo que supone una disminución de un 0,4% en comparación con 2019. La disminución de 3 GW de plantas de carbón y fuel-oil en Italia y España fue compensada solo parcialmente por la nueva capacidad de fuentes renovables, principalmente eólica y solar, en América del Norte (1,4 GW), Brasil (0,9 GW) y España (0,4 GW).

La energía neta producida por Enel en 2020 registró un descenso de 22 TWh (-9,6%) respecto al valor registrado en 2019. En particular, el descenso se vio afectado por la menor producción de fuentes de generación convencional (-28 TWh), principalmente por la menor producción de carbón (-24,5 TWh), parcialmente compensada por la mayor producción de fuentes renovables (+6,0 TWh). En concreto, este último incremento está relacionado con una mayor producción eólica (+4,3 TWh) y solar (+1,9 TWh) principalmente en España y Norteamérica por la entrada en funcionamiento de nuevas plantas. La producción a partir de fuentes nucleares, equivalente a 25,8 TWh, se ha reducido en 0,5 TWh con respecto a la cifra registrada en 2019.

GWh	2020	% sobre Total	2019	% sobre Total	Incremento 2020-2019 %	Variación 2020-2019 valor absoluto
Nuclear	25.888	12,5%	26.347	11,5%	-1,7%	-459
Carbón	13.047	6,3%	37.572	16,4%	-65,3%	-24.525
Ciclo Combinado	43.284	20,9%	44.904	19,6%	-3,6%	-1.620
Fuel-oil	19.467	9,4%	20.848	9,1%	-6,6%	-1.381

Total generación convencional	101.686	49,1%	129.671	56,6%	-21,6%	-27.985
Hidroeléctrica	62.337	30,1%	62.544	27,3%	-0,3%	-207
Eólica	31.065	15,0%	26.805	11,7%	15,9%	4.260
Solar	5.799	2,8%	3.895	1,7%	48,9%	1.904
Geotérmica	6.213	3,0%	6.186	2,7%	0,4%	27
Total generación renovable	105.414	50,9%	99.429	43,4%	6,0%	5.984
TOTAL	207.100	100,0%	229.100	100,0%	-9,6%	-22.000

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 tanto del promotor del proyecto como de su socio único, 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 el Proyecto fechado en noviembre de 2020, el presupuesto estimado para la ejecución material la PSF CARBO y su infraestructura de evacuación a 30 kV asciende a 87.883.211,56 euros (sin IVA)³⁵. 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]

ENEL GREEN POWER fue constituida el 6 de noviembre de 1996 como sociedad anónima española, con un capital social de 100.000.000 de pesetas (601.012,10 euros) dividido en 1.000 acciones al portador de 100.000 pesetas (601,01 euros) cada una, totalmente suscritas y desembolsadas en un 25% por tres socios —Térmicas del Besós, S.A. suscribió 850 acciones, Recursos Energéticos Locales, S.A. suscribió 100 acciones y Redes de Energía, S.A. suscribió 50 acciones—. Con fecha 11 de junio de 1998 se aumentó el capital social en 900 millones de pesetas (5.409.108,94 euros), representado por 9.000 acciones al portador de 100.000 pesetas cada una y se cambió la denominación

³⁵ Tampoco se han considerado gastos generales ni beneficio industrial que se aplicarían en la ejecución de la planta por una contrata. En el Anuncio del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Córdoba por el que se somete a información pública la solicitud de Autorización Administrativa Previa y DIA del Proyecto de la PSF CARBO, publicado en el BOE de 27 de febrero de 2021, el presupuesto es de 126.543.036,33 euros, que incluye un 19% en concepto de Gastos generales y Beneficio Industrial y un 21% de IVA.

de la Sociedad a Endesa Cogeneración y Renovables, S.A. que, por tanto, tendrá un capital social de 1.000.000.000 de pesetas (6.010.121,04 euros) suscrito íntegramente y pendiente de desembolsar en 450.000.000 de pesetas (2.704.554,46 euros), representado por 10.000 acciones ordinarias al portador de 100.000 pesetas de valor nominal cada una de ellas. Posteriormente, según escritura de fecha 1 de febrero de 2010 que eleva a público los acuerdos adoptados en Junta General Extraordinaria y Universal de 22 de enero de 2010, la Sociedad se transforma en Sociedad de Responsabilidad Limitada Unipersonal con un capital social de 127.674.804,37 euros, dividido en 212.433 participaciones sociales iguales e indivisibles, totalmente desembolsadas, de 601,012104 euros de valor nominal cada una de ellas, asignadas a su Socio Único en esa fecha, ENDESA GENERACIÓN, S.A.U.

Las Cuentas Anuales de ENEL GREEN POWER correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2020, según Informe de Auditoría de fecha 15 de marzo de 2021, arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales de ENEL GREEN POWER, se comprueba que cuenta con un patrimonio neto equilibrado. A 31 de diciembre de 2020 el Capital Social de la Sociedad asciende a 11.152,74 euros representado por 371.758 participaciones de 0,03 euros de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsadas. Además el patrimonio neto se ve incrementado por la prima de asunción por importe de 814.461 miles de euros, correspondientes a la generada en la emisión de 195.325 participaciones suscritas el 24 de marzo de 2010 con una prima de 5.111,95 euros por participación, y por una cuantía importante en Reservas (380.493 miles de euros) cuyo mayor importe se corresponde con Reservas Voluntarias por 348.500 miles de euros, que incluye la reserva por fondo de comercio por un importe de 60.825 miles de euros.

Con fecha 12 de diciembre de 2019, el Consejo de Administración de la Sociedad acordó la distribución de un dividendo extraordinario con cargo a reservas voluntarias por un importe de 678,44 euros brutos por participación, que equivale a un importe total de 252.215 miles de euros, dividendo que ha sido pagado el 16 de enero de 2020. Con fecha 29 de diciembre de 2020, el Consejo de Administración de la Sociedad acordó la distribución de un dividendo extraordinario con cargo a reservas voluntarias por un importe de 117,34 euros brutos por participación, que equivale a un importe total de 43.623 miles de euros, dividendo que ha sido pagado el 21 de enero de 2021.

Además, a 31 de diciembre de 2020 se registran 36.000 euros bajo el epígrafe 'Otras aportaciones de socios', en concepto de aportaciones realizadas por ENDESA, S.A. en relación al coste asumido y que no ha repercutido a la Sociedad por los instrumentos de patrimonio propio que se han devengado y que deberán entregarse a determinados directivos de la Sociedad, en el marco del Plan de Retribución variable a largo plazo denominado 'Plan de Incentivo Estratégico 2020-2022', Plan cuya duración es de tres años a contar desde el 1

de enero de 2020 y que prevé la asignación de un incentivo compuesto por el derecho a percibir un número de acciones ordinarias de ENDESA, S.A. y una cantidad dineraria referenciados ambos a un incentivo base sujeto a las condiciones y variaciones del Plan.

Por otra parte, a efectos de verificar la solvencia de ENEL GREEN POWER como sociedad promotora del proyecto PSF CARBO, se ha calculado la ratio de apalancamiento financiero³⁶, cuyo objeto es medir la proporción de deuda sobre el patrimonio neto de la empresa, obteniéndose un valor de 37,09%. Asimismo, con objeto de medir la proporción de deuda sobre los activos de la empresa con los cuales realiza su actividad, se ha calculado la Ratio de Deuda sobre Activos Fijos³⁷ y se ha obtenido un valor de 49,08%.

Respecto a la Ratio de Deuda sobre EBITDA³⁸, que mediría la capacidad de la sociedad para hacer frente a la devolución de la deuda a través de su EBITDA o, lo que es lo mismo, calcula el número de años que el EBITDA tendría que ser exclusivamente dedicado a la devolución de la deuda para la amortización total de ésta, se ha obtenido un valor de 12.

En la actualidad el socio único de ENEL GREEN POWER es ENDESA GENERACIÓN, S.A.U., sociedad anónima de nacionalidad española cuyo Informe de Auditoría para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2020, fechado el 15 de marzo de 2021, arroja los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales se comprueba que ENDESA GENERACIÓN, S.A.U. cuenta con un patrimonio neto equilibrado. A 31 de diciembre de 2020, el capital social de la Sociedad, totalmente suscrito y desembolsado por su socio único ENDESA, S.A., asciende a 1.940.380 miles de euros y está representado por 322.852.023 acciones de 6,010121 euros de valor nominal cada uno de ellos. Adicionalmente, su patrimonio neto se ve incrementado por el importe de la prima de emisión, que asciende a 48.015 miles de euros, por un importe en 'Reservas' de 380.986 miles de euros, así como por aportaciones de socios, importe que asciende en 2020 a 2.000.031 miles de euros. En concreto, con fecha 16 de noviembre de 2018, el Accionista Único de la Sociedad aprobó realizar una aportación de fondos por importe de 2.000.000 miles de euros para reforzar la situación financiera de la Sociedad. Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2020 este epígrafe recoge 31 miles de euros en concepto de aportaciones realizadas por ENDESA, S.A., en relación al coste asumido y que no ha repercutido a la Sociedad por los

³⁶ Ratio de apalancamiento (%) = Deuda Neta / (Deuda Neta + Patrimonio neto).

³⁷ Ratio de Deuda sobre Activos Fijos (%) = Deuda Neta / Activos fijos.

³⁸ Ratio de Deuda sobre EBITDA = Deuda Neta / EBITDA.

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

instrumentos de patrimonio propio que se han devengado y que deberán entregarse a determinados directivos de la Sociedad, en el marco del Plan de Retribución variable a largo plazo mencionado 'Plan de Incentivo Estratégico 2020-2022'. Por otra parte, el patrimonio neto de la Sociedad se ve reducido por los resultados negativos de los últimos ejercicios.

En cuanto a la solvencia de ENDESA GENERACIÓN, S.A.U., la ratio de apalancamiento financiero arroja un valor de 52,7%, mientras que la ratio de deuda sobre activos fijos aporta un valor de un 74,51%. Respecto a las ratios sobre el beneficio obtenido por la sociedad en su actividad de explotación, carecen de sentido puesto que la sociedad obtiene pérdidas.

ENEL GREEN POWER, tal y como se ha indicado anteriormente, es una Sociedad participada en un 100% por ENDESA GENERACIÓN, S.A.U., cuyo socio único es ENDESA, S.A., sociedad cabecera del Grupo ENDESA. Por ello, también se analizará la capacidad económico-financiera de ENEL GREEN POWER en función de los resultados del Grupo ENDESA al que, finalmente, pertenece.

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo ENDESA correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020, según Informe de Auditoría de fecha 23 de febrero de 2021, arrojan los siguientes resultados:

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

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

	31/12/2020	31/12/2019
TOTAL ACTIVO	32.062	31.981
Activo corriente	6.234	6.100
Existencias	1.077	1.177
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	3.577	3.485
Activos financieros corrientes	1.177	1.215
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	403	223
Activo no corriente	25.828	25.881
Inmovilizado material	21.354	21.329
Inversiones inmobiliarias	58	61
Activo intangible	1.399	1.375
Fondo de comercio	462	462
Inversiones contabilizadas por el método de participación	217	232
Activos financieros no corrientes	947	908
Activos por impuesto diferido	1.391	1.514
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	32.062	31.981
Patrimonio Neto	7.465	7.837
De la Sociedad Dominante	7.315	7.688
<i>Capital Social</i>	<i>1.271</i>	<i>1.271</i>
<i>Prima de emisión y Reservas</i>	<i>5.467</i>	<i>6.928</i>

Acciones en Patrimonio propias	-2	—
Resultado del ejercicio atribuido a la Sociedad Dominante	1.394	171
Dividendo a cuenta	-741	-741
Ajustes por cambio de valor	-74	59
De los intereses minoritarios	150	149
Pasivo corriente	8.555	8.465
Deuda financiera corriente	1.372	955
Provisiones corrientes	477	576
Acreedores comerciales y otros pasivos corrientes	6.706	6.934
Pasivo no corriente	16.042	15.679
Ingresos diferidos	4.517	4.576
Provisiones no corrientes	3.704	3.686
Deuda financiera no corriente	5.937	5.652
Otros pasivos no corrientes	831	678
Pasivos por impuesto diferido	1.053	1.087

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

Unidad: Millones de Euros

31/12/2020 31/12/2019

Ventas	16.644	19.258
Otros ingresos de explotación	935	900
Aprovisionamientos y servicios	-11.573	-14.252
Margen de contribución	6.006	5.906
Trabajos realizados por el Grupo para su Activo	275	295
Gastos de personal	-1.147	-1.022
Otros gastos fijos de explotación	-1.351	-1.338
Resultado Bruto de explotación (EBITDA)	3.783	3.841
Amortizaciones y Pérdidas por deterioro	-1.897	-3.453
Resultado de explotación (EBIT)	1.886	388
Ingreso financiero	28	27
Gasto financiero	-174	-212
Diferencias de cambio netas	12	1
Resultado financiero	-134	-184
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	34	15
Resultado en Ventas de Activos	2	11
Resultado antes de impuestos	1.788	230
Impuesto sobre sociedades	-388	-50
Resultado después de impuestos de actividades continuadas	1.400	180
Resultado después de impuestos de actividades interrumpidas	—	—
RESULTADO DEL EJERCICIO	1.400	180
Sociedad Dominante	1.394	171
Intereses Minoritarios	6	9

Beneficio neto por acción básico de actividades continuadas (en euros)	1,32	0,16
Beneficio neto por acción diluido de actividades continuadas (en euros)	1,32	0,16
Beneficio neto por acción básico de actividades interrumpidas (en €)	—	—
Beneficio neto por acción diluido de actividades interrumpidas (en €)	—	—
Beneficio neto por acción básico (en euros)	1,32	0,16
Beneficio neto por acción diluido (en euros)	1,32	0,16

ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DE ENDESA, 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	2.951	3.181
Flujos netos de efectivo de las actividades de inversión	-1.726	-1.951
Flujos netos de efectivo de las actividades de financiación	-1.045	-1.251
Variación de efectivo y otros medios líquidos equivalentes	180	-21
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes iniciales	223	244
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes iniciales	403	223

Vistas las anteriores Cuentas Anuales Consolidadas se verifica que, a 31 de diciembre de 2020, el Grupo ENDESA cuenta con un patrimonio neto equilibrado. En dicha fecha, el capital social de ENDESA asciende a 1.270.502.540,40 euros y está representado por 1.058.752.117 acciones de 1,2 euros de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsadas, que se encuentran en su totalidad admitidas a cotización en las Bolsas Españolas. El porcentaje del capital social de ENDESA, S.A. que el Grupo ENEL posee a través de ENEL Iberia, S.L.U. es del 70,1% y ningún otro accionista ostentaba en esa fecha acciones que representasen más del 10% de su capital social. Además, la cifra de patrimonio neto se va incrementada por la prima de emisión que proviene de las operaciones de reordenación societaria de la Sociedad³⁹. No obstante, a 31 de diciembre de 2020, 40 millones de euros tienen carácter restringido en la medida en que están sujetos a beneficios fiscales aplicados en ejercicios anteriores (43 millones de euros a 31 de diciembre de 2019).

Asimismo, el 28 de septiembre de 2020 el Consejo de Administración de ENDESA, S.A. ha acordado llevar a cabo un Programa Temporal de Recompra de Acciones con el objetivo de dar cobertura al Plan de Retribución variable a largo plazo denominado “Plan de Incentivo Estratégico 2020-2022”, que incluye como parte del pago del Incentivo Estratégico la entrega de acciones. Este Programa de Recompra, gestionado e implementado por Exane, S.A. (“Exane BNP Paribas”), está sujeto a lo previsto en el Reglamento Delegado (UE) 2016/1052 de la Comisión, de 8 de marzo, por el que se completa el Reglamento (UE) 596/2014 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de abril. Tras la ejecución de dicho Programa, a 31 de diciembre de 2020 ENDESA, S.A. tiene

³⁹ El artículo 303 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital permite expresamente la utilización del saldo de la prima de emisión para la ampliación de capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

en su poder 82.799 acciones propias de un valor nominal de 1,20 euros por acción. A 31 de diciembre de 2020 y 2019 el número medio ponderado de acciones ordinarias utilizado en el cálculo del beneficio por acción básico y diluido es el siguiente:

	2020	2019
Número de Acciones Ordinarias durante el Ejercicio	1.058.752.117	1.058.752.117
Número de Acciones de la Sociedad Dominante Propiedad de ENDESA, S.A.	82.799 ⁴⁰	—
Número Medio Ponderado de Acciones Ordinarias en Circulación	1.058.731.417	1.058.752.117

El Grupo ha experimentado un gran incremento de sus beneficios respecto al año anterior, fundamentalmente procedente de operaciones continuadas y atribuidos mayoritariamente a la Sociedad Dominante. El Grupo cuenta, además, con un saldo de efectivo al final del ejercicio de 403 millones de euros.

Por otra parte, el Grupo ENDESA se encuentra incluido en el Grupo ENEL, que es el mayor operador privado de energía renovable del mundo y cerró el ejercicio 2020 con un EBITDA ordinario de 17 mil millones de euros, en línea con los resultados del año anterior. El beneficio neto ordinario, sobre el que se calcula el dividendo, alcanzó los 5.200 millones de euros, un 9% más que el año anterior. El dividendo para 2020 asciende a unos 36 céntimos de euro por acción, un 8% más que en 2019. El resultado antes de impuestos en 2020 asciende a 5.463 millones de euros y el resultado neto del ejercicio procedente de operaciones continuadas es de 3.622 millones de euros. A 31 de diciembre de 2020, el capital social de Enel SpA, sociedad matriz del Grupo, íntegramente suscrito y desembolsado, ascendía a 10.166.679.946 euros, representado por el mismo número de acciones ordinarias de un euro de valor nominal cada una. El importe del capital social de Enel SpA se mantiene sin cambios con respecto al registrado a 31 de diciembre de 2019.

Por tanto, a juicio de esta Comisión queda suficientemente acreditada la capacidad económico-financiera de ENEL GREEN POWER, 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 Enel Green Power España, S.L. autorización administrativa previa para la planta solar fotovoltaica Carbo, de 69 MW, y su infraestructura de evacuación a 30 kV, esta

⁴⁰ Acciones adquiridas en el periodo comprendido entre el 30 de septiembre de 2020 y el 13 de octubre de 2020 y mantenidas hasta la fecha de formulación de las Cuentas Anuales Consolidadas.

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)⁴¹

El EsIA tiene como objeto el análisis ambiental del proyecto de la PSF CARBO. El proyecto ha ido modelizándose en el tiempo por los diferentes análisis, estudios y procedimientos preliminares, de los cuales se ha ido aportando información y medios desde los diversos campos científico-técnicos, para poder evaluar posibles alternativas, mejoras y optimizaciones de las instalaciones en función de la realidad física y ambiental existente en el territorio, analizado desde diversos aspectos que se han recogido en informes sectoriales anexados en el estudio, para el inventario y posterior análisis del territorio, en relación con las posibles afecciones de la implantación del proyecto, que ha sido modelado con el objeto de integrarlo en el medio que lo va a sustentar, de forma que se produzcan los menores impactos posibles. Aquellos impactos detectados que no se han podido integrar en el proyecto tras los análisis aportados, se han recogido de forma que se aportan medidas correctoras, protectoras, preventivas y compensatorias con el objeto de que el impacto final sea el menor posible.

La instalación se localiza en el noroeste de Andalucía, en la Provincia de Córdoba, dentro de los municipios de Fuente Palmera, Almodóvar del Río y Guadalcazar. Los elementos del proyecto fotovoltaico que se ubican en el término municipal de Fuente Palmera, correspondientes a la Poligonal 1 donde se establecerá parte de los módulos fotovoltaicos y un tramo de aproximadamente 1.332 metros de la línea eléctrica de evacuación que conecta las dos poligonales que componen la planta fotovoltaica, se ubican en suelo calificado como “Suelo Urbanizable de Carácter Natural o Rural” de acuerdo a la planimetría disponible de las Normas Subsidiarias aprobadas el 6 de febrero de 1992 y su correspondiente adaptación a la Ley de Ordenación Urbanística de Andalucía.

Los elementos del proyecto que se establecen en parcelas pertenecientes al término municipal de Almodóvar del Río, correspondientes una pequeña superficie de la poligonal 1 de la planta fotovoltaica, un tramo de aproximadamente 4.240 metros de la línea eléctrica de conexión entre las dos poligonales y un tramo de aproximadamente 3.000 metros de la línea eléctrica de evacuación de la energía generada por los módulos fotovoltaicos que se establecerán en las dos poligonales hasta la Subestación Eléctrica de Transformación denominada “Almodóvar Renovables en 220 kV”; se ubican en “Suelo No Urbanizable de Especial Protección por Legislación Específica” y “Suelo No Urbanizable de Carácter Natural o Rural, de acuerdo con la planimetría disponible del Plan General de Ordenación Urbana de Almodóvar del Río.

⁴¹ Estudio de Impacto Ambiental al proyecto de ejecución de la PSF CARBO y su infraestructura de evacuación en los términos municipales Fuente Palmera, Almodóvar del Río y Guadalcazar, fechado en noviembre de 2020.

Los elementos del proyecto que se establecen en el término municipal de Guadalcazar, correspondientes a un tramo de aproximadamente 2.772 metros de la línea eléctrica de conexión entre las dos poligonales de la planta, un tramo de aproximadamente 2.000 metros de la línea eléctrica de evacuación de la energía generada por la planta y la poligonal 2 de la misma, se ubica en zonas en las que las Normas Subsidiarias de Guadalcazar delimita las siguientes unidades ambientales: Ribera del Arroyo Guadalmazán, Infraestructuras, vías pecuarias y genérico.

El entorno de la instalación proyectada no tiene afecciones a la Red Natura 2000 al no encontrarse sobre ninguna zona declarada ZEC (Zona de Especial Conservación), LIC (Lugar de Importancia Comunitaria) ni ZEPA (Zona de Especial Protección para las Aves). La ZEC más cercana, denominada “Río Guadalquivir – Tramo medio”, se encuentra al norte de la zona de emplazamiento de la planta fotovoltaica, aproximadamente a 4 kilómetros de la misma. Asimismo, aún más al norte de la planta en estudio y a una distancia de aproximadamente 4,5 kilómetros, se encuentra la ZEC “Guadiato-Bembézar”.

El inventario ambiental presentado en el EsIA, elaborado en base a un ámbito de estudio en torno al emplazamiento seleccionado para el proyecto, presenta las siguientes características:

- a) Climatología: El clima de la zona de estudio y de Córdoba en general viene caracterizado por dos estaciones bien marcadas, invierno y verano, separadas por dos de transición, primavera y otoño. Una prolongada sequía estival constituye el rasgo climático más característico, extendiéndose el período de lluvias de octubre a abril, hecho indicativo de una importante influencia atlántica a pesar de sus innegables connotaciones mediterráneas. La temperatura media es de 39,94 °C de máxima y 20,85 °C de mínima, mientras que diciembre y enero suelen ser los meses más fríos, con una temperatura media de 15,15 °C de máxima y 4,61 °C de mínima. Las precipitaciones son escasas, concentrándose sobre todo en otoño e invierno. Es característico de este clima alternar periodos de fuertes sequías con periodos de lluvias torrenciales.
- b) Geología: Para la determinación de la geología presente en la zona de estudio se ha utilizado el Mapa Geológico de España E 1:50.000 (IGM 943), número 943 “Posadas”. El área de estudio se encuentra situada en la Depresión del Guadalquivir, comprendiendo parte de dos regiones naturales tan dispares como son Sierra Morena y la campiña andaluza. Geológicamente la primera corresponde al borde sur del Macizo Paleozoico de la Meseta y la segunda a los sedimentos neógenos y olistostrómicos que se extienden como una larga banda limitada por las zonas: Subbética al sur, Prebética al este y el macizo Hercínico al norte. Gran parte de la campiña se halla recubierta por aluviones recientes y otros sedimentos cuaternarios y pliocuaternarios.
- c) Geomorfología: El estudio de la superficie terrestre tiene importancia desde el punto de vista de la posible relación con otros elementos y procesos. La altitud

de la zona de estudio se localiza entre los 50 y 200 metros de altitud. Las zonas de menor altura corresponden al cauce del arroyo Guadalmezán. El relieve es llano, en ninguna de las zonas se observan alturas que superen los 200 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.). La zona se caracteriza por presentar un relieve predominante llano, con una pendiente baja (<5%). Las zonas de mayor pendiente se encuentran en los márgenes del arroyo de Guadalmezán donde se superan en algunas ocasiones pendientes mayor al 25%.

- d) Edafología: En la zona de estudio aparecen cuatro unidades edafológicas: Planosoles éutricos, luvisoles gleicos y luvisoles plínticos (988.099,51 hectáreas), Fluvisoles calcáreos (728.201,78 hectáreas), Luvisoles cálcicos, cambisoles cálcicos y luvisoles crómicos con regosoles calcáreos (2.598,26 hectáreas) y Vertisoles crómicos y cambisoles véricos con cambisoles cálcicos, regosoles calcáreos y vertisoles pélicos (5.465,5 hectáreas).
- e) Hidrología: La zona de estudio se encuadra en la Demarcación Hidrográfica del Guadalquivir, concretamente en la subcuenca 0532 denominada 'Guadalquivir del Guadajoz al Genil'. El arroyo principal de la zona de estudio es el arroyo del Duque, que discurre de norte a sur por la parcela situada al norte. En esta parcela, además, discurre un arroyo innominado de carácter temporal. Las líneas eléctricas cruzan varios arroyos: el Arroyo del Término y el Arroyo del Guadalmezán y tres arroyos innominados. Por la parcela sur discurre un arroyo innominado de carácter temporal además de colindar con tres arroyos innominados.
- f) Hidrogeología: Se detecta que la zona de emplazamiento de la planta fotovoltaica objeto del estudio se encuentra establecida sobre la masa de agua subterránea "Altiplanos de Écija" 051.44 de la demarcación hidrográfica del Guadalquivir.
- g) Vegetación: El proyecto de estudio se ubica en una zona predominantemente agrícola dedicada al cultivo de especies herbáceas de secano mezclado con arbolado. Encontramos principalmente dos unidades de vegetación natural: arbolado disperso de forma adhesado asociado a la presencia del HIC⁴² 6310 en el ámbito y vegetación de ribera asociada a los arroyos que se encuentran en la zona. Esta vegetación natural la encontramos en las zonas de relieve más complejo donde se reduce su presencia debido a que un gran porcentaje de los suelos son aprovechados para la agricultura. Las unidades de vegetación del entorno de estudio son las siguientes:
- Cultivos herbáceos de secano: La zona de estudio donde se va a localizar la futura planta, en un 80%, se encuentra establecida sobre terrenos dedicados al cultivo de especies herbáceas de secano como el trigo, la cebada y avena, entre otros.

⁴² Hábitats de interés comunitario.

- Formación arbustiva: Al noreste de la parcela 2 se encuentra una isla de vegetación de porte arbustiva de 2 a 3 metros de altura con una superficie de 8.136,77 m² aproximadamente donde se encuentra una formación arbolada con especies como el acebuche y el lentisco entre otras especies que componen matorral como la jara blanca.
 - Vegetación de ribera: Dentro de la zona de estudio encontramos áreas con vegetación de ribera de porte arbóreo. En la parcela 2 hay varios cauces donde cabe destacar la vegetación de ribera que se encuentra junto al Arroyo el Duque, que presenta vegetación típica de ribera como el chopo blanco y el eucalipto mezclada con otras especies con menos requerimiento hídrico como la encina y la coscoja. También se observan otras especies comunes de zonas húmedas como el junco y el poleo, y otras típicas de linderos como la flor morada.
 - Encinar adhesionado: La vegetación se encuentra repartida ocupando de forma diseminada toda la parcela, apareciendo ejemplares de encina desde las zonas alomadas más altas que presenta la parcela, hasta las zonas más bajas localizadas junto a los arroyos de El Duque y el Innominado 5.
 - Hábitats de Interés Comunitario: Dentro del ámbito de estudio se ha catalogado un hábitat de interés comunitario no prioritario '6310 Dehesas perennifolias de Quercus spp'.
- h) Fauna: La importancia faunística de la zona se ve influenciada por su proximidad a zonas de interés de la provincia de Córdoba. La transformación antrópica del área debido a la agricultura y la ganadería, además de su proximidad a otras infraestructuras como la Planta termosolar "La Africana" o la planta solar de "Almodóvar renovables" o importantes infraestructuras como la carretera A-445, carretera A- 3051 y la línea de ferrocarril del Tren de Alta Velocidad, reduce considerablemente esta importancia. Se ha llevado a cabo un seguimiento de avifauna en la zona de emplazamiento de la planta solar y se han inventariado 20 especies distintas de aves. De estas 20 especies se han catalogado una en peligro de extinción el milano real, y una vulnerable, el buitre negro. Ambas especies se han observado de forma esporádica, teniendo una frecuencia de registro de 0,005 registros por hora de observación, observándose un total de un ejemplar de milano real y dos de buitre negro durante las horas de observación.
- i) Paisaje: El paisaje de la zona de estudio se caracteriza por la presencia de la acción humana mediante el establecimiento de terrenos dedicados al cultivo, que configuran un mosaico agrario en el que se combinan cultivos herbáceos con terrenos arados o eriales. En términos generales, el proyecto se asienta en una zona con un alto grado de antropización. En cuanto a elementos naturales, destacan los distintos arroyos que discurren por las inmediaciones del proyecto y colindan con este, que confiere un poco de calidad paisajística a la zona, donde se ha establecido vegetación de ribera. Además destacan las islas de vegetación que han permanecido gracias a la ausencia de actuaciones antrópicas. La actuación humana en el paisaje se desarrolla a

través de múltiples acciones entre las que destacan las actividades agrícolas, además de la aparición de infraestructuras como la carretera A-445, la línea de ferrocarril del Tren de Alta Velocidad (AVE) e infraestructuras de producción de energías renovables, como la instalación termo solar “La Africana” o la instalación de “Almodóvar-renovables”. En términos generales, se puede decir que la vegetación actual está constituida por cultivos herbáceos de secano en su mayoría junto con vegetación dispersa en forma de dehesas perennifolias. También se pueden observar zonas de vegetación natural, islas de vegetación, donde predominan el lentisco y zonas de vegetación de ribera junto a los arroyos incluidos en la zona de estudio.

- j) Medio socioeconómico: El estudio del medio socioeconómico resulta relevante dentro del diagnóstico ambiental y territorial a cualquier escala. La línea central y de evacuación que pretenden instalarse afectan a los términos municipales de Almodóvar del Río, Fuente Palmera y Guadalquivir. El municipio de Almodóvar del Río contaba en 2019 con 7.937 habitantes; Fuente Palmera albergaba en la misma fecha a 9.783 habitantes, mientras que Guadalquivir tenía una población de 1.583 residentes. La población ha sufrido variaciones en todos los municipios entre los años de referencia (2000 a 2019). Mientras que Guadalquivir ha visto incrementar su población en un 35,53% entre 2000 y 2019, el incremento experimentado en Almodóvar del Río llega al 13,18% en los mismos años. Por su parte, Fuente Palmera registra un ligero decremento de un -1,15%. En los tres municipios el equilibrio entre el número de hombres y de mujeres residentes es prácticamente total, tanto en la cantidad de habitantes como en la evolución experimentada entre los dichos años. Analizando la estructura demográfica de los tres municipios en 2019, según los grandes grupos de edad, el grupo de menores de 20 años representa el 22,1% y el 22,3% de la población en Almodóvar del Río y Fuente Palmera, respectivamente. En Guadalquivir el porcentaje de jóvenes es ligeramente menor (21%). Tampoco hay grandes diferencias en lo que se refiere al peso relativo de los residentes mayores de 65 años, que suponen el 17% de la población de Almodóvar del Río, el 16% en Fuente Palmera y el 14% en Guadalquivir. En todos los casos los índices de dependencia (relación entre la población teóricamente dependiente, jóvenes y ancianos, con respecto a la población teóricamente en edad laboral) son relativamente bajos: 54,16 en Almodóvar del Río, 51,52 en Fuente Palmera y 45,98 en Guadalquivir. En lo relativo a las actividades económicas, en Almodóvar del Río el número de establecimientos es relativamente pequeño en relación con su población si lo comparamos con Fuente Palmera, que cuenta con más del doble de establecimientos registrados y tan sólo un 23% más de habitantes. En el caso de Guadalquivir, el número de establecimientos es muy reducido considerando su población, lo que se explica por la dependencia funcional de Guadalquivir con respecto a los otros dos municipios y de todos ellos con respecto a Córdoba capital, cuya cercanía hace que sea allí donde se dirigen los residentes de los tres municipios para cuestiones administrativas o sanitarias y de comercio especializado. Fuente Palmera es el municipio que presenta mayor número de establecimientos con actividad económica, un número elevado considerando su masa demográfica, lo que se explica en

parte por la dispersión de su población en varios núcleos y porque la economía de la localidad no da servicio únicamente a sus residentes, sino también a los de otros municipios cercanos. El sector terciario de Fuente Palmera presenta además rasgos de cierta especialización, motivada por la cercana presencia de la Central Solar 'La Africana' y la actividad indirecta e inducida que genera y por la ya citada circunstancia de que el sector terciario de la localidad extiende sus servicios más allá de su término municipal. En cuanto al mercado de trabajo, en los tres municipios es todavía notorio el efecto de la crisis económica sobre el empleo, lo que se hace notar en la evolución experimentada de la tasa de paro. Este es, sin embargo, un impacto compartido con otras partes de Andalucía y de España en general.

- k) Vías pecuarias: Por la zona de estudio y sus inmediaciones discurren hasta seis vías pecuarias. En la mayor parte de los casos éstas discurren alejadas de la zona de implantación, pero en algún caso sí son colindantes a los polígonos de ubicación de la planta fotovoltaica y, en otros, se prevén cruzamientos con las líneas de evacuación. Se trata de las siguientes vías pecuarias:

Nombre	Línea base deslindada en la zona	Código vía	Orientación/Distancia km	Afección
Cordel del Alamillo a la Algamarilla	Algunos tramos	14053005	N / 0,7	No
Cordel de Córdoba a Palma	Algunos tramos	14005012	N / 0,95	No
Vereda de la Fuente del Ladrillo	Algunos tramos	14005005	Cruza el área de estudio de N a S	Dos cruzamientos por líneas de evacuación
Vereda de Villafranquilla	Sí	14033003	Cruza el área de estudio de SO a NE	Bordea el área de implantación en Escorial. Cruzamiento por líneas de evacuación
Colada de Chica Carlota	Sí	14033004	SO / 0,68	No
Colada de Almodóvar	No	14033005	NE / 2,41	No

- l) Espacios protegidos: El área de estudio se ubica en las inmediaciones de tres Espacios protegidos (un Parque Natural y dos Zonas de Especial Conservación, ZEC), aunque en ningún caso los terrenos afectados están incluidos dentro de estos espacios. Los lugares catalogados de interés natural desde el punto de vista de la fauna son los siguientes:

Espacio protegido	Código	Red Natura 2000	Distancia (m)
ZEC Río Guadalquivir tramo medio	ES6130015	ZEC	2.660
ZEC Guadiato -Bembézar	ES6130007	ZEC	4.500
Parque Natural Sierra de Hornachuelos	ES0000050	ZEC y ZEPA	9.000
Parque periurbano "La Sierrezuela"	-	-	4.470

El EsIA incluye las medidas correctoras y protectoras a desarrollar, agrupadas en función de su periodo de ejecución, de forma que se pueden diferenciar fases en el desarrollo de las medidas que van a coincidir con las diferentes fases del proyecto: Fase previa al inicio de las obras, Fase de inicio de obras y construcción, Fase de funcionamiento y Fase post-operacional (abandono).

Por otra parte, mediante el programa de vigilancia y seguimiento ambiental se establecerá un sistema que garantice el cumplimiento de las indicaciones y medidas preventivas, correctoras y compensatorias contenidas en el propio EsIA, tanto en la fase de ejecución como en la de explotación. El funcionamiento adecuado del Plan de Vigilancia Ambiental ha de permitir la evaluación del grado de minimización de los efectos medioambientales tras la aplicación de las medidas correctoras, así como la detección de alteraciones o impactos no previstos en el propio EsIA.

ANEXO II: Contenido del Proyecto⁴³

1. Características generales

El proyecto PSF CARBO consiste en una planta de generación con tecnología fotovoltaica de una potencia nominal de 69 MW y una potencia máxima instalada de 89,72 MWp, ubicada en los términos municipales de Fuente Palmera, Guadalquivir y Almodóvar del Río (provincia de Córdoba). Constará de 178.164 módulos fotovoltaicos instalados sobre estructuras con seguidor solar a un eje horizontal (seguimiento E-O) y orientadas perfectamente al sur (0°).

Los principales elementos que componen la planta son:

- Generador fotovoltaico: Formado por los paneles fotovoltaicos, elementos de sujeción y soporte.
- Conexiones: Cableado, cajas de regulación y conexión e interruptores automáticos.
- Adaptador de energía: Compuesto por el sistema inversor, contador y cuadro general de baja tensión, transformador de BT/MT.
- Transmisión de datos: Compuesto por sensores y un sistema de adquisición de datos.

El generador fotovoltaico está formado por una serie de módulos del mismo modelo conectados eléctricamente entre sí, que se encargan de transformar la energía del sol en energía eléctrica, generando una corriente continua proporcional a la irradiancia solar que incide sobre ellos. La energía generada por los módulos en corriente continua se transportará hasta los inversores situados en el Centro de Transformación que tiene cada subcampo y que se localizará anexo a los viales. Los inversores transformarán la energía de corriente continua a corriente alterna, que se transportará hasta el transformador BT/30.000 V y a las celdas de media tensión, los cuales se encuentran en el mismo recinto. Desde aquí saldrá una línea de media tensión en 30 kV hasta la subestación de la planta que evacua la energía generada.

Para evacuar la energía de la PSF CARBO se hace necesaria la realización de varias líneas Subterráneas de Media Tensión, objeto de este proyecto, y la Subestación Eléctrica 220/30 kV 50+73 MVA “Almodóvar Renovables”, objeto otro proyecto, para recoger la energía generada en la planta fotovoltaica.

La configuración de diseño adoptada en la PSF CARBO consta de dos zonas:

- Zona “El Duque” (Carbo Oeste): La instalación estará compuesta por 88.704 módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino de 505 Wp de potencia máxima cada uno, agrupados en 1.056 seguidores motorizados en un eje horizontal, compuestos de tres *strings* de 28 módulos cada uno y conectados a 8 Centros de Transformación (CT's).

⁴³ 'Proyecto Planta Fotovoltaica "Carbo" en los términos municipales de Fuente Palmera, Guadalquivir y Almodóvar del Río (provincia de Córdoba)', fechado en noviembre de 2020.

- Zona “Escorial” (Carbo Este): La instalación estará compuesta por 89.460 módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino de 505 Wp de potencia máxima cada uno, agrupados en 1.065 seguidores motorizados en un eje horizontal, compuestos de tres *strings* de 28 módulos cada uno y conectados a 7 CT’s.

La configuración de la planta se realiza formando “subcampos”, cada uno dotado de un CT.

La energía proveniente de los módulos fotovoltaicos en forma de electricidad en corriente continua será invertida a corriente alterna por medio de los inversores. Estos inversores irán conectados a un transformador de potencia de media tensión que elevará la tensión desde los 1.500 V hasta el nivel de 30 kV.

La energía generada en la planta se evacuará en una red interna de 30 kV, que constará de una serie de líneas subterráneas que enlazarán los CT’s pertenecientes a la planta. Estas líneas se conectarán en la subestación Almodóvar Renovables, donde se hará una transformación desde 30 kV a 220 kV para evacuación a la SET existente Almodóvar del Río.

Las características de la Zona “El Duque” (Carbo Oeste) son las siguientes:

Nombre de la Planta	Zona “El Duque” (Carbo Oeste)
Ubicación	Población Cercana: Posadas (Córdoba)
Coordenadas UTM ETRS89 (Huso 30)	318.416, 4.182.022
Tecnología	Seguidor a un eje
Potencia Instalada	44.795.520 Wp
Potencia Nominal	34.500.000 Wn
Módulos	TSM-505DE18M(II) (88.704 unidades) o similar
Inversor	Sunway TG 2700 1500V TE – 640 OD (12 unidades) o similar
Red Media Tensión	30 kV
Producción 1º año (MWh)	90.178 MWh

La planta estará formada por 4 subcampos Tipo 1 y 4 subcampos tipo 2.

Las características de la Zona “Escorial” (Carbo Este) son las siguientes:

Nombre de la Planta	Zona “Escorial” (Carbo Este)
Ubicación	Población Cercana: Guadalcazar (Córdoba)
Coordenadas UTM ETRS89 (Huso 30)	324.917, 4.178.949
Tecnología	Seguidor a un eje
Potencia Instalada	45.177.300 Wp
Potencia Nominal	34.500.000 Wn
Módulos	TSM-505DE18M(II) (89.460 unidades) o similar
Inversor	Sunway TG 2700 1500V TE – 640 OD (12 unidades) o similar
Red Media Tensión	30 kV
Producción 1º año (MWh)	90.609 MWh

La planta estará formada por un subcampo Tipo 1, un subcampo Tipo 2, un subcampo Tipo 3 y 4 subcampos tipo 4.

Condiciones generales para todas las plantas:

- Temperatura ambiente de referencia: 25 °C
- $\cos(\varphi) = 0,95$

A continuación se describen los diferentes tipos de subcampos y el total de la PSF CARBO:

- Características Subcampo de 2,993 MVA de tipo 1:
 - ⇒ 1 Centro de Transformación
 - ⇒ Transformadores: 1 de 2,875 MVA.
 - ⇒ Inversores: 1 x 2.993 (25°C) kW.
 - ⇒ *Strings* de 28 módulos en serie.
 - ⇒ 17 cajas de 15 *strings* y 1 caja de 9 *strings*.
- Características Subcampo de 5,986 MVA de tipo 2:
 - ⇒ 1 Centro de Transformación
 - ⇒ Transformadores: 1 de 5,750 MVA
 - ⇒ Inversores: 2 x 2.993 (25°C) kW.
 - ⇒ *Strings* de 28 módulos en serie.
 - ⇒ 34 cajas de 15 *strings* y 2 cajas de 9 *strings*.
- Características Subcampo de 2,993 MVA de tipo 3:
 - ⇒ 1 Centro de Transformación
 - ⇒ Transformadores: 1 de 2,875 MVA cada uno.
 - ⇒ Inversores: 1 x 2.993 (25°C) kW.
 - ⇒ *Strings* de 28 módulos en serie.
 - ⇒ 17 cajas de 15 *strings* y 1 caja de 12 *strings*.
- Características Subcampo de 5,986 MVA de tipo 4:
 - ⇒ 1 Centro de Transformación
 - ⇒ Transformadores: 1 de 5,750 MVA
 - ⇒ Inversores: 2 x 2.993 (25°C) kW.
 - ⇒ *Strings* de 28 módulos en serie.
 - ⇒ 34 cajas de 15 *strings* y 2 cajas de 12 *strings*.
- Total para 69,00 MW:
 - ⇒ 9 CT's de 5,750 MVA.
 - ⇒ 6 CT's de 2,875 MVA.
 - ⇒ 24 Inversores de 2.700 kVA.
 - ⇒ 408 cajas de 15 *strings*.
 - ⇒ 8 cajas de 12 *strings*.

- ⇒ 16 cajas de 9 strings.
- ⇒ 6.363 Strings.
- ⇒ 178.164 módulos.

Por tanto, el generador fotovoltaico estará compuesto por 178.164 módulos monofaciales TSM- 505DE18M(II) o similar, de 505 Wp, divididos en 6.363 series de 28 módulos. La potencia del inversor se ajustará a la potencia del módulo. No obstante, con objeto de sacar el máximo rendimiento al sistema, una vez descontadas las pérdidas, se sobredimensiona la potencia pico de los inversores con respecto a su potencia nominal.

CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO TRINA SOLAR TSM-505DE18M(II) 505 Wp	UND.	Condiciones STC (1000W/m ² , AM 1.5 y temperatura célula de 25°C)
Potencia	Wp	505
Eficiencia	%	21,1
Tensión de circuito abierto Voc	V	51,9
Tensión punto de máxima potencia Vmpp	V	43,0
Corriente punto de máxima potencia Imp	A	11,75
Corriente de cortocircuito Isc	A	12,35
Dimensiones	mm	2.176 x 1.098 x 35
NOCT ⁴⁴	°C	41±3
Coef. Temp. Tensión de circuito abierto Tk (Voc)%/°	%/°C	-0,260
Coef. Temp. Tensión de circuito abierto Tk (Isc)mA/°C	%/°C	0,04
Coef. Temp. Tensión de circuito abierto Tk (Pn)%/°C	%/°C	-0,36

CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR SUNWAY TG 2700 1500V TE - 640 OD	UND	
Potencia de salida nominal (AC)	kVA	2.993 a 25°C
Frecuencia nominal	Hz	50/60
Máximo rendimiento del inversor	%	99,8
Mín. Tensión MPP ⁴⁵	V	935
Max. Tensión MPP	V	1.200
Máxima tensión del sistema	V	1.500
Mínima tensión de funcionamiento	V	904
Máxima Intensidad CC	A	4.500
Tensión de salida	V	640

⁴⁴ NOCT (*Normal Operating Cell Temperature*) en castellano TONC o Temperatura de Operación Nominal de la Célula: Temperatura a la que operan las células en un módulo solar bajo condiciones de operación estándar. Condiciones STC (*Standard Test Conditions*) o Condiciones Estándar de Medida (CEM): Condiciones ideales o condiciones de laboratorio, esto es, condiciones de irradiancia y temperatura de la célula solar utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas con los siguientes valores: Irradiancia solar: 1.000 W/m², Distribución espectral: AM 1,5 G [AM=Masa de Aire; AM 1.5G es el espectro estándar en la superficie de la Tierra (la G significa global e incluye la radiación directa y difusa)] y Temperatura de célula: 25 °C.

⁴⁵ *Maximun Power Point* o punto de máxima potencia.

1.1. Módulo fotovoltaico

Los módulos cuentan con 150 células de silicio monocristalino. Se agrupan en la gama de alta potencia. Resultan ideales para cualquier aplicación que utilice el efecto fotoeléctrico como fuente de energía limpia, debido a su mínima polución química y nula contaminación. Cada módulo está formado por un cristal con alto nivel de transmisividad. Cuenta con un encapsulante utilizado en la fabricación de los módulos, el etil-viniloacetato modificado (EVA). La lámina posterior consta de varias capas, cada una con una función específica, ya sea adhesión, aislamiento eléctrico o aislamiento frente a las inclemencias meteorológicas.

El marco está fabricado con aluminio anodizado. El sistema utilizado en los marcos de Trina Solar facilita el montaje y posee cables con conectores rápidos de última generación, facilita la instalación del módulo sea cual sea su destino. Los módulos han sido sometidos a ciclos frío-calor, ensayos de carga mecánica, así como pruebas de resistencia al granizo consistentes en el impacto de una bola metálica.

La caja de conexiones dispone de un grado de estanqueidad IP 67, que provee al sistema de un buen aislamiento frente a la humedad e inclemencias meteorológicas. La caja es capaz de albergar cables de conexión de 4 mm², de una baja resistencia de contacto, con objeto de conseguir las mínimas pérdidas por caídas de tensión. Cumplen con todos los requerimientos de seguridad, tanto de flexibilidad, como de doble aislamiento o alta resistencia a los rayos ultravioleta. Todo esto los convierte en cables idóneos para su uso en aplicaciones de intemperie.

Las células deberán estar protegidas contra el exterior y se asegurará la total estanqueidad de los módulos. Los módulos se instalarán siguiendo la numeración y las características indicadas por el fabricante.

1.2. Seguidor solar a un eje horizontal

La estructura soporte de los paneles está diseñada para orientar la superficie de los módulos fotovoltaicos a la trayectoria solar este-oeste durante el día y conseguir la mayor cantidad de radiación solar. Su diseño facilita el montaje, mantenimiento, desmantelamiento y sustitución de paneles. Los materiales que constituyen del sistema de fijación de los paneles disminuyen las dilataciones térmicas de manera que evitan la transmisión de cargas a la estructura.

Los módulos se instalarán en estructuras que soportarán una fila de paneles en posición vertical. La distancia entre estructuras (*pitch*) será de 12 metros de inicio a inicio. Esta distancia será optimizada en la etapa de ingeniería de detalle según las pendientes existentes en la zona.

La tornillería o materiales de fijación (pernos, tornillos, tuercas, arandelas, anclajes etc.) deberán estar galvanizados, asegurando una protección adecuada contra la corrosión durante la vida útil de la planta fotovoltaica. El material de la

estructura de soporte debe resistir la exposición a temperaturas ambiente comprendidas entre -20 °C y 50 °C.

1.3. Inversor fotovoltaico

En la PSF CARBO se utilizarán 24 inversores SUNWAY TG 2700 1500V TE - 640 OD, 1500 Vdc de 2.993 kVA. Son inversores de potencia con salida trifásica para operación en paralelo con conexión a red, 50 Hz. Están adaptados a los requerimientos de este tipo de instalaciones, como protección contra el funcionamiento en isla, regulación de potencia activa y reactiva y sistema de refrigeración forzada.

Sus características más importantes son:

- Los inversores serán de 2.993 de potencia nominal a 25°C.
- Tendrán un nivel de protección mínimo IP54.
- La frecuencia nominal del inversor es de 50 Hz.
- Los inversores deberán tener regulación del coseno de phi de entre 0% inductivo y 0% capacitivo.
- La eficiencia máxima será del 99,8%.
- Dispondrán de un sistema avanzado de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).
- Estará provisto de entradas independientes para la mejora del rendimiento de la instalación. El inversor deberá tener un máximo de 21 entradas de CC.
- Fácil instalación eléctrica en el lado de corriente continua y alterna.
- Sistema de refrigeración forzada.
- Incorporarán protecciones eléctricas en CC y CA integradas.
- Contará con protecciones del tipo: descargadores de sobretensiones, protecciones contra el fallo de aislamiento, contra funcionamiento en isla, tensión de red fuera de rango, polaridad inversa, sobre temperatura, sobrecargas, cortocircuitos, sobretensión, subtensión, sobre corriente, subcorriente, sobrefrecuencia, subfrecuencia en corriente alterna.
- Permitirá la inhibición del detector de fallo de aislamiento.
- Incorporará una protección magneto térmica para disipar los fallos de aislamiento.
- Los inversores deberán soportar huecos de tensión y estar diseñados para la sincronización con una red pública o privada.
- Se seleccionarán inversores que trabajen a altas tensiones (idealmente, en un rango de 655-1.300 Vcc) para de este modo reducir las pérdidas en el cableado de BT. La tensión de aislamiento será de 1.500 Vcc.
- La potencia pico de la instalación solar fotovoltaica conectada a cada inversor se dimensionará para que trabaje en su rango óptimo.
- Incluirán tarjetas de comunicación Ethernet integradas en todos los inversores.
- Tendrán una Baja distorsión armónica en cuanto a intensidad, THD, del 3% como máximo.

- Placa de identificación que contiene la marca, el tipo y número de serie.
- El fabricante de inversores dispondrá de servicio técnico de forma que pueda asegurar una disponibilidad máxima (disponibilidades superiores al 98%).
- Cumplirán todas las especificaciones de las normas (UNE-EN relativa a los Cuadros eléctricos de baja tensión, IEC 62109, IEEE 1547, NSEG5 de instalaciones de corrientes fuertes).
- Marcado de calidad.
- Se entregará documentación técnica del inversor con todas sus especificaciones (ficha técnica del equipo, curva de rendimiento, certificado de cumplimiento de normas y protecciones, manual del usuario del inversor y del software).

La llegada de las cajas de los *string* a inversores dispondrá de protección mediante fusible de 250 A cuya función será proteger las líneas que vienen del cuadro de primer nivel.

1.4. Instalación de Baja Tensión (BT)

La instalación eléctrica en BT consta de dos circuitos fundamentales:

- El circuito en corriente continua (CC).
- El circuito en corriente alterna (CA).

El criterio de diseño del parque fotovoltaico se realizará teniendo en cuenta el dimensionado del cableado en el generador fotovoltaico. Deben tenerse en cuenta tres criterios esenciales:

- El cumplimiento de los límites fijados por la tensión nominal del cableado.
- Asegurar que no se sobrepasa la intensidad de corriente máxima admisible de los cables según la disposición de los mismos en la instalación.
- La minimización de las pérdidas en las líneas.

a) Circuito en Corriente Continua (CC): Los paneles se conectarán en serie, uniéndose parcialmente en cajas de primer nivel denominadas cuadros de *string* o Cajas CC de nivel 1. Desde cada una de estas cajas saldrá una línea, juntándose éstas en cajas de segundo nivel denominadas cuadros de distribución QPPI, para finalmente entrar en el inversor. Los cables a utilizar serán de cobre, unipolares, de tensión asignada 0,6/1 kV flexible de clase 5 según UNE EN 60228, no propagador de la llama. Por lo tanto, se utilizará cable de tipo solar P-SUN sp 2.0 0,6/1 kV o cable RV 0,6/1 kV. Las características de este cable desde el cuadro de protecciones CC hasta el inversor serán:

- ⇒ Aislamiento 1,8 kV CC como mínimo
- ⇒ Aislamiento XLPE
- ⇒ Cubierta PVC 120°C
- ⇒ Resistencia a la abrasión
- ⇒ Rango de trabajo: -40°C a +120°C

⇒ Temperatura de cortocircuito 200 ° C

Los cuadros de *string* serán los encargados de recibir la corriente de la interconexión de las *strings* de los paneles fotovoltaicos para llevarla hacia los cuadros de distribución QPPI. Cada cuadro dispondrá de un interruptor de cabecera de 4 polos 250 A 1500 Vcc en los cuadros de las agrupaciones, con protección fusible de 16 A, los cuales tendrán la función de proteger las líneas que vienen de las agrupaciones de *strings* fotovoltaicos. Cada agrupación estará compuesta por 28 paneles.

- Dispondrán en cabecera de una protección contra sobretensiones Clase II.
- Estarán diseñados para poder soportar una tensión máxima de 1500 Vcc.
- Los cuadros tendrán un grado de protección mínimo IPX5 y la envolvente será de poliéster reforzado con fibra de vidrio.
- Estarán ubicados en los pilares de la estructura, buscando una situación media entre las series que recogerá.
- El equipo estará diseñado para funcionamiento en la intemperie, con un margen de temperatura de -20 °C a +60 °C.
- Número mínimo de entradas de CC: 16
- Sección de cable recomendada 4/10 mm².
- Sección máxima de salida CC 240/400/630 mm².
- Portafusibles seccionables manualmente con fusibles para continua y tensión de empleo 1.500 Vcc

En cuanto a las formas de instalación del cableado, en función del tramo del recorrido de la instalación fotovoltaica existirán varias formas de instalarlo:

- Aérea sobre estructura de los seguidores, para los cables que llevan la energía generada por los paneles fotovoltaicos hasta el cuadro CC.
- Subterránea directamente en lecho de arena, para los cables que llevan la energía generada desde los cuadros CC hasta los inversores.

b) Circuito en Corriente Alterna (CA): Las conexiones eléctricas en BT en alterna van del inversor al cuadro de BT del Centro de Transformación (CT) y están incluidas dentro de la solución integral del CT, garantizando el cumplimiento de caída de tensión inferior al 0,1% (exigido en el PCT-IDAE) y demás normativa vigente. El cableado de CA deberá resistir esfuerzos mecánicos, radiación UV si no están protegidos con tubo y cualquier otra inclemencia medioambiental.

- Serán tres ternas de cable de 300 mm² cobre con aislamiento 0,6/1kV.
- Cumplirán todas las especificaciones de la norma UNE-21123.
- Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE).

El cable se conectará en ambos extremos mediante terminales de conexión a presión bimetálicos para Baja Tensión adecuados al cable empleado. Antes de su conexionado se realizarán las pruebas que la reglamentación vigente establece para este tipo de instalación eléctrica. Una vez realizadas las pruebas y ensayos, se elaborará un informe dónde reflejará el protocolo y resultado de las pruebas realizadas, indicando la empresa y sello de la misma.

1.5. Instalación de Media Tensión (MT)

Se distribuirán 15 CT's de MT que tendrán la misión de elevar la tensión de salida de los inversores para minimizar las pérdidas antes de enviar la energía generada por la instalación fotovoltaica a la subestación. Cada uno de estos CT's estará compuesto de:

- 1 o 2 inversores de 2.993 kVA según el tipo de CT.
- Celdas de entrada y salida SF₆.
- Una celda de protección del transformador.
- Cuadro de baja tensión de generación.
- Cuadro de baja tensión de alimentación auxiliar.
- Cuadro de control/monitorización.
- Red de tierras de protección y servicio.
- Conexiones eléctricas entre los diferentes componentes.
- Dimensiones 19,80 x 2,25 metros en el caso de dos inversores y 11,4 x 2,25 metros en el caso de un inversor.

Los CT's se unirán entre sí a través de varios circuitos subterráneos que llegarán a la subestación. La tensión de salida de los CT's será de 30 kV y la frecuencia de 50 Hz.

En el interior del CT, en un recinto destinado para tal fin, se alojarán las celdas de MT. El sistema estará formado por un conjunto de celdas modulares de MT, con aislamiento y corte integral en SF₆, cuyos embarrados se conectan utilizando los denominados "conjuntos de unión", consiguiendo una unión totalmente apantallada e insensible a las condiciones externas (polución, salinidad, inundación, ...). Se instalarán los siguientes tipos de celdas:

- Celdas de línea.
- Celdas de protección trafos con interruptores automáticos.

Características generales:

- Tendrán la suficiente rigidez para soportar los esfuerzos producidos por el transporte, instalación y operación, incluyendo sismos y cortocircuitos.
- Asimismo, mantendrán su alineación y sus puertas permanecerán cerradas frente a condiciones de fallo.
- Serán de aislamiento integral en gas SF₆.
- El equipo se diseñará de modo de evitar el acceso a partes energizadas durante la operación normal y durante su mantenimiento.
- Las celdas serán a prueba de arco interno.
- Las celdas estarán construidas en plancha de acero galvanizado.
- La entrada y salida de cables podrá ser por la parte inferior de las celdas de MT.
- En el frontal se incluirá un esquema unifilar según montaje.
- La conexión de cables será mediante bornas enchufables.

- Dispondrán de capacidad de operación ante el uso de señales digitales de entrada.
- Contarán con motorizados para actuación remota y contactos auxiliares.
- Cumplirán con toda la reglamentación vigente.

Características eléctricas:

- Tensión nominal: 30 kV
- Nivel de aislamiento a frecuencia industrial (1 min):
 - ⇒ a tierra y entre fases: 70 kV
 - ⇒ a la dist. de seccionamiento: 80 kV
- Impulso tipo rayo:
 - ⇒ a tierra y entre fases: 170 kV
 - ⇒ a la dist. de seccionamiento: 195 kV

Las características de los transformadores serán:

- ONAN⁴⁶
- Para instalación en exterior
- 50 Hz
- Pérdidas en vacío del 0,1% y del 1% en el cobre
- Temperatura ambiente entre -20 y 50°C
- Sensor de temperatura
- Aislamiento galvánico y con salida de bornes para PAT de pantalla electrostática
- Depósito de retención de aceite
- Cumplirán las normas IEC 62271-202 'Aparata de Alta Tensión', IEC 60076 'Transformadores de potencia', IEC 61439-1 'Conjuntos de aparata de baja tensión', el marcado CE (Directiva EMC, *Electromagnetic Compatibility*) y el apartado 4.2 Transformadores de Potencia de la ITC-RAT 09 'Protecciones'.

La interconexión entre la celda de protección y el transformador elevador de potencia se realizará mediante cables unipolares de 1x150 mm² de sección nominal y pantalla de corona de 16 mm², uno para cada fase, todos ellos en aluminio, con aislamiento de etileno propileno RH5Z1 18/30 kV.

La conexión de este cable en un extremo se realizará en la celda de protección de transformador mediante interruptores automáticos ubicada en el interior del contenedor y, en el otro extremo, se realizará en los bornes de conexión de MT del transformador elevador de potencia. El cable se conectará en ambos extremos mediante terminaciones unipolares de 36 KV con terminales de conexión a presión bimetálicos para MT adecuados al cable empleado.

En cuanto a las líneas de evacuación en el interior del parque, cada uno de los circuitos discurrirán subterráneos por el lateral de los caminos o entre filas de estructura, con cables de sección 150, 240, 400, 630 mm² de aluminio,

⁴⁶ Aceite con circulación natural y refrigeración por aire en ventilación natural.

PRYSMIAN RH5Z1 18/30 kV, enlazando las celdas de cada CT con las celdas de 30 kV de la subestación. Por la misma canalización se prevé un cable de enlace de tierra o de acompañamiento de 1x50mm² en cobre desnudo, que une los CT's con la subestación. Paralelamente, por la misma zanja de las líneas citadas de MT, se instalará una red de comunicaciones que utilizará como soporte un cable de fibra óptica y que se empleará para la monitorización y control de la planta fotovoltaica. La evacuación de la energía eléctrica generada por los módulos fotovoltaicos desde las unidades de conversión hasta la subestación del parque se realizará mediante diferentes circuitos en MT a la tensión de 30 kV, repartidos en función de la agrupación de estas unidades de la siguiente forma:

- Zona “El Duque” (Carbo Oeste):
 - ⇒ Circuito 1: CT A – CT B – CT D – CT E – SET (Potencia: 17.250 kW)
 - ⇒ Circuito 2: CT C – CT F – CT H – SET (Potencia: 17.250 kW)
 - ⇒ Derivación 1: CT G – CT H
- Zona “Escorial” (Carbo Este):
 - ⇒ Circuito 3: CT I – CT J – CT M – SET (Potencia: 17.250 kW)
 - ⇒ Circuito 4: CT O – CT N – CT L – CT K – SET (Potencia: 17.250 kW)

Por otra parte, para evitar caídas de tensión:

- El cable de MT deberá limitar las pérdidas de tensión a un valor menor del 1,5%.
- El cable de BT no deberá superar el 1,5 %.
- No se permitirá la realización de empalmes tanto en BT como en MT.
- Todos los cables previamente a la puesta en marcha deben ser megados⁴⁷ y pasarán los ensayos de rigidez dieléctrica de cubierta y aislamiento.

1.6. Puesta a tierra (PAT)

Con la finalidad de evitar la existencia de diferencias de potencial peligrosas en el conjunto de la instalación se realizará una puesta a tierra de todas las partes metálicas de la misma. La PAT consistirá en la unión directa entre los elementos que componen la instalación y un electrodo enterrado en el suelo y permitirá el paso a tierra de las corrientes de falta o de descargas de origen atmosférico. Se realiza de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la compañía eléctrica distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora.

Se conectarán a tierra todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la parte de continua como de la de alterna, formando una única tierra. Así, existirán dos tomas de tierra independientes pero unidas entre sí, formando una red equipotencial.

⁴⁷ Verificación de la medida de resistencia de aislamiento para comprobar el correcto estado de los cables.

La PAT de las unidades de conversión estará compuesta por una PAT en forma de anillo perimetral exterior enterrado alrededor del contenedor prefabricado, anillo perimetral interior superficial, línea de enlace y derivaciones, donde se conectarán las masas metálicas de los equipos. La unión de la PAT de estas unidades con los módulos fotovoltaicos se realizará mediante una caja seccionadora con la finalidad de poder aislarla.

La estructura soporte de los módulos fotovoltaicos se conectará a tierra con motivo de reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas. Con ello se conseguirá limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar las masas metálicas.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de BT y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones.

La red de tierras de protección de BT se realizarán mediante unos anillos a base de cable de cobre de 35 mm² desnudo para ir conectando a él todas las estructuras metálicas (estructuras soporte, carcasas de cuadros, bandejas porta cables, etc.). De cada anillo bajará un cable desnudo de 50 mm² en el que irá conectada una pica de puesta a tierra. Las cajas de protección de continua se conectarán con cable de cobre de 50 mm² desnudo. Cuando finalice la obra, se medirán las tensiones de paso y contacto y se asegurará que su valor sea inferior a los valores marcados por la ITC-RAT-13 'Instalaciones de puesta a tierra'.

1.7. Instalación de comunicación y control

La instalación fotovoltaica se monitorizará, supervisará y gestionará en tiempo real mediante un sistema de comunicación y control. El sistema esencialmente consistirá en un software instalado sobre un PC (servidor), instalado en la sala de control del parque (en el interior de la subestación) y conectado a una red local o internet. El sistema podrá ser redundante en la sala de control como seguridad a una posible caída de la red. La supervisión se podrá realizar tanto localmente desde el equipo servidor, como desde un PC local del cliente vía internet.

Se monitorizarán todos aquellos equipos y variables necesarias para el correcto control del parque, principalmente:

- El estado de los inversores.
- El giro de los seguidores (*Trackers*).
- Los datos meteorológicos.
- El sistema de seguridad.
- El estado de equipos, entre otros:
 - ⇒ Estado del relé DGPT2 del trafo 1 (presión, gas y temperatura aceite).
 - ⇒ Estado del relé DGPT2 del trafo 1 (presión, gas y temperatura aceite).
 - ⇒ Central de incendios.
 - ⇒ Fallo de aislamiento.
 - ⇒ Temperatura interior contenedor.

- Los valores de la energía producida y evacuada por cada uno de los cuatro cuadros de distribución QPPI.

Las funciones básicas del sistema serán las siguientes:

- El control de la planta fotovoltaica (producción, radiación solar W/m^2 , condiciones ambientales, alarmas).
- El muestreo automático de los datos eléctricos (tensión, intensidad, potencia) de la planta cada 10 minutos aproximadamente.
- El análisis de los datos de entrada registrados.
- La generación de gráficos, informes e históricos.
- La gestión de los datos e históricos.
- La evaluación de cualquier situación de emergencia e información de alarmas mediante el envío vía correo electrónico o mensajes sms a las direcciones pre-programadas.
- La gestión del mantenimiento de la instalación de forma que se garanticen los niveles de producción diseñados.
- La comprobación del cumplimiento de los gráficos y rendimientos establecidos en el diseño de la planta, mediante análisis cualitativos que comparen la radiación recibida y la potencia producida en el sitio sobre el mismo gráfico.
- El registro de los valores de la energía producida y consumida.
- Almacenamiento de los archivos generados.
- Dar información de:
 - ⇒ Una visión de conjunto de las principales características de la planta.
 - ⇒ Una rápida panorámica del rendimiento durante el periodo completo de funcionamiento.
 - ⇒ Los registros de la planta mediante el acceso a los mensajes de la misma.
 - ⇒ Una visión de conjunto de las características y parámetros de los dispositivos de la planta.
 - ⇒ La creación automática de páginas estandarizadas para el control requerido.
 - ⇒ Tablas, diagramas, imágenes, visión de conjunto de la planta (reducción CO_2 , energía).
 - ⇒ Los valores medidos y rendimiento en gráficos para mejorar la visualización de los datos de la planta en intervalos medidos cada 10 minutos.

La monitorización del sistema de comunicación y control de la planta fotovoltaica estará compuesta por los siguientes dispositivos y medios de transmisión:

- a) Monitorización de los *Strings*: Se instalará en cada cuadro de distribución QPPI un equipo analizador de redes que realice la medición de la tensión, corriente y energía generada en continua por cada una de las líneas de llegada procedentes de los cuadros de *String* (*String Box*). Se monitorizará mediante cable RS-485 una de las dos cajas de conexión (*String Box*) pertenecientes a un mismo seguidor. Este sistema nos permitirá tener un control individualizado por cada serie, lo que da la oportunidad de una rápida intervención por avería o malfuncionamiento y un telecontrol a través del

Scada con acceso puntual a los datos instantáneos totales o específicos de la instalación. El equipo analizador dispondrá de un puerto de comunicación vía Ethernet RJ45 que se conectará con el cuadro Q-SCADA mediante cable Ethernet UTP, mandando una señal de alarma si detecta una caída de corriente.

- b) Monitorización del contador de energía: La monitorización de la energía producida y exportada a la red vendrá dada por la suma de los dos contadores de energía eléctrica generada y se realizará en el interior de la subestación (objeto de otro proyecto independiente).
- c) Monitorización de los inversores: Los inversores serán gestionados de forma remota mediante la instalación de una adecuada red de datos que facilite la recogida, transmisión, visualización, almacenamiento y retransmisión de la información registrada. Para ello, cada uno de los inversores estará dotado de una tarjeta de adquisición de datos capaz de transmitir los valores de estado más importantes al Scada existente en cada CT. En el Scada se podrá visualizar e interactuar con los inversores. El inversor dispondrá de un puerto de comunicación vía Ethernet RJ45. La comunicación entre el inversor y el Scada será mediante cable Ethernet UTP, recibiendo el Scada información individual de cada uno de los inversores de un misma CT.
- d) Scada: Se instalará un cuadro de Scada en cada uno de los CT para la monitorización de cada subcampo, que monitorizará toda la información recibida y permitirá como mínimo:
 - ⇒ Organizar los dispositivos en grupos.
 - ⇒ Supervisar los datos mediante pantallas gráficas.
 - ⇒ Supervisar en tiempo real las variables monitorizadas.
 - ⇒ Almacenar los datos de cada variable.
 - ⇒ Elaborar informes automáticos a medida.
 - ⇒ Configurar alarmas según las necesidades.
 - ⇒ Configurar discriminadores horarios.
 - ⇒ Configurar a distintos usuarios.
 - ⇒ Supervisar la gestión de forma local mediante terminales situados en el centro de control de la subestación, así como de forma remota (vía internet) para lo que se necesitará un enlace de alta velocidad a internet que también será usado para el sistema de seguridad.
 - ⇒ Gestionar y telecontrolar los inversores de cada anillo con una interface fácil e intuitiva.

Los diferentes cuadros Q-Scada existentes en cada una de las unidades de conversión estarán unidos entre sí mediante una red de fibra óptica, distribuida a lo largo del parque en varios anillos. Cada línea de datos recogerá un máximo de inversores, llegando al Centro de control (sito en la subestación) el número de líneas necesario para recoger todos los inversores. En el centro de control se dispondrá de un sistema informático al que le llegarán los diferentes anillos de fibra óptica, de forma que pueda analizar la información recibida de toda la planta.

- e) Comunicación seguidores (*Trackers*): Cada seguidor contendrá un motor que tendrá la función de realizar el giro del eje con respecto al sol, de forma que se obtenga el máximo rendimiento de la instalación. Para ello cada seguidor llevará un módulo de control con PLC que recibirá la programación astronómica de giro. También contará con *backtracking* (retroceso) y seguridad contra viento activa. Las ordenes de giro serán enviadas desde el QSCADA mediante cable de comunicación vía RS485.
- f) Instrumentación: Se instalarán una serie de instrumentos repartidos a lo largo de la planta que estarán conectados al sistema de control, de forma que faciliten comunicación de los datos registrados al mismo para una correcta gestión del parque fotovoltaico. Cada uno de estos dispositivos dispondrá de conector de comunicación Ethernet RJ45. La comunicación entre estos dispositivos y el Scada se hará mediante cable UTP. En concreto se instalarán repartidas por el parque:
- Estaciones meteorológicas para medida de las condiciones ambientales.
 - Un cuadro de seguridad e intrusión, uno por cada CT.
 - Cuadro remotas I/O para recepción de señales de relés de protección de transformadores de potencia, central de incendios, dispositivo de fallo de aislamiento y temperatura interior del contenedor.
- g) Cableados de interconexión: Se realizarán como mínimo los siguientes cableados de interconexión de señales entre equipos:
- ⇒ Cableados de señal y mando entre cuadros de BT y la RTU/SCADA.
 - ⇒ Cableados de señal y mando entre el cuadro de servicios auxiliares (QAUX) y la RTU/SCADA.
 - ⇒ Cableados de señal y mando entre los inversores y la RTU/SCADA.
 - ⇒ Cableados de señal y mando entre los inversores y los cuadros de *String* (C-SB).

Para comunicar los diferentes equipos del parque entre sí se utilizarán diferentes tipos de cableado: RS-485 para comunicar el giro de los motores de los seguidores y llevar las señales del estado de los dispositivos de control interior del contenedor, Ethernet UTP para comunicar los equipos interiores o próximos a las unidades de conversión con el cuadro Q-SCADA, fibra óptica (cable formado por 24 fibras ópticas, monomodo, para exterior, para instalación subterránea directamente en tierra y antirroedores) para comunicar los equipos principales distantes entre sí como son las unidades de conversión entre sí y éstas con la sala de control.

1.8. Instalaciones de servicios auxiliares

1.8.1. Estaciones meteorológicas

Se instalarán cuatro estaciones meteorológicas que constarán de sensores para medir los siguientes parámetros:

- Irradiación en el plano horizontal
- Irradiación en el plano de los módulos
- Humedad relativa

- Velocidad y dirección del viento
- Precipitación
- Presión atmosférica
- Temperatura del módulo
- Temperatura ambiente

Cada estación meteorológica contendrá:

- Unidad de Adquisición de Datos Sistema Datalogger de registro y transmisión de datos, con gran capacidad de almacenamiento y sistema de entradas–salidas analógicas/digitales. Contará con puerto para conexión modem GPRS incluyendo todos los equipos necesarios para su conexión.
- Unidad de Transmisión de datos a ordenador central. Opción GPRS-IP, permitiendo comunicaciones vía red GPRS de telefonía móvil. También incluirá comunicación TCP/IP.
- Registro de parámetros en data-logger con una frecuencia de, al menos, 15 minutos.
- Un sensor de radiación solar. Piranómetro termoeléctrico. Estándar Secundario, según ISO 9060:1990 rango espectral 285 a 2800 nm. Máxima irradiancia 4.000 W/m². Colocados en el plano de los módulos, según el movimiento del seguidor.
- Sensores de temperatura y humedad relativa del aire (Rango -30°C a + 70°C precisión 0,1 °C; 0-100% precisión +-3%).
- Torreta y mástil. Soporte tubular superior ajustable a 1,5 metros de longitud, pedestal para fijar o embutir en basamento de hormigón y otros accesorios de montaje.
- 4 Termopares para la medición de los datos de temperatura de la célula.
- 2 células de referencia calibradas por cada plano de orientación de módulos
- Pluviómetro
- Veleta y Anemómetro
- Barómetro
- Juego de cables de interconexión para el enlace de los sensores a la estación, recarga externa y comunicaciones
- Calibración de sensores de radiación solar en laboratorio externo acreditado (sólo se incluye el piranómetro).
- La Estación dispondrá de un sistema de panel fotovoltaico y batería para su alimentación eléctrica. También se le dotará de una conexión a la red de servicios auxiliares.
- La estación deberá estar conectada a los CT's.

1.8.2. Instalación de seguridad e intrusión

Debido a la importancia de los equipos de que constará la planta, así como por la seguridad de las personas, es necesario implantar un sistema de seguridad en la instalación. Este sistema de seguridad consistirá, principalmente, en:

- Una protección perimetral a lo largo de toda la valla de cerramiento mediante videovigilancia con cámaras de Circuito Cerrado de Televisión (CCTV).
- Una protección en el interior de cada Centro de Transformación (CT) mediante detectores volumétricos para el interior y contactos magnéticos en las puertas de acceso.

El sistema de seguridad estará conectado a una Central Receptora de Alarma 24 horas 365 días con el fin de poder atender cualquier incidente por intrusión, vandalismo o sabotaje. Dispondrá de alimentación de emergencia para poder funcionar al menos 72 horas en caso de fallo del suministro eléctrico. Este sistema de seguridad deberá ser instalado y mantenido por una empresa homologada de seguridad.

La instalación del sistema de seguridad para la detección de intrusos deberá permitir:

- Detectar una intrusión al edificio de personas no autorizadas.
- Comunicar las incidencias programadas a la Central Receptora de Alarmas, vía teléfono.
- Ser activado/desactivado localmente por personal autorizado, con código secreto personal.
- Auto-supervisión del sistema, con alarma de avería, activación del zumbador de la consola y la transmisión de la anomalía a la Central Receptora de Alarmas.
- Capacidad de respuesta hasta 72 horas después de fallo de la alimentación CA.
- Posibilidad de temporizar la duración de la alarma acústica entre 5 y 60 minutos.
- Posibilidad de comprobación manual de la operación de la sirena.

El sistema deberá disponer de función pre-alarma, programable por entrada, con aviso en zumbador de la consola. Los equipos que componen los sistemas de seguridad electrónica para la detección de intrusos son los siguientes:

- Central de alarmas: Será la encargada de gestionar y controlar los equipos detectores y de almacenar y/o transmitir las señales generadas en consecuencia.
- Contactos magnéticos: Se instalarán en puertas exteriores del edificio.
- Sensor volumétrico dual (infrarrojo/microondas): Se instalará en todas las salas del edificio con puertas o ventanas al exterior.
- Sirena acústica con lanzadestellos: Se instalará en la zona visible, en la parte alta del edificio.
- Conductores: El cable a utilizar será del tipo manguera apantallado de 2 x 0,75 + 6 x 0,22 mm². Su tendido se realizará por canaleta o tubo de PVC autoextinguible y por bandejas.

1.8.3. Instalación PCI

Existirán los siguientes sistemas de protección contra incendios (PCI) en la planta fotovoltaica:

- Tres extintores portátiles de CO₂ y 6 kg eficacia 89B cada uno, en el interior de cada CT, uno para cada recinto independiente existente (MT, BT e inversores).
- Un sistema de detección automática de incendios controlado permanentemente por una centralita de control de instalación mural y detectores de humo en el interior de cada CT.
- Un foso de recogida de aceite con cantos rodados apagallamas en su superficie, bajo cada uno de los transformadores elevadores de potencia.

1.8.4. Ventilación interior unidad de conversión

Para evacuar el calor generado en el interior de cada unidad de conversión se dotará de un sistema de ventilación forzada en cada uno de los recintos en que se dividen, mediante extractores y rejillas de ventilación. Las rejillas de ventilación estarán estratégicamente situadas de forma que el aire realice un barrido por los equipos principales a enfriar como inversores y equipos de comunicación.

En los recintos de MT y BT se colocarán sendos extractores capaces de mover el caudal de aire interior de forma que garantice un número de renovaciones adecuado, controlados mediante un termostato que controlará la temperatura interior del recinto y maniobrará sobre el extractor para controlar su puesta en servicio y su paro. La extracción será controlada por la instalación de detección de incendios de forma que se desconecte si se produce la detección de humos o exceso de temperatura por medio de la centralita de incendios, como paso previo a la actuación del sistema de extinción de incendios.

En el caso de que se prevean temperaturas elevadas se instalarán unidades de aire acondicionado.

1.8.5. Instalaciones secundarias

- a) Alumbrado interior, exterior y de emergencia: Cada CT estará dotado de un alumbrado interior, exterior y de emergencia en perfectas condiciones, gobernado desde un cuadro eléctrico con protecciones magnetotérmicas. Para la iluminación del interior de los contenedores se dispondrá de un alumbrado fluorescente tipo led colocado directamente sobre el techo. Cada uno de los tres recintos que existen (sala de MT, sala de BT y sala de inversores) dispondrá de iluminación independiente accionado por un interruptor de encendido, que permita la suficiente visibilidad para ejecutar las maniobras y revisiones necesarias. En el exterior, en la parte alta de cada unidad de conversión, se colocarán tres luminarias sujetas mediante un herraje a la estructura, de forma que quede iluminado el acceso alrededor de las mismas, principalmente encima de la puerta de acceso. En el interior, encima de cada puerta de acceso de personal, se instalará una luminaria de emergencia que se accione en caso de fallo de tensión de la red.
- b) Protección antirroedores: Se instalará un sistema de protección antirroedores compuesto por emisores de ultrasonidos que ahuyenten a los roedores, de forma que impida su acceso a las unidades de conversión, evitando desperfectos en la instalación.

- c) Medidas de seguridad: Para la protección del personal y equipos, se debe garantizar que:
- No será posible acceder en las celdas MT a las zonas normalmente en tensión, si estas no han sido puestas a tierra.
 - Las bornas de conexión de cables y fusibles serán fácilmente accesibles a los operarios de forma que, en las operaciones de mantenimiento, la posición de trabajo normal no carezca de visibilidad sobre estas zonas.
 - Los mandos de la aparamenta estarán situados frente al operario en el momento de realizar la operación, y el diseño de la aparamenta protegerá al operario de la salida de gases en caso de un eventual arco interno.
 - El diseño de las celdas impedirá la incidencia de los gases de escape, producidos en el caso de un arco interno, sobre los cables de Media y Baja Tensión. Por ello, esta salida de gases no debe estar enfocada en ningún caso hacia el foso de cables.
- d) Material de Seguridad: Para la operación de las unidades de conversión se dispondrá en cada una de ellas del siguiente material de seguridad:
- Guantes aislantes.
 - Banqueta aislante.
 - Cartel 5 reglas de oro.
 - Cartel de primeros auxilios.
 - Carteles “Peligro Alta Tensión” en puertas de celdas y puerta de entrada.

1.9. Vallado perimetral

La superficie ocupada por PSF CARBO estará vallada perimetralmente. Con carácter general se ejecutará un vallado cinegético que deberá cumplir lo establecido en el Decreto 126/2017, de 25 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Ordenación de la Caza en Andalucía. Será de malla de acero galvanizado de dos metros de altura desde el suelo. El área mínima de los retículos que lo conforman será de 300 cm² (con una dimensión mínima para sus lados de 10 cm). En la hilera situada a 60 cm del borde inferior de la malla, los retículos tendrán una luz mínima de 600 cm². Se realizará con varilla o alambre con un diámetro mínimo de 2,5 mm, anclado con postes de acero galvanizado. Puede ir anclada al suelo si se cumplen los umbrales de luz anteriores, en caso contrario solo se anclarán a los postes y se dejará una altura libre al suelo de 20 cm. Se evitará cimentación de bloque de hormigón en la parte inferior para permitir a ciertos mamíferos excavar pasos que comuniquen el exterior con el interior del recinto.

El vallado perimetral carecerá de elementos cortantes o punzantes como alambres de espino o similar.

No se utilizarán colores llamativos y quedará, en la medida de lo posible, integrado en el paisaje.

Se contempla la disposición de pasos de fauna en determinados puntos del vallado para permitir la libre circulación de la fauna silvestre.

Para minimizar el riesgo de colisión de aves y fauna en general contra el vallado, se instalarán marcadores para aumentar su visibilidad. Serán de alto contraste en blanco y negro, para que refleje altamente o absorba fuertemente todo el espectro de la luz ambiental y sean visibles en la mayor parte de las condiciones de visibilidad. Sus dimensiones serán de 25 cm x 25 cm, en material muy perdurable, metálico o plástico. Se sujetarán al cerramiento en dos puntos, con alambre liso acerado para evitar su desplazamiento. Se colocará, al menos, una placa por vano entre postes con distribución tresbolillo.