

**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 ESPARTERO, DE 228,971 MW<sub>P</sub> Y 174 MW<sub>n</sub>, SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN (SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN FV ESPARTERO 33/220 KV Y LÍNEA AÉREA DE ALTA TENSIÓN A 220 KV 'SET FV ESPARTERO-SE 2 COLECTORA 220 KV') Y LAS INFRAESTRUCTURAS COMUNES DE EVACUACIÓN DEL NUDO BRAZATORTAS 220 KV (SUBESTACIÓN SE 2 COLECTORA 220 KV Y LÍNEA AÉREA DE ALTA TENSIÓN A 220 KV 'SE 2 COLECTORA 220 KV-SE BRAZATORTAS 220 KV), EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE BRAZATORTAS Y ALMODÓVAR DEL CAMPO, EN LA PROVINCIA DE CIUDAD REAL**

**Expediente: INF/DE/108/21**

**SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

**Presidente**

D. Ángel Torres Torres

**Consejeros**

D. Mariano Bacigalupo Saggese  
D. Bernardo Lorenzo Almendros  
D. Xabier Ormaetxea Garai  
D<sup>a</sup>. Pilar Sánchez Núñez

**Secretaria**

D<sup>a</sup>. 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 Espartero, de 228,971 MW<sub>P</sub> y 174 MW<sub>n</sub>, sus infraestructuras de evacuación (subestación de transformación FV Espartero 33/220 kV y línea aérea de alta tensión a 220 kV 'SET FV Espartero-SE 2 Colectora 220 kV') y las infraestructuras comunes de evacuación del nudo Brazatortas 220 kV (subestación SE 2 Colectora 220 kV y línea aérea de alta tensión a 220 kV 'SE 2 Colectora 220 kV-SE Brazatortas 220 kV'), en los términos municipales de Brazatortas y Almodóvar del Campo, en la provincia de Ciudad Real, 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 14 de junio de 2018, 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 Espartero (en adelante PSF ESPARTERO).

Con fecha 16 de noviembre de 2020 ENEL GREEN POWER solicitó, ante la DGPEM, Autorización Administrativa Previa y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) para la PSF ESPARTERO, su infraestructura de evacuación (Subestación Espartero 33/220 kV y línea eléctrica de evacuación a 220 kV) y las infraestructuras comunes para la evacuación de distintas plantas fotovoltaicas en el nudo Brazatortas 220 kV.

Con fecha 27 de enero 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 Ciudad Real por el que se sometía a Información Pública la solicitud de Autorización Administrativa Previa y de DIA del Proyecto PSF ESPARTERO y su infraestructura de evacuación, promovido por ENEL GREEN POWER. Asimismo, con fecha 3 de febrero de 2021 se publicó dicho anuncio en el Boletín Oficial de la Provincia de (BOP) de Ciudad Real. Con fecha 6 de julio de 2021, el Director de la mencionada Área de Industria y Energía emitió el correspondiente informe con el resultado del trámite de información pública y consulta a las Administraciones Públicas, Organismos, Empresas afectadas y a las personas interesadas, realizada para la tramitación de las autorizaciones solicitadas por el promotor, y lo remitió a la DGPEM.

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 5 de julio de 2019 Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE), en su calidad de Operador del Sistema y Gestor de la red de transporte, emitió escrito de contestación a la solicitud de acceso coordinado a la Red de Transporte en la actual subestación Brazatortas 220 kV para nuevas instalaciones de generación renovable —entre las que se encuentra la PSF ESPARTERO— hasta un contingente total de 450,49 MW instalados/336 MW nominales. La conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en el actual nudo de la red de transporte Brazatortas 220 kV, a través de una nueva posición de la red de transporte que, aun no planificada de forma expresa en la planificación vigente, es considerada como instalación planificada en dicha subestación según la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Se trata de una nueva posición de línea que permitiría la conexión de la línea de evacuación ‘Brazatortas-SE Colectora Brazatortas 220 kV’, línea que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte (instalaciones ambas —posición y línea— que constituyen la instalación de enlace), que compartirán las instalaciones de generación incluidas en la solicitud. 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.

Con fecha 10 de junio de 2021 REE emitió escrito de actualización de los permisos de acceso a la red de transporte en la subestación Brazatortas 220 kV, como consecuencia de una serie de modificaciones en las instalaciones de generación renovable consideradas en el escrito. En concreto, respecto a la PSF ESPARTERO se modifica su ubicación (anteriormente ubicada en Brazatortas, y ahora además en Almodóvar del Campo). El escrito concluye que procede la actualización de los permisos de acceso otorgados para las instalaciones consideradas, manteniéndose la vigencia, las limitaciones y condicionantes establecidas en la comunicación previa que otorgaba el permiso de acceso.

Con fecha 23 de julio de 2021, REE emitió escrito de contestación a la solicitud de conexión a la Red de Transporte en la subestación Brazatortas 220 kV para un contingente total de 440,99 MWins / 336 MWnom, 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 ESPARTERO. Se trata de una conexión a la red de transporte de la generación mencionada en una nueva posición considerada como planificada en la planificación vigente en el actual nudo de la red de transporte Brazatortas 220 kV.

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 25 de agosto 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 ESPARTERO 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 informe—, 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 Ciudad Real.

## 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 16 de noviembre de 2020, solicitud de autorización administrativa previa para la PSF ESPARTERO, de 228,971 MWp y 174 MWn, su infraestructura de evacuación asociada (las líneas internas a 33 kV, la subestación eléctrica de transformación FV Espartero 33/220 kV y la línea aérea de alta tensión a 220 kV desde la subestación FV Espartero hasta la subestación SE Colectora del Nudo de Brazatortas 220 kV 'SE 2 Colectora 220 kV') y la infraestructura de evacuación común a varios proyectos de generación renovable (SE 2 Colectora 220 kV y la línea aérea de alta tensión a 220 kV de interconexión entre SE 2 Colectora 220 kV y la subestación Brazatortas, propiedad de REE), y que el expediente ha sido incoado en el Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Ciudad Real.

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 enero de 2021 en el BOE y el 3 de febrero de 2021 en el Boletín Oficial de la Provincia de Ciudad Real. El Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Ciudad Real emitió informe con fecha 6 de julio de 2021.

Asimismo, la Propuesta informa que el anteproyecto de las instalaciones y su EslA han sido sometidos al procedimiento de evaluación de impacto ambiental, habiendo sido remitidos a la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental del MITERD para que formule, en su caso, DIA.

Además, la Propuesta indica que la infraestructura de evacuación de energía eléctrica conjunta conectará la planta solar fotovoltaica con la red de transporte en la subestación Brazatortas 220 kV, propiedad de REE.

Por otra parte, se indica que REE emitió, con fecha 5 de julio de 2019, actualizado el 10 de junio de 2021, el permiso de acceso a la red de transporte, y con fecha 23 de julio de 2021 emitió el ICCTC y el IVCTC relativos a la solicitud para la conexión de la PSF ESPARTERO, entre otras instalaciones de generación renovable, en una nueva posición en la subestación Brazatortas 220 kV. La conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en el nudo de la red de transporte Brazatortas 220 kV, propiedad de REE, y se materializaría a través de una nueva posición de la red de transporte que, aun no estando planificada de forma expresa en la planificación vigente, es considerada como instalación planificada en dicha subestación, según la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

La Propuesta informa que la infraestructura de evacuación cuenta con los circuitos de líneas internas a 33 kV, la subestación eléctrica propia de la planta FV Espartero 33/220 kV y la línea aérea de alta tensión a 220 kV desde la subestación FV Espartero hasta la subestación colectora del nudo de Brazatortas 220 kV 'SE 2 Colectora 220 kV', la SE 2 Colectora 220 kV y la línea aérea de alta tensión 220 kV de interconexión entre SE 2 Colectora 220 kV y la subestación Brazatortas, propiedad de REE. Tanto la SE 2 Colectora 220 kV como la línea aérea de alta tensión 220 kV de interconexión entre la SE 2 Colectora 220 kV y la subestación Brazatortas, compartidas con otras plantas de generación renovable, forman parte del alcance de la resolución.

Además, la Propuesta indica que ENEL GREEN POWER firmó, con fecha 7 de octubre de 2020 (actualizado el 2 de agosto de 2021), un acuerdo con otras entidades para la evacuación conjunta y coordinada de la PSF ESPARTERO y otras instalaciones de generación eléctrica en la subestación Brazatortas 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 del real decreto, como lo establecido en la Disposición final tercera del mismo que modifica el segundo párrafo del artículo 3 del 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 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 ESPARTERO, de 228,971 MWp y 174 MWn, su infraestructura de evacuación y las infraestructuras comunes de evacuación del nudo Brazatortas 220 kV, con las características definidas en el anteproyecto “Parque Fotovoltaico Espartero”, en los anteproyectos de la subestación transformadora FV Espartero 33/220 kV y la línea aérea a 220 kV de evacuación de energía eléctrica de la planta y en el anteproyecto de la subestación SE 2 Colectora 220 kV y la línea aérea a 220 kV entre la SE 2 Colectora 220 kV y la subestación eléctrica Brazatortas 220 kV, fechados en octubre de 2020.

La Propuesta describe las principales características de la instalación:

Se trata de una planta solar fotovoltaica con una potencia instalada de aproximadamente 174 MW que afectará a los términos municipales Brazatortas y Almodóvar del Campo, en la provincia de Ciudad Real.

Las líneas subterráneas a 33 kV son quince circuitos que tienen como origen los centros de transformación de la planta, discurriendo hasta la subestación transformadora FV Espartero 33/220 kV de la planta.

La subestación transformadora FV Espartero 33/220 kV, ubicada en Almodóvar del Campo (Ciudad Real), contiene un transformador de 185 MVA y se diseña con configuración de una posición línea-transformador.

La línea aérea a 220 kV de evacuación entre la subestación FV Espartero 33/220 kV y la subestación SE 2 Colectora 220 kV, de corriente alterna trifásica, tendrá una longitud de 11,592 kilómetros afectando a los términos municipales de Almodóvar del Campo y Brazatortas.

La subestación transformadora SE 2 Colectora 220 kV se ubica en Brazatortas, provincia de Ciudad Real, con configuración de barra simple.

La línea eléctrica aérea a 220 kV de evacuación tiene como origen la subestación SE 2 Colectora 220 kV, discurriendo su trazado hasta la subestación eléctrica Brazatortas 220 kV, propiedad de REE, de corriente alterna trifásica, tendrá una longitud de 0,460 kilómetros, afectando al municipio de Brazatortas.

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.

Finalmente la Propuesta establece que ENEL GREEN POWER presentará, antes de transcurridos seis meses, el proyecto de ejecución de la PSF ESPARTERO, elaborado conforme a los reglamentos técnicos en la materia y, en forma de separata, aquellas partes del proyecto que afecten a bienes, instalaciones, obras, servicios o zonas dependientes de otras Administraciones, Organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general,

para que éstas establezcan el condicionado técnico procedente. Si transcurrido dicho plazo no hubiera solicitado la autorización administrativa de construcción de dicho proyecto de ejecución, la autorización otorgada por la Resolución caducaría.

## 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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.

Los módulos fotovoltaicos seleccionados para la PSF ESPARTERO serán módulos fotovoltaicos monocristalinos de 520 Wp, del modelo JKM520M-7TL4-V de JINKO SOLAR o similar, cuya eficiencia es de un 20,56%.

Estos paneles fotovoltaicos se instalarán sobre una estructura de seguimiento solar, articulada y controlada por un posicionador georeferenciado que va variando su posición respecto a la dirección de la radiación solar directa para aumentar el número de horas/año de irradiación sobre paneles. La tipología de seguidor que se instalará es de seguimiento solar a un eje horizontal con implementación de *backtracking* para evitar la proyección de sombras de una fila del seguidor sobre otra, calculando el ángulo óptimo de giro en cada momento para evitar este fenómeno. Para la elaboración de los estudios del proyecto se

ha considerado el modelo SF7 2Px42 módulos de Soltec, que dispone de 84 módulos en disposición 2V (2 vertical) o similar. La configuración de cada seguidor consta de un motor que une y mueve solidariamente los 84 módulos por seguidor fotovoltaico, que se moverán al unísono en dirección este-oeste a través de un eje norte-sur. La separación entre los seguidores (*pitch*) en la instalación será de 12 metros. Mecánicamente, los seguidores son idénticos, cada uno de ellos están formados por un eje central solidario a los módulos fotovoltaicos movido por una biela accionada por un motor reductor. Las ventajas de este tipo de seguidor son:

- Adaptabilidad del sistema tanto a las dimensiones del terreno como a la geometría del panel e instalación eléctrica.
- Mínima obra civil debido a la mínima sección de los pilares.
- En cada obra se aporta un estudio energético con la ganancia del seguidor según la ubicación geográfica del mismo. Esta ganancia oscila para este tipo de seguidores entre un 28% y un 38%.
- Debido a la sencillez de sus elementos, se necesitan medios básicos auxiliares para su montaje, facilitando así su manejo.
- El mantenimiento se reduce a la conservación de los rodamientos y revisión del conjunto motor-actuador lineal. Ambos sistemas son extremadamente simples, lo que reduce considerablemente las labores de mantenimiento.
- En el supuesto que se averíe el conjunto motor-actuador lineal, responsable del movimiento del seguidor, el sistema puede continuar produciendo electricidad como si fuese un sistema de estructura fijo.
- La durabilidad de estos elementos, debido al tratamiento de acabado (galvanización en caliente) tanto de la totalidad de los elementos como del 100% de la tornillería, aseguran un excelente comportamiento a la intemperie aún en ambientes agresivos.

Los inversores seleccionados para esta planta solar serán del modelo SUNWAY TG2700 1500V TE-640 OD o similar, del fabricante Santerno, cuya corriente de salida máxima es de 2.700 A. Su rendimiento máximo es de un 99,8 %.

El centro de transformación (CT) considerado para la PSF ESPARTERO será del tipo en el que todos los equipos se instalan en el exterior. Existirán 30 CT's cuyo equipo inversor será 1ud x 2.993 kVA / 2ud x 2.993 kVA (5.986 kVA).

El transformador elevador de potencia es el equipo estático encargado de adaptar la energía eléctrica de salida de los equipos inversores a los niveles de tensión de la red a la que se conecta la instalación. El transformador de potencia empleado será trifásico de 3.000 kVA de 33/0,64 kV.

La instalación de baja tensión en corriente continua conecta desde la formación de los *strings* e interconexión de placas hasta la entrada al equipo inversor. Se agruparán 28 paneles fotovoltaicos en serie para formar los *strings*. Se conectarán teniendo en cuenta la polaridad de sus terminales. Los *strings* tendrán una potencia máxima de 14.560 Wp, una intensidad a potencia máxima

de 12,50 A, una tensión a potencia máxima de 1.164,8 V, una intensidad de cortocircuito de 13,23 A y una tensión a circuito abierto de 1.375,92 V.

La conexión de los módulos para formar el *strings* y las prolongaciones hasta la conexión en la caja de *string* correspondiente se realizarán mediante conectores Multi Contact MC4.

El promotor ha realizado un estudio de la energía generada por la planta solar mediante el software PVSyst V6.86 y con los datos meteorológicos de la ubicación que han sido obtenidos de la base de datos de SolarGIS (Tipo año meteorológico TMY P50). 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 ESPARTERO de 453.647 MWh (467.788 MWh brutos), lo cual supone 1.981 horas equivalentes de funcionamiento a plena carga para una potencia pico del parque de 228,971 MW, lo que permitiría reducir la emisión de CO<sub>2</sub> procedente de combustibles fósiles en una cuantía del orden de 2.313.600 toneladas durante los 25 años de vida útil considerados para este cálculo. Por tanto, se espera dejar de emitir unas 92.544 toneladas de CO<sub>2</sub> por año de funcionamiento de la planta<sup>1</sup>. El coeficiente de rendimiento esperado (PR<sup>2</sup>) de la PSF ESPARTERO es de un 81,2% y el factor de capacidad<sup>3</sup> de un 22,6%.

#### 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

---

<sup>1</sup> Se ha utilizado para el cálculo realizado en el presente informe de la CNMC un factor de emisión de 204 gCO<sub>2</sub>eq/kWh, que se corresponde con la estimación para la generación total en España del *mix* eléctrico en 2019.

<sup>2</sup> *Performance Ratio*.

<sup>3</sup> Cociente entre la energía neta generada durante un año y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo año.

electrotécnico para baja tensión; el Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09; el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23, y diversas Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética, Normas UNE<sup>4</sup>, Normas CEI<sup>5</sup> y ordenanzas municipales.

#### *Paneles, inversores y centros de transformación*

Los módulos fotovoltaicos previstos para instalar en la PSF ESPARTERO serán módulos monocristalinos modelo JKM520M-7TL4-V de JINKO SOLAR o similar, de una potencia máxima de 520 Wp.

Estos paneles fotovoltaicos se instalarán sobre una estructura de seguimiento solar a un eje horizontal con separación entre filas o *pitch* de 12 metros. Son seguidores idénticos con una configuración que consta de un motor que une y mueve solidariamente los 84 módulos fotovoltaicos, en dirección este-oeste a través de un eje norte-sur. El mantenimiento se reduce a la conservación de los rodamientos y revisión del conjunto motor-actuador lineal, sistemas muy simples por lo que se reducen considerablemente las labores de mantenimiento. En el supuesto que se averíe el conjunto motor-actuador lineal, responsable del movimiento del seguidor, el sistema puede continuar produciendo electricidad como si fuese un sistema de estructura fijo. La durabilidad de estos elementos, debido al tratamiento de acabado (galvanización en caliente según UNE EN-ISO 1461), aseguran un excelente comportamiento a la intemperie aún en ambientes agresivos. El seguidor cuenta con un sistema de *backtracking* que evita la proyección de sombras de una fila sobre otra, calculando el ángulo óptimo de giro en cada momento para evitar este fenómeno.

Los inversores a instalar en la planta, modelo SUNWAY TG2700 1500V TE-640 OD de Santerno o similar, están formados principalmente de electrónica de potencia, actualmente con tecnología IGBT<sup>6</sup>, y un controlador para la gestión de las conmutaciones y bobinas de salida. Se integran de forma óptima a la red de generación y cuentan con protecciones de entrada en corriente continua (CC) y de salida en corriente alterna (CA), automatización de desconexión de la red por subtensiones, sobretensiones y defectos en frecuencia y fallos de producción,

---

<sup>4</sup> Normas UNE: Acrónimo de 'Una Norma Española'. Son un conjunto de normas, normas experimentales e informes (estándares) creados en los Comités Técnicos de Normalización (CTN) de la Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR).

<sup>5</sup> CEI: Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), conocida por sus siglas en inglés (IEC, *International Electrotechnical Commission*), es una organización de normalización en los campos eléctrico, electrónico y tecnologías relacionadas. está integrada por los organismos nacionales de normalización.

<sup>6</sup> *Insulated Gate Bipolar Transistors* (Transistor Bipolar de Puerta Aislada) que pueden operar virtualmente a cualquier nivel de corriente, lo que hace innecesario conectarlos en paralelo, con lo cual se incrementa notablemente su confiabilidad.

así como reenganche automático. Tendrán una potencia nominal en CA de 2.993 kVA a 25 °C. Contarán con un grado de Protección IP54, un sistema de refrigeración por ventilación forzada con control de velocidad del ventilador y un nivel de ruido inferior a 78 dB. Operarán en un rango de temperatura que va desde -25 °C hasta 62 °C y con una humedad relativa (sin condensación) de entre un 0 y un 95%.

Los centros de transformación (CT) serán de tipo Skid, en el que todos los equipos se instalan en el exterior. Contarán con una UPS<sup>7</sup> local y un cuadro de monitorización. Toda la instalación de los CT's se realizará cumpliendo las indicaciones marcadas por el fabricante del skid, Santerno, que deberá cumplir las normativas correspondientes. Además tendrá a disposición el certificado de calidad y homologación correspondiente a la integración de los equipos dentro del centro.

El CT estará completamente integrado e interconectado interiormente para el correcto funcionamiento de todos los equipos instalados. Dispondrá de:

- Separación física entre BT, MT
- Iluminación interior
- Iluminación de emergencias
- Sistema protección por temperatura de transformador
- Ventilación forzada para los distintos habitáculos (BT, MT)
- Cuadro de SSAA Auxiliares
- Transformador de SSAA: 6 kVA 640/400 V Dyn11 (CT de 2 inversores)
- Cuadro General de Protección de Baja Tensión entre inversor y transformador
- Tierras interiores

El transformador elevador de potencia, equipo estático encargado de adaptar la energía eléctrica de salida de los equipos inversores a los niveles de tensión de la red a la que conectar la instalación, tendrá una potencia nominal de 3.000 kVA, será trifásico, aislado mediante encapsulamiento en aceite, y compuesto por dos devanados arrollados en un núcleo común.

Las celdas de Media Tensión (MT) empleadas en el anteproyecto serán del tipo modulares aisladas en SF<sub>6</sub>, sumando en cada CT una celda de línea y una de protección con interruptor automático para el transformador por cada inversor del CT.

La instalación de Baja Tensión (BT) en Corriente Continua (CC) comprende el sistema que conecta desde la formación de los *strings* e interconexión de placas hasta la entrada al equipo inversor. Se agruparán 28 paneles fotovoltaicos en serie para formar los *strings* que se conectarán teniendo en cuenta la polaridad de sus terminales según las siguientes consignas:

---

<sup>7</sup> *Uninterruptable Power Supply* o Sistema de Alimentación Ininterrumpida (SAI), dispositivo que permite tener flujo de energía eléctrica mediante baterías cuando el suministro eléctrico falla.

- Terminal positivo de un módulo con el terminal negativo del módulo siguiente en el orden de conexión.
- Se emplearán los terminales de conexión dispuestos por el fabricante de los módulos y no se manipularán, cortarán ni empalmarán. Si fuera necesario una adaptación por no poder cubrir longitudes, se consultará a la Dirección Facultativa.

El conductor empleado para la formación de los *strings* hasta su conexión en la caja de *string* será el ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC, de 6 mm<sup>2</sup> de sección, cuya temperatura ambiente de trabajo abarca desde -40 °C hasta +90 °C. Admitirá una temperatura máxima de 120 °C durante 20.000 horas y será resistente a la intemperie.

La conexión de los módulos para formar el *string* y las prolongaciones hasta la conexión en la caja de *string* correspondiente se realizará mediante conectores Multi Contact MC4 de corriente nominal de 30 A, de una tensión máxima de 1.500 V, un grado de protección IP67 y un rango de temperatura que permite su funcionamiento desde -40 °C hasta +90 °C.

La conexión desde las cajas de *strings* hasta la caja combinadora del inversor se realizará mediante conductor directamente enterrado.

Las cajas de agrupación primaria o cajas de *string* serán de Poliéster de doble aislamiento, con grado de protección mínima IP65. En su interior se alojarán tantas bases de fusibles de tamaño 22x58 como sean necesarias para la conexión de *strings*. Se ha diseñado la configuración de cajas de *string* de 24 y 21, siendo un total de 286 Cajas de 24 *strings* y 422 cajas de 21 *strings*. En términos prácticos, se comprarán todas las cajas iguales, de 24 *strings*, para facilitar la distribución en campo. Cada una de estas entradas de *strings* estarán equipadas con protección por fusible. Se instalará además una protección contra sobretensiones y un seccionador de corte en carga para corriente continua de intensidad nominal suficiente para seccionar todos los circuitos de *strings* que agrupa la Caja. Se conectarán teniendo en cuenta la polaridad de sus terminales (terminal positivo a la borna de la caja identificada como polo positivo y terminal negativo a la borna de la caja identificada como polo negativo). Se emplearán los terminales de conexión o punteras, no admitiéndose el hilo retorcido para su inserción en el bornero.

Una vez agrupados los *strings* en paralelo en las cajas de agrupación primaria, hay que transportar la energía eléctrica hasta los inversores. Esta agrupación se realiza en paralelo y se protegen contra sobreintensidades con fusibles de fundido rápido para corriente continua, en sendos polos positivo y negativo de cada circuito de entrada. En la salida, si la suma de todas las intensidades de las protecciones de entrada es inferior a la corriente máxima del circuito de salida, se dispondrá de un interruptor-seccionador. En otro caso, la salida se protegerá mediante seccionadores fusible de corte en carga. El tendido se hará directamente soterrado según Reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT), siguiendo la norma de la instrucción ITC-BT-07 'Redes subterráneas para distribución en baja tensión'.

Entre la salida del inversor y la entrada al transformador se instalará un dispositivo de protección y maniobra que constará de un interruptor–seccionador de corte en carga. Este elemento se sumará a las protecciones que el propio inversor tiene incluidas a la salida.

En el bastidor del inversor, a la salida de los circuitos de corriente alterna, se verificará que existe protección mediante interruptor automático con funciones de protección de sobrecarga y por cortocircuito, además de protección de desequilibrio de corriente, sobre y subtensiones y fallo de frecuencia. Si no existieran estas protecciones, se implementaría en un bastidor independiente de protecciones de baja tensión.

Los servicios auxiliares de la instalación de la planta se considerarán como instalación interior, observándose para ello lo dispuesto en Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, en las instrucciones técnicas complementarias y en las Normas particulares de la empresa Suministradora para la configuración de los puntos de medida. La instalación de intemperie se ejecutará soterrada. La entrada en cuadro de reparto se realizará con prensaestopas, se instalará según instrucción ITC-BT-07 y se tratará como redes de distribución enterradas. Los cuadros de intemperie tendrán IP54.

La instalación en el interior de edificios se ejecutará bajo tubo rígido de PVC o empotrado en obra, según prescripciones ITC-BT-19<sup>8</sup>. En zonas húmedas/mojadas de interior se ejecutará en canalizaciones y cajas estancas IP54. Se dotarán las instalaciones de protecciones de sobre-subtensiones, sobrecarga, contactos directos e indirectos según el mencionado Real Decreto 842/2002 y normas UNE de aplicación.

Respecto a la instalación de puesta a tierra, utilizará dos esquemas de tierra: Aislado de Tierra (Tierra flotante) para la instalación de corriente continua y Esquema TT para corriente alterna y servicios auxiliares (SSAA).

Se conectarán a tierra todas las masas susceptibles a ponerse en tensión en la instalación, incluidas canalizaciones metálicas y red equipotencial de masas. Según la norma ITC-BT 18<sup>9</sup>, todas las instalaciones deben conectarse a una red de tierra. Se procederá a una instalación del tipo TT, realizando una puesta a tierra independiente para el neutro del transformador y otra para la puesta a tierra de la planta fotovoltaica. Se usará un sistema de picas de acero galvanizado con superficie de cobre electrolítico de 14 mm de diámetro y 2 metros de longitud hincadas.

Para la puesta a tierra de la planta fotovoltaica, se aprovechará la apertura de las canalizaciones subterráneas para tender un anillo de cobre desnudo de 1x95 mm<sup>2</sup>, donde conectarán todas las picas de tierra. El sistema de tierras de BT se

---

<sup>8</sup> Prescripciones generales de las instalaciones interiores o receptoras.

<sup>9</sup> Instalaciones de puesta a tierra.

ejecutará a profundidades más elevadas. Desde este anillo se dará tierra a todas las partes metálicas de la instalación que sean susceptibles a estar en tensión (de Baja Tensión). Asimismo, se dará tierra a las estructuras portantes.

Para la puesta a tierra del neutro de los CT's, estas picas se conectarán a una toma de tierra en la caja de registro de tierras para medición y mantenimiento mediante conductor 0,6/1 kV RV-K de 16 mm<sup>2</sup> de sección bajo tubo de 32 mm de diámetro.

En cada posición de cuadro de SSAA (CBT) se conectará una pica y se dará toma mediante soldadura aluminotérmica al anillo y/o mediante brida de conexión y conductor RV-K 0,6/1kV 1x16mm<sup>2</sup> de cobre para dar tierra al cuadro. Todos los circuitos de salida de los CBT se repartirán con su correspondiente cable de tierra con sección igual a la de los conductores activos.

#### *Red de media tensión (MT)*

El circuito de interconexión en MT es el circuito eléctrico en MT desde la salida de los CT's hasta el punto de conexión. Por tanto, este circuito transporta toda la energía del parque en nivel de MT de 33 kV. Este circuito discurrirá por canalización subterránea enterrado directamente, lo mismo que desde el último CT de la línea hasta el centro de seccionamiento. Este trazado consistirá en una franja reservada para la evacuación a la subestación.

#### *Monitorización*

Para el adecuado funcionamiento de la planta fotovoltaica, desde el centro de control se instalará un Sistema Integrado de Control y Protección que monitorizará las variables de generación en dos niveles:

- Primer nivel en el CT: En los CT's se localizan los sistemas de control de las comunicaciones que realiza la adquisición de datos de los inversores. La comunicación entre los CT's se realiza mediante conductor de fibra óptica que conecta un conjunto de centros en forma de anillo para después evacuar la información a la sala de control.
- Segundo nivel en el Centro del Control: En la sala de control del parque, en el edificio de operación y mantenimiento, se localizan los servidores que recogen toda la información del mismo. El servicio de monitorización incluye un software de gestión y un archivo histórico con la base de datos adquiridos en el campo. Este software será el encargado de limitar la energía inyectada a la red.

El servidor central conforma el Sistema de gestión, donde se instalarán el SCADA<sup>10</sup> y la base de datos. Este sistema de gestión concentrará la información sobre el estado en tiempo real de la planta y de sus principales elementos, gestionará el funcionamiento de la planta y permitirá la exportación de gráficos, informes y alarmas.

---

<sup>10</sup> *Supervisory Control And Data Acquisition* (Supervisión, Control y Adquisición de Datos): Software para ordenadores que permite controlar y supervisar procesos industriales a distancia.

El sistema podrá ser accesible por diferentes usuarios, tendrá soporte para los diferentes tipos de sistemas operativos y podrá ser utilizado en PCs, móviles y tablets.

#### *Sistemas de Seguridad y Antiintrusismo*

El sistema de seguridad dispondrá de las tecnologías de vigilancia y detección necesarias para garantizar la seguridad de la planta fotovoltaica. Estará permanentemente conectado a la sala de control del edificio de Operación y Mantenimiento y al sistema de comunicación de la subestación. Contará con baterías o SAI para proporcionar un periodo de al menos tres horas de funcionamiento ininterrumpido en caso de fallo de alimentación de corriente.

El sistema de seguridad de la planta se compone de los siguientes elementos:

- Sistema de control de acceso: Permite acceder a la planta solo a personal autorizado, para lo cual habrá detectores de presencia de intrusos dentro de la sala de control del edificio de Operación y Mantenimiento. El sistema de control de accesos tendrá tres funciones: el registro, el almacenamiento e identificación de los trabajadores y visitantes y el control de ingreso a las diferentes áreas internas.
- Sistema de detección video vigilancia mediante cámaras fijas IR (térmicas) y/o tipo Domo y grabadoras digitales: Estas cámaras se dispondrán a lo largo del perímetro de la planta y, en función de la morfología y tamaño de la misma y de las características de los equipos (cámaras) adoptados, se determinará el número y disposición de ellas. Se situarán en postes de unos tres metros de altura situados de tal manera que se vigile todo el perímetro del parque y no haya puntos ciegos. Se instalarán a su vez luces de disuasión. La localización propuesta para la instalación de estas cámaras es una por cada centro de seccionamiento. Se instalarán dos cables de fibra óptica de manera independiente para la comunicación de las cámaras.
- Detectores de Intrusión: Se deberá de hacer un diseño detallado que garantice la detección de cualquier intruso dentro de la sala de control del edificio de Operación y Mantenimiento. Los detectores deberán ser de movimiento, insensibles a ruidos tales como truenos o vehículos circulantes por las cercanías.
- Software de control de acceso: Los computadores serán dedicados y no tendrá que estar en línea para que el sistema funcione. El sistema permitirá la asignación de claves para operadores con privilegios configurables.

#### *Subestaciones*

Respecto a la subestación elevadora propia de la planta fotovoltaica, la SE 33/220 kV Espartero, cumplirá con lo establecido en 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, aprobado en el Real Decreto 337/2014, y en 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, aprobado en el Real Decreto 223/2008.

Las distancias mínimas de seguridad en la subestación han sido calculadas según se establece en el mencionado Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de Alta Tensión (ITC-RAT 12 del Real Decreto 337/2014 'Aislamiento').

Para la apertura y cierre de los circuitos de línea y transformador de potencia en carga, se ha previsto la instalación de interruptores automáticos unipolares de SF<sub>6</sub> para intemperie.

Para poder efectuar los necesarios seccionamientos, se ha previsto el montaje de seccionadores formados por tres polos independientes, montados sobre una estructura común. Cada fase consta de tres columnas de aisladores. Estos seccionadores van provistos de unas cuchillas de puesta a tierra, con mando independiente, que llevan un enclavamiento mecánico que impide cualquier maniobra estando las cuchillas principales cerradas. Los accionamientos de los seccionadores principales tendrán mando eléctrico y el del seccionador de tierra tendrá mando manual.

Se instalará un sistema integrado de control y protecciones que combinará las funciones de control local, protecciones y telecontrol. El sistema de control de la subestación se divide en los siguientes niveles:

- Nivel 0: Local. Será preferente y se accionará desde el gabinete de la propia apartamentada. Se considera que pertenece a este nivel el conjunto de equipos primarios de la subestación (interruptores, seccionadores, transformadores, etc.) y sus elementos de interfase con el sistema de protección y control (transformadores de medida, bobinas de accionamiento, etc.).
- Nivel 1: Local. Mando de segundo nivel que se accionará desde la oficina de operación de la propia subestación o terminal Hombre-Máquina en el gabinete de control de la sala eléctrica. El nivel 1 corresponde a los equipos conectados directamente al nivel 0, denominados unidades de control de posición (UCP), para cada una de las posiciones del parque, funciones de protección, control, adquisición de datos, medida, lógica programable, calidad de servicio y monitorización
- Nivel 2: Unidad Central o Nivel SCADA y actuaciones remotas (las actuaciones de seguridad remotas serán preferentes a cualquier mando local). Corresponde al conjunto de equipos centrales del sistema, la Unidad Central de Subestación (UCS), que se comunica de forma digital con los equipos de posición y realizan las funciones globales del sistema, tales como: automatismos, operación local, registros de sucesos, informes de faltas e incidencias.

La medida para facturación se realizará en el lado de 220 kV, con punto de medida principal en la parte de alta tensión del transformador, mientras que la medida comprobante se situará en el otro extremo de la línea, en la SET Colectora 220 kV.

Se instalará un sistema de telecomunicaciones mediante fibra óptica de tecnología monomodo. Las telecomunicaciones tanto para las protecciones diferenciales de línea y teledisparo como para el telecontrol entre subestaciones se harán a través de la fibra óptica instalada en el cable de tierra aéreo.

La refrigeración de los transformadores es ONAN<sup>11</sup>/ONAF<sup>12</sup> mediante radiadores adosados a la cuba (con independización mediante válvulas) y ventiladores accionados por termostato.

Las protecciones propias de cada transformador consisten en:

- Dos indicadores magnéticos de nivel de aceite, uno para el aceite de la cuba del transformador y otro para el aceite del regulador, con contacto de alarma por nivel bajo.
- Dispositivo liberador de presión con contactos de alarma y disparo.
- Relés Buchholz de dos flotadores con contacto de alarma y disparo (uno para el transformador y otro para el regulador).
- Termómetro de contacto indicador de temperatura del aceite del transformador, con cuatro micro interruptores ajustados con los siguientes usos: disparo y alarma por temperatura.

Para la puesta a tierra del sistema de media tensión en la subestación se instalará un transformador Zigzag conectado a las bornas de baja tensión de cada transformador de potencia. Las protecciones propias de la reactancia serán termómetro, válvula de alivio de sobrepresión, relé Buchholz y nivel anormal de aceite. En cada una de las fases y en el neutro lleva incorporados transformadores de intensidad tipo Bushing para protecciones. Como protección de sobre-intensidad en las fases se emplea un relé trifásico, instantáneo, y para la protección de sobre-intensidad homopolar, un relé de acción diferida y tiempo inverso.

El diseño de la red de tierras inferiores debe considerar que el sistema de puesta a tierra tenga las características apropiadas para despejar las corrientes de fallas esperadas, de forma que se obtengan niveles seguros de potencial de paso y contacto. Se cumplirán las disposiciones recogidas en la ITC-RAT-13.3 'Elementos de las instalaciones de Puesta a tierra y Condiciones de montaje'.

Se realizará la red de puesta a tierra principal enterrada formando una retícula de 3,5x3,5 metros. El conductor principal de malla tendrá una sección de 95 mm<sup>2</sup> y conductor de cable de cobre electrolítico según norma EN 60228 'Conductores de cables aislados'. Los límites de la malla de puesta a tierra se extenderán al menos 1,25 metros hacia el exterior del cierre de la subestación. Todas las conexiones de la red base subterránea se realizarán mediante soldadura aluminotérmica (tipo Cadwell). Se reforzará en los extremos de la malla con picas para disminuir las tensiones de contacto y paso. Las salidas aéreas de los

---

<sup>11</sup> Aceite y refrigeración natural.

<sup>12</sup> Aceite con circulación natural y refrigeración del aire mediante ventilación forzada.

conductores de puesta tierra se realizarán lo más pegadas posible al hormigón de la cimentación.

Se pondrán a tierra las partes metálicas de una instalación que no estén en tensión normalmente pero que puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones (los chasis y bastidores de aparatos de maniobra, los envolventes de los conjuntos de armarios metálicos, las puertas metálicas de los locales, las vallas y cercas metálicas, las columnas, soportes, pórticos, etc.).

El transformador de servicios auxiliares de la subestación tendrá tres conexiones de puesta tierra: estructura, equipo y neutro de BT.

Las puestas a tierra de protección y de servicio se conectarán entre sí, constituyendo una instalación de tierra general.

Además, con el objeto de proteger los equipos e infraestructuras de descargas atmosféricas directas, la subestación está dotada con una red de tierras aérea, unida a la malla de tierra de la instalación, garantizando una unión eléctrica adecuada. Se instalarán pararrayos con dispositivo de cebado, según Norma UNE 21186 'Protección contra el rayo mediante pararrayos con dispositivo de cebado'.

Respecto al sistema de seguridad, la subestación dispondrá de las tecnologías de vigilancia y detección necesarias para garantizar su seguridad, y estará permanentemente conectado al centro de control y comunicación de la misma.

El sistema contará con baterías o SAI (Sistema de Alimentación Ininterrumpido) para proporcionar un periodo de al menos tres horas de funcionamiento ininterrumpido en caso de fallo de alimentación de corriente. Este sistema estará formado por los siguientes elementos:

- a) Sistema automático de detección de incendios: Consistirá en un sistema que, mediante detectores de humo de tipo iónico situados en sala de control, baterías y telecomunicaciones, detectores de humo de tipo térmico-termovelocimétrico situados en el transformador de servicios auxiliares y un sistema de alarmas activadas mediante pulsadores manuales, permita detectar cualquier incendio que pueda existir en la subestación. Además, se instalarán en el interior de la subestación extintores móviles.
- b) Sistema de detección video vigilancia: El sistema de circuito cerrado de televisión (CCTV) contará con Cámaras fijas IR, cámara Tipo Domo y grabador Digital. El número y disposición de cámaras se determinará en función de la morfología y tipo de sistema de seguridad existente en la planta fotovoltaica. Además se deberá de hacer un diseño detallado que garantice la detección de cualquier intruso dentro de la sala de control, con detectores de movimiento, insensibles a ruidos tales como truenos o vehículos circulantes por las cercanías.
- c) Sistema de control de acceso: Se requieren dos controles de acceso similares, uno para la puerta peatonal de acceso a la subestación y otro para la puerta

de acceso al Edificio de Control, por medio de tarjetas magnéticas identificadoras de personal autorizado. Además se requieren los Detectores de Presencia de Intrusos necesarios dentro del Edificio de Control. El sistema de control de accesos tendrá tres funciones: el registro, almacenamiento e identificación de los trabajadores y visitantes y el control de ingreso a las diferentes áreas internas. Este sistema estará instalado en computadores dedicados que no necesiten estar en línea para funcionar. Además, tendrá un sistema de asignación de claves con privilegios configurables para los operadores.

- d) Sistema de supervisión
- e) Sistema de Integración

Por otra parte, la instalación contará con un sistema de alumbrado adecuado con los niveles luminosos reglamentarios. El alumbrado normal se llevará cabo mediante armaduras semiestancas equipadas con equipos de fluorescencia en alto factor. Su distribución será empotrada en falso techo en la zona de control, y de forma uniforme evitándose sombras y zonas de baja luminosidad que dificulten las labores de control y de explotación. En los puntos que así se requiera se dispondrá de un alumbrado localizado que refuerce al general de la instalación. Los circuitos de alumbrado se alimentarán desde el cuadro de Servicios Auxiliares donde se dispondrán los interruptores magnetotérmicos de protección de los diferentes circuitos, así como los dispositivos de protección diferencial de los mismos. El edificio estará dotado de los sistemas de alumbrado de emergencia necesarios de arranque instantáneo ante la ausencia de la tensión principal.

Además, la subestación tendrá un cerramiento a lo largo de todo su perímetro de al menos 2,5 metros de altura, que será de valla metálica de acero galvanizado reforzado, rematado con alambrada de tres filas, con postes metálicos, embebidos sobre murete corrido de hormigón de 0,3 metros de altura y que dispondrá de puertas de acceso de vehículos de 6 metros de anchura, de tipo abatible. Además habrá un cerramiento independiente para separar la zona de aparcamiento de la zona del edificio de control.

En que respecta a nueva subestación denominada SE 2 Colectora, desde donde evacuarán varias centrales fotovoltaicas mediante una línea aérea en el nivel de 220 kV, estará compuesta por un parque colector de intemperie a 220 kV en configuración de simple barra compuesto por seis posiciones de línea, que conectarán cada una con las correspondientes líneas colectoras de 220 kV provenientes de las subestaciones elevadoras de 220 kV de los diferentes parques y un embarrado principal formado por tubos Al-Ac en el exterior.

Para la totalidad de la Subestación SE 2 Colectora se prevé una zona poligonal de una superficie aproximada de 5.268 m<sup>2</sup> limitada y protegida con un cierre de valla de 2,40 metros de altura mínima, para evitar contactos accidentales desde el exterior y el acceso a la instalación de personas extrañas a la explotación. En el interior del recinto indicado se implantará un Edificio de Control para los promotores, de dimensiones exteriores 21 metros de largo por 10 metros de ancho. En la zona intemperie se han previsto pasillos y zonas de protección de

embarrados, aparatos y cerramiento exterior, que cumplimentan la ITC-RAT 15<sup>13</sup>, apartados 3 y 4. Por este motivo se colocará el aparellaje sobre soportes metálicos galvanizados de altura conveniente.

En el cerramiento se ha previsto una puerta peatonal y otra de cinco metros con vial interior para que un camión-grúa realice con facilidad la carga y descarga tanto de las máquinas como de la aparamenta y demás elementos.

Para aislamiento en aire, los aisladores serán de línea de fuga mínima de 6.125 mm en 220 kV, equivalente a 25 mm/kV (línea de fuga normal), referida a la tensión nominal más elevada para el material de 245 kV.

El interruptor automático de 220 kV será de mando unipolar, con cámaras de corte en SF<sub>6</sub>.

El seccionador de línea de 220 kV será de tipo rotativo de tres columnas de mando tripolar motorizado, con cuchillas de puesta a tierra de mando manual.

Las relaciones de transformación, potencias y clases de precisión se adaptarán a lo especificado en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico (Real Decreto 1110/2007) y al sistema de protección y medida y sus instrucciones técnicas complementarias.

Los sistemas auxiliares de corriente alterna y corriente continua se materializarán en cuadros que deberán ser capaces de soportar sin daño o deformaciones permanentes las solicitudes mecánicas y térmicas producidas por el paso de la intensidad nominal de cortocircuito durante un segundo. Los interruptores automáticos montados en el interior de los compartimentos de distribución deberán estar diseñados de acuerdo con lo indicado en la Publicación 157-1 de la CEI.

Se ha proyectado, además, la instalación de un grupo electrógeno con potencia suficiente para realizar la operación normal de la subestación, en cuanto a los servicios esenciales se refiere. Esta fuente alimentará al Cuadro Principal de Corriente Alterna. La conmutación de las fuentes de alimentación principales es automática y se realiza en el Cuadro Principal de Corriente Alterna mediante un autómatas programable.

Se ha previsto un Sistema de control y protección que incluye:

- a) Cuadro de control: Los armarios de control de las instalaciones de 220 kV contendrán debidamente montados, conexionados y presentados en el frontal con esquema-sinóptico los conmutadores de mando y posicionado, elementos de señalización y alarmas. También se instalarán convertidores de medida para distintas magnitudes eléctricas.
- b) Protecciones: Se prevén dos paneles de protecciones con las funciones de:

---

<sup>13</sup> Instalaciones eléctricas de exterior.

- ⇒ Protecciones de enlace o interconexión con subestación de entrega de energía: En el frontal de los paneles se montarán los relés que materializan el sistema de protecciones, que son probablemente una de las partes más importantes del diseño completo de un sistema de potencia. Para un funcionamiento óptimo del parque fotovoltaico es necesario garantizar una coordinación entre las protecciones propias de los mismos, las de la propia subestación y las de la Red de Transporte.
- ⇒ Las protecciones de desconexión de la instalación tienen por objeto impedir el mantenimiento de tensión por parte de la subestación en las redes que queden en isla ante defectos en la red, desconectar la subestación de la red en caso de que aparezca un defecto interno y permitir el funcionamiento normal de las protecciones y automatismos de la red receptora.

Las protecciones que se equipan en esta Subestación son las siguientes:

- a) Protecciones obligatorias en la interconexión:
  - ⇒ Protección de máxima tensión.
  - ⇒ Protección de mínima tensión.
  - ⇒ Protección de máxima y mínima frecuencia.
  - ⇒ Protección de máxima tensión homopolar.
  - ⇒ Tres relés instantáneos de máxima intensidad.
  - ⇒ Protección de sobreintensidad direccional de neutro.
  - ⇒ Protecciones de sincronismo y reenganche.
- b) Protecciones exigidas en la interconexión: Doble protección diferencial longitudinal de línea con respaldo de distancia con reenganchador y fallo de interruptor.

Hay además un equipo de teledisparo que provocaría la apertura del interruptor del lado opuesto de la línea de evacuación.

Respecto al Sistema de Puesta a Tierra de la subestación, será único para la totalidad de las instalaciones, y deberá asegurar el funcionamiento de las protecciones garantiza la limitación del riesgo eléctrico en caso de defectos de aislamiento, manteniendo las tensiones de paso y de contacto por debajo de los valores admisibles, según la ITC-RAT13. Se propone para una puesta a tierra única que comprenda:

- Las puestas a tierra de protección que conectarán los siguientes elementos: estructuras, herrajes, chasis, bastidores, armarios, vallas metálicas y puertas, cuba de transformador, pantallas de los cables y otros.
- Las puestas a tierra de servicio, que comprenden: neutros de transformadores de potencia, circuito de BT de los transformadores de medida, autoválvulas, elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra, aparatos y equipos que lo precisen para su funcionamiento.

El diseño de la puesta a tierra para todos los niveles de tensión consistirá en una malla de toma de tierra en el parque de 220 kV, con conductor de 120 mm<sup>2</sup> de cobre, desnudo, separados 5 metros aproximadamente, instalados a una profundidad mínima de 0,60 metros, con picas al menos en los extremos de cada tramo la malla, de acero cobreadas de 2 metros de longitud y 20 mm de diámetro.

Además se prevén dos líneas perimetrales al cerramiento, una interior y otra exterior, ambas a un metro de distancia del mismo. De dicha malla y también con cable de 120 mm<sup>2</sup>, se derivará mediante soldadura aluminotérmica a los distintos soportes y aparatos del parque, para su puesta a tierra por medio de piezas de conexión. Todos los conductores que emerjan del terreno llevarán en ese tramo protección mecánica y aislamiento con tubo de PVC rígido. Esta malla se conecta al edificio control, desde el punto más próximo hasta una caja de conexión y verificación de las tierras, situado en el edificio de la que partirán a su vez las derivaciones, de 120 mm<sup>2</sup> de sección, Cuadros de Control y BT, incluso el anillo perimetral del edificio al que se conectará el mallazo de reparto.

#### *Línea de evacuación*

##### *Primer tramo (hasta la SE Colectora)*

La línea eléctrica de evacuación a 220 kV tendrá capacidad de transporte suficiente para evacuar la energía eléctrica generada en la PSF ESPARTERO desde la SE ESPARTERO 33/220 kV hasta la SE COLECTORA 220 kV. La longitud total de la línea de evacuación será de 11.592 metros y estará constituida en su totalidad en aéreo y en simple circuito. Los materiales a emplear en la instalación tendrán un aislamiento que estará dimensionado, como mínimo, para una tensión más elevada de 245 kV y mecánicamente para el conductor LA-180 (147-AL1/34-ST1A).

El conductor a utilizar en la línea aérea es el LA-180 (147-AL1/34-ST1A) con dos conductores por fase (dúplex), es un conductor de aluminio-acero galvanizado.

El cable de protección de la línea aérea de alta tensión será doble cable de protección. El cable compuesto tierra-óptico seleccionado en el proyecto es el OPGW-48.

Los apoyos han sido seleccionados del catálogo del fabricante IMEDEXSA, fabricante que construye apoyos cumpliendo con las características indicadas en el Real Decreto 223/2008. Se han seleccionado los apoyos más apropiados consultando al fabricante en función de los esfuerzos que ha de resistir y las alturas que tienen que mantener. Todos los apoyos son torres tronco piramidal de sección construida con perfiles angulares galvanizados, unidos mediante tornillería. El fuste tronco piramidal se ancla al terreno con cimentación independiente en cada pata.

El aislamiento estará formado por cadenas de aisladores de vidrio para poder soportar un nivel de contaminación ligero, clasificado en el Real Decreto 223/2008 como Zona I. Se justifica la elección de Zona II (nivel de contaminación media) para garantizar una mayor seguridad. El aislador a utilizar en este proyecto ha sido seleccionado del catálogo de SGD La Granja o similar, en concreto, el aislador U210B.

En todo lo referente a empalmes, conexiones y retenciones se tendrá que cumplir lo indicado en el artículo 2.1.6 de la ITC-07 del Real Decreto 223/2008. Los empalmes de los conductores se realizarán mediante piezas adecuadas a la

naturaleza, composición y sección de los conductores. Tanto el empalme como la conexión no deben aumentar la resistencia eléctrica del conductor. Los empalmes deberán soportar sin rotura ni deslizamiento del cable el 95% de la carga de rotura del cable empleado. Queda prohibida la ejecución de empalme en conductores por la soldadura de los mismos. En general los empalmes no se realizarán en los vanos sino en los puentes flojos entre cadenas de amarre. En cualquier caso, se prohíbe colocar en la instalación de la línea más de un empalme por vano y conductor. Solamente en la explotación, en concepto de reparación de una avería, podrá consentirse la colocación de dos empalmes.

Cuando se trate de la unión de conductores de distinta sección o naturaleza, es preciso que dicha unión se efectúe en el puente de conexión de las cadenas de amarre. Las piezas de empalme y conexión serán de diseño y naturaleza tal que eviten los efectos electrolíticos, si éstos fueran de temer, y deberán tomarse las precauciones necesarias para que las superficies en contacto no sufran oxidación.

Por otra parte, para disminuir los esfuerzos debidos a vibraciones a los que se someten los conductores de fase, se utilizarán amortiguadores del tipo Stockbridge, accesorio que comprende un cable portador con un peso en cada extremo y una grapa atornillada que puede fijarse a un conductor o cable de tierra con la intención de amortiguar la vibración eólica.

En cuanto a los apoyos de la línea, dispondrán de cimentación tetrabloque circular con cueva, compuesta de cuatro bloques independientes y secciones circular y cónica. Serán de hormigón en masa de calidad HM-25 y deberán cumplir lo especificado en la Instrucción de Hormigón Estructural EHE 08.

Respecto a la protección de la avifauna, para evitar que las aves colisionen con las líneas se colocará un salvapájaros en espiral, modelo SPD-17,51/21,8, cada 10 metros alternamente en los conductores de protección.

El sistema de puesta a tierra de los apoyos se realizará teniendo en cuenta lo especificado en el apartado 7 de la ITC-07 del Reglamento de Líneas de Alta Tensión (Real Decreto 223/2008), considerando que la línea dispone de un sistema de desconexión automática con un tiempo de despeje inferior a un segundo. El diseño del sistema de puesta a tierra deberá cumplir los siguientes criterios básicos:

- Resistencia a los esfuerzos mecánicos y a la corrosión.
- Resistencia desde un punto de vista térmico.
- Garantizar la seguridad de las personas con respecto a tensiones que aparezcan durante una falta a tierra.
- Proteger de daños a propiedades y equipos y garantizar la fiabilidad de la línea.

El diseño del sistema de puesta a tierra dependerá de cada tipo de apoyo según su ubicación:

- a) Apoyos no frecuentados (NF): En este caso, se realizará para cada pata una toma de tierra en función del tipo de cimentación (cimentación en tierra, mixta o en roca). La toma de tierra se completará con la instalación de una zanja de 0,40 metros de ancho y 0,6 metros de profundidad, constituyendo un anillo situado alrededor del apoyo a un metro de los montantes. En el caso de terreno de roca la profundidad será de 0,40 metros y en zona agrícola la profundidad será de 0,80 metros. El anillo de puesta a tierra estará constituido por varillas de acero descarburado de 120 mm<sup>2</sup> de sección, utilizándose varilla doble separada 0,40 metros entre sí.
- b) Apoyos frecuentados (F): En este caso, se realizará para cada pata una toma de tierra igual que para el caso de los apoyos no frecuentados y se completará con la realización de un primer anillo. El sistema de puesta a tierra se completará con la instalación de dos anillos constituidos por varillas de acero descarburado de 113 mm<sup>2</sup> de sección, utilizándose varilla doble separada 0,40 metros entre sí.

En todos los apoyos se instalará una placa señalización de riesgo eléctrico, donde se indicará la tensión de la línea, el titular de la instalación y el número del apoyo. La placa se instalará a una altura del suelo de tres metros en la cara paralela o más cercana a los caminos o carreteras, para que pueda ser vista fácilmente.

#### *Segundo tramo (desde la SE Colectora hasta la SET Brazatortas)*

Respecto a la línea aérea de alta tensión de 220 kV, de circuito simple, cuyo origen está en el pódico de la subestación SE 2 Colectora hasta la SET Brazatortas, propiedad de REE, que recolecta la energía generada por varias centrales de generación eléctrica con tecnología solar fotovoltaica, de 460 metros de longitud, que discurrirá por el término municipal de Brazatortas (Ciudad Real), habrá de cumplir lo especificado en el Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto<sup>14</sup>. Las medidas protectoras y correctoras que se han tenido en cuenta para minimizar la afección medioambiental son las siguientes:

- La fijación de las cadenas de aisladores en las crucetas se realizará a través de cartelas que permitan mantener una distancia mínima de 0,70 metros entre el punto de posada y el conductor.
- No se instalará ningún puente para el paso de conductores por encima de la cabeza de los apoyos.
- Tanto los conductores de fase a utilizar, denominados LA-380, de aluminio con alma de acero, de diámetro 25,4 mm, así como el cable de Comunicación denominado OPGW con un diámetro de 17 mm, los hacen fácilmente visibles para evitar la colisión de las aves. Aún así, se prevé instalar dispositivos salvapájaros en el cable de tierra y/o comunicación cada 10 metros.
- La señalización del tendido eléctrico se realizará inmediatamente después del izado y tensado de los hilos conductores, estableciéndose un plazo máximo de 5 días entre la instalación de los hilos conductores y su balizamiento.

---

<sup>14</sup> Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.

Las medidas a tomar con respecto a los terrenos serán:

- Todos los movimientos de tierra se ejecutarán con riguroso respeto a la vegetación natural, evitando afectar a las comunidades vegetales de las laderas. Para ello se han ubicado los apoyos de la línea, siempre que ha sido posible, en terrenos de cultivo.
- Se aprovecharán al máximo los caminos existentes para la construcción y el montaje.
- Se ha evitado ubicar apoyos en taludes y en caso necesario se ha efectuado en la parte más baja del talud.
- Se prevé la instalación de una campa para acopio y servicios auxiliares relacionados con la construcción de la línea, próxima a la SE 2 Colectora.

Los apoyos a utilizar en la construcción de la línea aérea serán del tipo metálicos de celosía, de perfiles angulares atornillados, de cuerpo formado por tramos troncopiramidales cuadrados, con celosía doble alternada en los montantes y las cabezas prismáticas también de celosía, pero con las cuatro caras iguales. Los apoyos dispondrán de una cúpula para instalar el cable de guarda con fibra óptica por encima de los circuitos de energía, con la doble misión de protección contra la acción del rayo y comunicación. Las cimentaciones de los apoyos serán de hormigón en masa HM-20/B/20/IIa, de una dosificación de 200 kg/m<sup>3</sup> y una resistencia mecánica de 200 kg/m<sup>2</sup>, del tipo fraccionada en cuatro macizos independientes

Los conductores de fase a utilizar en la construcción de la línea serán del tipo Aluminio-Acero LA-380, siendo dos conductores por fase dispuestos al tresbolillo.

Todos los apoyos se conectarán a tierra con una conexión independiente y específica para cada uno de ellos. Se puede emplear como conductor de conexión a tierra cualquier material metálico que reúna las características exigidas a un conductor según el apartado 7.2.2 de la ITC07<sup>15</sup> del RLAT, de forma que deberán tener una sección tal que puedan soportar sin un calentamiento peligroso la máxima corriente de descarga a tierra prevista durante un tiempo doble al de accionamiento de las protecciones. En ningún caso se emplearán conductores de conexión a tierra con sección inferior a los equivalentes en 25 mm<sup>2</sup> de cobre según el apartado 7.3.2.2 de la ITC07. Las tomas de tierra deberán ser de un material, diseño, colocación en el terreno y número apropiados para la naturaleza y condiciones del propio terreno, de modo que puedan garantizar una resistencia de difusión mínima en cada caso y de larga permanencia. Además, el sistema de puesta a tierra deberá cumplir los esfuerzos mecánicos, de corrosión, resistencia térmica, la seguridad para las personas y la protección a las propiedades y equipos exigida en el apartado 7 de la ITC07. Para el caso de los apoyos tetrabloque, se colocará un electrodo horizontal dispuesto en forma de anillo enterrado como mínimo a una profundidad de un metro. A dicho anillo se conectarán cuatro picas de 20 mm de

---

<sup>15</sup> Líneas aéreas con conductores desnudos.

diámetro y 2.000 mm de longitud, conectadas mediante un cable desnudo de cobre de 50 mm<sup>2</sup>, atornillado a la estructura de la torre. Una vez completada la instalación de los apoyos con sus correspondientes electrodos de puesta a tierra, se comprobará que las tensiones de contacto medidas en cada apoyo son menores que las máximas admisibles.

Todos los apoyos irán provistos de una placa de señalización en la que se indicará: el número del apoyo (correlativos), tensión de la Línea (220 kV) y símbolo de peligro eléctrico y logotipo de la empresa. En cada apoyo se marcará el número de orden que le corresponda de acuerdo con el criterio de la línea que se haya establecido.

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 establecer las directrices generales encaminadas a disminuir, en lo posible, los riesgos de accidentes laborales y enfermedades profesionales, así como a la minimización de las consecuencias de los accidentes que se produzcan durante la ejecución de los trabajos de instalación de la PSF ESPARTERO, mediante la planificación de la medicina asistencial y de primeros auxilios. Este Estudio contempla medidas que alcanzan a todos los trabajos a realizar por el contratista principal y subcontratas y aplica la obligación de su cumplimiento a todas las personas de las distintas organizaciones que intervengan en la ejecución de los mismos.

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

Con fecha 5 de julio de 2019 REE, en su calidad de Operador del Sistema y Gestor de la red de transporte, emitió escrito de contestación a la solicitud de acceso coordinado a la Red de Transporte en la actual subestación Brazatortas 220 kV para nuevas instalaciones de generación renovable —entre las que se encuentra la PSF ESPARTERO— hasta un contingente total de 450,49 MW instalados/336 MW nominales, realizada por ENEL GREEN POWER en su calidad de Interlocutor Único del Nudo (IUN<sup>16</sup>) para la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión a la red de transporte. Por otra parte, se nombran un conjunto de instalaciones de generación con previsión de conexión prevista a Brazatortas 220 kV por un contingente total de 248,98 MW instalados / 224 MW nominales de generación renovable que se excluyen de la solicitud para ajustarse a la capacidad de conexión.

La conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en el actual nudo de la red de transporte Brazatortas 220 kV, a través de una nueva posición de la red de transporte que, aun no planificada de forma expresa en la planificación vigente en la fecha de emisión del escrito, es considerada

---

<sup>16</sup> El IUN tiene el cometido de facilitar la interlocución con REE y la tramitación de los procedimientos de acceso y conexión, de manera conjunta y coordinada, para todas las instalaciones de generación que vayan a conectarse a un determinado nudo, actuando en representación de sus promotores.

como instalación planificada en dicha subestación según la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Se trata de una nueva posición de línea que permitiría la conexión de la línea de evacuación 'Brazatortas-SE Colectora Brazatortas 220 kV', línea que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte (instalaciones ambas —posición y línea de evacuación— que constituyen la instalación de enlace con una configuración Tipo A según el P.O.12.2<sup>17</sup>), que compartirán las instalaciones de generación incluidas en la solicitud.

REE ha realizado los estudios de capacidad de la red de ámbito zonal y nodal según los escenarios de demanda y generación establecidos en el P.O.12.1<sup>18</sup>, que permiten valorar las capacidades de producción y conexión<sup>19</sup> cumpliendo los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema incluidos en dicho P.O. Los estudios se han realizado según el escenario energético y de desarrollo de red de medio plazo establecido en la planificación vigente<sup>20</sup> a la fecha de emisión del escrito de REE, denominado horizonte 2020 (H2020). Con estas consideraciones, los estudios técnicos concluyeron, en el ámbito nodal, para el actual nudo de Brazatortas 220 kV, que la conexión del contingente de generación de 450,49 MW instalados/336 MW nominales resulta técnicamente viable, coincidiendo con el límite normativo asociado a la potencia de cortocircuito (336 MW<sub>prod</sub>), aplicable en el procedimiento de acceso a la generación no gestionable (según establece el Real Decreto 413/2014). En consecuencia, se alcanzaría la capacidad máxima admisible (450,49 MW<sub>ins</sub>/336 MW<sub>nom</sub>) en la SE Brazatortas 220 kV para la conexión de nuevas instalaciones de generación no gestionables adicionales a las consideradas.

Por otra parte, REE recuerda que, aunque otras condiciones de funcionamiento del sistema (capacidad por flujo de cargas o por condicionantes de estabilidad transitoria) no resultan de aplicación a efectos de denegación en el procedimiento de acceso desde el punto de vista reglamentario, resultan

---

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

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

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

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

[MW<sub>ins</sub>: Potencia instalada de generación según RD 413/2014, excepto Potencia nominal (MW<sub>nom</sub>) para generación fotovoltaica]

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

decisivas, ya que constituyen una limitación técnica fundamental de aplicación a todas las instalaciones de generación en la operación en tiempo real.

Asimismo, REE indica que, considerando el elevado contingente de generación con expectativas de acceso y conexión en los nudos de la red de transporte ubicados en la Comunidad de Castilla-La Mancha (más de 18.000 MW) y en la Comunidad adyacente (más de 8.000 MW en Madrid), se configuran escenarios futuros con muy elevada incertidumbre pero que, en todo caso, podrían suponer restricciones de producción que podrían ser relevantes en función de las condiciones de operación, por lo que está abordando estos análisis cuyos resultados se harán públicos contribuyendo a estimar la magnitud y riesgo de dichas restricciones o condicionantes de carácter técnico.

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

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 Brazatortas 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 debido a que el estudio se limita a una evaluación indicativa. De hecho, dicha evacuación de generación podría estar sometida a limitaciones zonales, que podrían ser severas en escenarios de alta producción renovable en la zona, consecuencia de los planes de instalación de generación que se pudieran llevar a cabo.
- La capacidad de evacuación máxima admisible efectiva en el nudo en los distintos escenarios de operación podría ser inferior a la derivada de los estudios de capacidad, en función del escenario global de generación y de las condiciones reales de operación en cada instante, que podrían dar lugar a instrucciones desde el Centro de Control Eléctrico (CECOEL) de REE para la reducción de la producción. Por tanto, la integración de los grupos de generación en el CECOEL en condiciones técnicas y de recursos humanos adecuados que garanticen la comunicación permanente y fiable con REE, que permita recibir de sus centros de control las consignas de operación en tiempo real y asegurar el cumplimiento de las limitaciones existentes, será condición necesaria para la autorización de puesta en servicio de los mismos.

REE 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.

Por otra parte, 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.

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.12.2<sup>21</sup>, por lo que se requiere la coordinación entre REE y el IUN en Brazatortas 220 kV, que actuará como “representante” para el conjunto de instalaciones de producción asociadas a dicho nudo.

Con fecha 28 de noviembre de 2020 REE emitió escrito de actualización de los permisos de acceso a la red de transporte en la subestación Brazatortas 220 kV, como consecuencia de una serie de modificaciones incluidas para las instalaciones de generación renovable —que no afectan a la PSF ESPARTERO— respecto a la ubicación, titulares y a la potencia instalada prevista, con una reducción voluntaria de 9,5 MWins respecto a la potencia inicialmente prevista. El escrito actualiza el permiso de acceso otorgado para las instalaciones descritas en el mismo hasta un contingente total de 440,99 MW instalados/336 MW nominales, manteniéndose la vigencia, las limitaciones y condicionantes establecidas en la comunicación previa en la que se le otorgaba el permiso de acceso.

Con fecha 10 de junio de 2021 REE emitió escrito de actualización de los permisos de acceso a la red de transporte en la subestación Brazatortas 220 kV, como consecuencia de una serie de modificaciones incluidas para las instalaciones de generación renovable. En concreto, respecto a la PSF ESPARTERO se modifica su ubicación (anteriormente ubicada en Brazatortas, y ahora además en Almodóvar del Campo). El escrito concluye que procede la actualización de los permisos de acceso otorgados para las instalaciones consideradas, manteniéndose la vigencia, las limitaciones y condicionantes establecidas en la comunicación previa que otorgaba el permiso de acceso.

Con fecha 23 de julio de 2021, REE emitió escrito de contestación a la solicitud de conexión a la Red de Transporte en la subestación Brazatortas 220 kV para un contingente total de 440,99 MWins / 336 MWnom, y remitió el ICCTC y el

---

<sup>21</sup> En particular, en su apartado 7 se hace referencia a la ‘Puesta en servicio de nuevas instalaciones conectadas a la red de transporte’.

IVCTC. El escrito incluye una instalación de enlace a compartir por las instalaciones de generación coordinadas por el IUN —FV Brazoinves I, FV Solaria - Hinojosa I, FV ELAWAN Fotovoltaica III, PSF ESPARTERO, FV Encinas al Sol y FV Estrella Solar— que es la línea de evacuación ‘Brazatortas 220 kV-SE Colectora Brazatortas 220 kV’, instalación ‘No Transporte’ Tipo A según P.O. 12.2.

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 ESPARTERO. Se trata de una conexión a la red de transporte de la generación mencionada que se llevaría a cabo en una nueva posición en el actual nudo de la red de transporte Brazatortas 220 kV considerada como planificada 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 para las instalaciones consideradas, 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 requiere equipar transformadores de intensidad (TI) y tensión (TT) adicionales para la medida Redundante, independientes de los usados para la medida Principal. Dichos equipos, integrantes de la medida fiscal, serán ubicados en la subestación Colectora Brazatortas 220 kV, que deberá ubicarse a menos de 500 metros del punto de conexión.
- Se debe utilizar la relación de transformación 1000/5 del TI 500-1000/5-5-5-5-5 para cumplir los criterios del P.O. 10.1<sup>22</sup> e ITC-RAT 08<sup>23</sup>.
- La llegada de la línea de evacuación en aéreo al parque de transporte deberá concretarse en coordinación con el proyecto de ampliación de la subestación de transporte.

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

---

<sup>22</sup> Procedimiento de Operación 10.1. ‘Condiciones de instalación de los puntos de medida’, aprobado mediante Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para su adaptación al Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

<sup>23</sup> ITC-RAT 08 ‘Transformadores de medida y protección’, aprobado mediante 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.

- 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 telemidas 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. 8.2<sup>24</sup>.
- 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. 9<sup>25</sup>.

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

En el escrito REE recuerda que, tras la obtención de la autorización administrativa en la que se reflejen las características de las instalaciones de generación y evacuación, coincidentes con la información remitida a REE, los productores, el IUN y el titular del punto de conexión a la red de transporte deberán proceder a la firma del CTA, según lo establecido en el RD 1955/2000.

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, lo que requiere la coordinación entre REE y el IUN en Brazatortas 220 kV, que actuará como “Representante” para el conjunto de instalaciones de producción asociadas a dicho nudo. REE 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**

---

<sup>24</sup> Procedimiento de Operación 8.2. ‘Operación del sistema de producción y transporte’, aprobado mediante Resolución del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de fecha 7 de abril de 2006 (publicado en el BOE de 21 de abril de 2006).

<sup>25</sup> Procedimiento de Operación 9 ‘Información intercambiada por el operador del sistema’, aprobado mediante Resolución del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de fecha 11 de diciembre de 2019 (publicado en el BOE de 20 de diciembre de 2019).

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 ambiental<sup>26</sup>, 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 de acuerdo a lo establecido en su artículo 7.1.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 7.1.c) del Real Decreto 500/2020, de 28 de abril, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del MITERD y se modifica el Real Decreto 139/2020, de 28 de enero, por el que se establece la estructura orgánica básica de los departamentos ministeriales, corresponde a la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental la resolución de los procedimientos de evaluación de impacto ambiental de proyectos de competencia estatal, una vez analizados el documento técnico del proyecto, el EsIA, el resultado de la información pública y de las consultas efectuadas, así como la documentación complementaria aportada por el promotor y las consultas adicionales realizadas.

A la fecha de la redacción del presente informe no se ha recibido aún la Resolución de DIA de la mencionada Dirección General, por lo que no es posible analizar los posibles condicionantes medioambientales del proyecto de la PSF ESPARTERO 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 ESPARTERO, 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 es la denominada 'Alternativa 3', que es la mejor ambientalmente de las tres estudiadas y la que menos impactos produciría sobre el medio. Se ubica en los polígonos 84 del término municipal de Almodóvar del Campo y en los polígonos 9, 14 y 18 del término municipal de Brazatortas. Tras la realización de un trabajo de inventario de vegetación y hábitats en campo, se buscó una alternativa que respetara todas las zonas y superficies con presencia de hábitats prioritarios en buen estado de conservación para evitar la afección a estos. Esto se ha conseguido con una reducción de la superficie a ocupar por la planta fotovoltaica, mediante el cambio de tecnología, utilizando unos seguidores y paneles fotovoltaicos más eficientes y de mayor potencia y reduciendo la distancia entre filas. De esta manera, aunque se pierda producción en la planta, se ocupa mucha menos superficie y permite ubicar la PSF ESPARTERO en aquellas parcelas donde no hay presencia de hábitat prioritario en buen estado de conservación.

---

<sup>26</sup> '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'.

Esta alternativa ocuparía de 402,09 hectáreas, menos superficie que las otras alternativas estudiadas, y, por tanto, menos afecciones al terreno, hábitats y a la fauna asociada a estos, así como al paisaje, aspecto muy importante en esta zona, aunque esta alternativa esté ubicada a más de 1,6 kilómetros del Parque Natural del Valle de Alcudia.

Con respecto a las parcelas donde se ubicará la planta, son zonas de pastizales muy degradados por el ganado vacuno principalmente y la presión antrópica en la zona.

Además, esta alternativa no afectaría a vías pecuarias, ni a cauces de dominio público hidráulico, ya que está diseñada respetando en todo momento la anchura legal de las vías pecuarias y la zona de servidumbre (5 metros a cada lado de la zona de máxima crecida ordinaria de los cauces presentes en la zona).

En cuanto a la distancia del punto de evacuación, la SET Brazatortas 220 kV de REE, se encuentra a aproximadamente 8 kilómetros de distancia, similar a las otras alternativas estudiadas.

Igualmente se ha llevado a cabo un análisis para las posibles opciones de evacuación de la energía generada desde la PSF ESPARTERO hasta la SET Colectora Brazatortas 220 kV, común con otros promotores, situada a unos 9.500 metros al noreste de la planta solar. Para esta nueva infraestructura de interconexión se han estudiado tres alternativas y se ha elegido la denominada 'alternativa 3', cuyo primer tramo que conectaría los dos bloques de recintos que conforman la PSF ESPARTERO sería en su totalidad en subterráneo, en concreto sería una Línea Subterránea en Media Tensión (LSMT) 30 kV con una longitud de 3.892,37 metros. De esta manera se reducirían las afecciones a la avifauna y al paisaje en esta zona, siendo una clara ventaja esta frente a las otras alternativas. Además, esta LSMT discurriría apoyándose en un camino existente, el "Camino de Cazarrubias a Almadén", por lo que este trazado no afectaría a los hábitats de pastizales ni a la vegetación presente en el lugar. El segundo tramo de evacuación estaría formado por una línea aérea de 220 kV, con una longitud total de 11.592 metros hasta conectar con la SET 2 Colectora Brazatortas que discurriría en paralelo a la carretera N-420 a la hora de cruzar la zona de monte y sierra, de manera que lo hace en una zona ya antropizada. Además, la afección a la población es menor que en el resto de alternativas, ya que se encuentra a 1.230 metros del municipio de Brazatortas y lo suficientemente alejada de edificaciones a lo largo de su trazado (80 metros a Casa de la Mariquita, 140 metros a Casa de la Muera y más de 150 metros de distancia otras edificaciones sin nombrar en la zona).

El área de afección de la PSF ESPARTERO se encuentra situado en una llanura, en el intervalo de cotas entre 700 y 750 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.) aproximadamente.

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

El EsIA concluye que no se ha obtenido ningún impacto de naturaleza crítica o severa en la alternativa elegida para la implantación de la instalación, por lo que el impacto de la PSF ESPARTERO 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 moderados detectados.

Por lo que respecta al cumplimiento de la legislación para la protección de la avifauna, dado que la línea eléctrica de evacuación es a 220 kV, el proyecto debe estar a lo establecido por el Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión y el Decreto 5/1999 de la Junta de Castilla-La Mancha, de 2 de febrero, por el que se establecen normas para instalaciones eléctricas aéreas en alta tensión y líneas aéreas en baja tensión con fines de protección de la avifauna (Diario Oficial de Castilla-La Mancha de 12 de febrero de 1999). En concreto, en el caso de la línea de evacuación del PSF ESPARTERO se colocarán salvapájaros en espiral, modelo SPD-17,51/21,8, cada 10 metros de forma alterna en los conductores de protección.

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

La PSF ESPARTERO se sitúa en la parte suroeste de la provincia de Ciudad Real, en los términos municipales de Brazatortas y Almodóvar del Campo, concretamente en la comarca de “Pastos” en los parajes conocidos como “La Veredilla”, “El Porvenir” y “Las Sisoneras”, situados estos a, aproximadamente, unos 5 kilómetros hacia el suroeste del municipio de Brazatortas. La línea subterránea de media tensión por la que se evacúa la energía hasta la SET Esparteros discurre por las parcelas sitas en los términos municipales de Brazatortas y Almodóvar del Campo, los mismos en que se localizan la SET y los 45 apoyos de la línea de evacuación de alta tensión.

Brazatortas es un municipio español de la provincia de Ciudad Real, situado en la comunidad autónoma de Castilla-La Mancha. Cuenta con una extensión de 271 km<sup>2</sup> y una altitud media de 729 metros. Está situado en pleno Valle de Alcudia, al suroeste del Campo de Calatrava, a tan solo 20 kilómetros de Puertollano por la N-420. Según la información proporcionada por el Servicio de Estadística de Castilla-La Mancha en las fichas por municipio a fecha 1 de enero de 2020, Brazatortas cuenta con una población de 1.000 habitantes, ocupando una extensión total de 271,82 km<sup>2</sup>.

Almodóvar del Campo es un municipio y localidad española también de la provincia de Ciudad Real. Se sitúa en la comarca del Campo de Calatrava, cuenta con una superficie de 1.208,27 km<sup>2</sup>, situándose a una altitud de 656 m.s.n.m. y se encuentra a unos 40 kilómetros de la capital de provincia, Ciudad Real. Según la información proporcionada por el mencionado Servicio de Estadística de Castilla-La Mancha en las fichas por municipio a fecha 1 de enero de 2020, Brazatortas cuenta con una población de 6.027 habitantes, ocupando una extensión total de 1.208,27 km<sup>2</sup>.

El parque fotovoltaico se encuentra dividido en dos zonas, 'Site 1' (o Localización 1) y 'Site 2' (o Localización 2), para las cuales se han facilitado los accesos por las carreteras principales y más cercanas a las instalaciones que se plantean desde la carretera N-420 Córdoba-Tarragona mediante accesos existentes. En el punto kilométrico 134+400 se encuentran los accesos (uno a cada margen) que permiten la entrada a 'Site 1' y a la zona norte de 'Site 2' a través de dos caminos de dominio público, mientras que en el punto kilométrico 131+150 se encuentra un segundo acceso existente planteado para la zona sur de 'Site 2' mediante un camino de dominio público.

Respecto a los accesos destinados a permitir el paso a cada zona delimitada de la planta, éstos se realizan por medio de su correspondiente puerta, situada en el vallado. Existen 4 puertas de acceso a las zonas de la Localización 1, mientras que la Localización 2 contará con 11 puertas.

Para acceder a los diferentes apoyos de la línea de evacuación aérea también se han dispuesto una serie de accesos desde pistas y caminos cercanos ya existentes, buscando aprovechar al máximo esta infraestructura ya presente para evitar en la medida de lo posible movimientos de tierra muy notorios. Estos accesos respetarán lo máximo posible la vegetación natural, sólo despejándose nuevos accesos cuando la situación lo requiera específicamente y bajo las premisas de respeto a hábitats y refugios considerados prioritarios si los hubiese.

El área de afección de la planta se encuentra situado en una llanura, en el intervalo de cotas entre 700 y 750 m.s.n.m. aproximadamente.

Por otra parte, consultados los ayuntamientos donde se ubicará la PSF ESPARTERO, el Ayuntamiento de Brazatortas y el de Almodóvar del Campo, concretamente a la sección de Obras y Urbanismo, se concluye que el suelo afectado por la planta queda clasificado como "Suelo Rústico". Con arreglo a dicho Planeamiento, cualquier actividad que no se prohíba explícitamente es susceptible de aprobación, por lo cual resulta favorable la compatibilidad de la instalación y ejecución de la actividad de una planta solar fotovoltaica.

Los núcleos urbanos más próximos al proyecto (incluyendo la línea de evacuación) son:

- Brazatortas, a 1 km en dirección norte.
- La Estación, a 1,8 km en dirección norte.
- Viñuela, a 5 km en dirección norte.
- Veredas, a 1,5 km en dirección noroeste.
- Retamar, a 2 km en dirección noreste.
- Cabezarrubias del Puerto, a 7 km en dirección sureste.
- Almodóvar del Campo, a 8 km en dirección noreste.

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

- Carretera N-420, a unos 500 metros desde la PSF
- Carretera CM-4202, a unos 400 metros al sur de la Localización 1 de la PSF.
- Carretera CR-5021, que tiene un cruce con la LAAT entre los apoyos 25 y 26
- Carretera CR-4161, a 1.200 metros al norte de la línea de evacuación.
- Línea AVE Córdoba-Madrid, a 200 metros al oeste de la PSF.
- Línea de ferrocarril convencional, a 1.700 metros al norte de la línea de evacuación.

Además, cabe mencionar que existe una gran cantidad de explotaciones mineras en los alrededores, principalmente relacionadas con actividades extractivas de plomo o carbón, así como pequeñas lagunas y puntos de agua, entre los que destacan el Pantano de Carboneras, situado a unos 400 metros al sur de la línea aérea de evacuación y el Embalse de Tablillas, que queda situado a unos 12 kilómetros al sureste de la planta.

En definitiva, las diferentes infraestructuras de la PSF ESPARTERO se proyectan considerando unas distancias mínimas a núcleos urbanos, fuera de dominio público hidráulico y cumpliendo la reglamentación en cuanto a distancia a otros elementos.

Entre las actividades similares en los alrededores del proyecto, respecto al sector de las energías renovables, hay varios proyectos fotovoltaicos, de los cuales actualmente se desconoce la ubicación de algunos de ellos, pero que pertenecen al nudo de Brazatortas 220 kV y Brazatortas 400 kV. Estos proyectos de energías renovables presentes en la zona son los siguientes<sup>27</sup>:

Instalación	Distancia a la PSF ESPARTERO	Estado del expediente
FV Hinojosa – Solaria I, 49,99 MWp	12.500 m (Noreste)	En evaluación
PSF Estrella Solar 37,75 MWp	12.400 m (Noreste)	En evaluación
PSF Encina al Sol 37,75 MWp	14.000 m (Noreste)	En evaluación
FV Elawan Fotovoltaica III 50 MWp	13.000 m (Noreste)	En evaluación
PSF Brazoinves 50 MWp	12.500 m (Noreste)	En evaluación
PSF La Nava	12.550 m (Noreste)	Funcionamiento
Huerto solar 1	7.100 m (Norte)	Funcionamiento

Respecto del nudo Brazatortas 400 kV, los proyectos han modificado su implantación inicial dispuesta en el término municipal de Brazatortas, por lo que actualmente se desconoce la ubicación exacta de los terrenos donde se pretenden implantar. Estos proyectos pertenecen a otro nudo distinto al de la PSF ESPARTERO, pero habrá que tenerlos en cuenta en el estudio de sinergias:

<sup>27</sup> Se han considerado las plantas del Nudo Brazatortas 220 kV con las que se comparten infraestructuras comunes (SET 2 Colectora Brazatortas y corto tramo de LAAT 220 kV hasta la SET Brazatortas 220 kV).

Instalación	Titular	Potencia (MW)	Distancia a PSF Espartero	Estado del expediente
FV BRAZA CORDEL	ENERGIA ESTRELLA SOLAR S.L.U.	32	Desconocida nueva Ubicación	Pendiente nueva evaluación
FV BRAZA CORONA	ENERGIA BORNAS S.L.U.	50	Desconocida nueva Ubicación	Pendiente nueva evaluación
FV BRAZATORTAS 1	ELAWAN ENERGY S.L.	42,10	Desconocida nueva Ubicación	Pendiente nueva evaluación
FV BRAZATORTAS 2	ELAWAN ENERGY S.L.	42,10	Desconocida nueva Ubicación	Pendiente nueva evaluación
FV ROTONDA 1	RENOVABLES ROTONDA S.L.	50	Desconocida nueva Ubicación	Pendiente nueva evaluación
FV ROTONDA 1	RENOVABLES ROTONDA S.L.	50	Desconocida nueva Ubicación	Pendiente nueva evaluación
FV ACEBUCHE SOLAR	ACEBUCHE SOLAR S.L.	41	Desconocida nueva Ubicación	Pendiente nueva evaluación
FV ALIAGA SOLAR	ALIAGA SOLAR S.L.	41	Desconocida nueva Ubicación	Pendiente nueva evaluación
FV SISONERAS 1	CASODELP S.L.U.	49,99	Desconocida nueva Ubicación	Pendiente nueva evaluación
FV SISONERAS 2	CASODELP S.L.U.	49,99	Desconocida nueva Ubicación	Pendiente nueva evaluación
FV TERRAPOWER GENERACION	TERRAPOWER GENERACIÓN HÍBRIDA S.L.	49,99	Desconocida nueva Ubicación	Pendiente nueva evaluación
FV ASELMUR 1	ASELMUR RENOVABLES S.L.	39,99	Desconocida nueva Ubicación	Pendiente nueva evaluación
FV ASELMUR 3	ASELMUR RENOVABLES S.L.	39,99	Desconocida nueva Ubicación	Pendiente nueva evaluación
FV ASELMUR 4	ASELMUR RENOVABLES S.L.	19,99	Desconocida nueva Ubicación	Pendiente nueva evaluación
FV TERRAPOWER GLOBAL	TERRAPOWER GLOBAL ENERY S.L.	49,99	Desconocida nueva Ubicación	Pendiente nueva evaluación

La alternativa elegida para la implantación de la PSF ESPARTERO se propone como una alternativa adecuada y viable por las siguientes premisas:

- Alternativa con menor superficie, lo que significa menos afecciones.
- Se ubica sobre un área con capacidad de acogida media-alta.
- Está libre de figuras de protección y de afecciones sobre hábitats prioritarios bien conservados.
- Se ubica sobre terrenos de pastizales antropizados, con fuerte carga ganadera de vacuno y mal estado de conservación de estos.
- Se ubica dentro de los 10 kilómetros del centro donde se solicitó punto de conexión, siguiendo lo descrito en el Real Decreto-ley 23/2020<sup>28</sup>.
- Ubicación con recurso solar suficiente y cerca del punto de conexión a la red para la evacuación.
- Se ubica en el entorno de un kilómetro de los accesos existentes.

<sup>28</sup> 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.

- Relieve y orografía llana, con pendiente suaves, minimizando los movimientos de tierras y solo afectando en las zonas de ocupación permanente (postes, vallado, viales, zanjas e hincas de estructuras) para afectar lo mínimo a los pastizales.
- Cuenta con la predisposición de la propiedad para la cesión de los terrenos.

En cuanto a la línea de evacuación, su trazado se inicia en el pódico de la nueva Subestación ESPATERO 33/220 kV y finalizará en el pódico de la nueva Subestación COLECTORA 220 kV. El recorrido de la línea transcurre por los términos municipales de Almodóvar del Campo y Brazatortas (Ciudad Real). El primer tramo que conectaría los dos bloques de los recintos que conforman la PSF ESPATERO sería en su totalidad en subterráneo, de forma que se reducen las afecciones a la avifauna y al paisaje en esta zona. Además, esta línea subterránea discurre apoyándose en un camino existente, el “Camino de Cazarrubias a Almadén”, por lo que este trazado no afectaría a los hábitats de pastizales ni a la vegetación presente en el lugar a pesar de ir en subterráneo.

El segundo tramo de la línea de evacuación estaría formado por una línea aérea de 220 kV con una longitud total de 11.592 metros hasta conectar con la SET 2 Colectora Brazatortas. Esta línea de evacuación discurre de manera paralela a la carretera N-420 por lo que ya es una zona antropizada.

Respecto a la cercanía a núcleos de población y viviendas aisladas, la línea se encuentra a 1.230 metros del municipio de Brazatortas y lo suficientemente alejada de edificaciones a lo largo de su trazado.

En cuanto a los caminos de acceso necesarios para la construcción de los apoyos de la línea eléctrica, se aprovecharán al máximo caminos y sendas ya existentes para causar el menor impacto posible. En total se realizarán accesos en una longitud de 7.429,59 metros

Por otra parte, respecto a las infraestructuras de evacuación compartidas necesarias para la evacuación de las centrales de generación renovable en el nudo de conexión de la red de transporte eléctrico denominado como Subestación Brazatortas, la Subestación SE 2 Colectora 220 kV estará situada en el término municipal de Brazatortas y su misión será concentrar la energía procedente de las plantas fotovoltaicas y evacuar dicha energía mediante una línea aérea de 220 kV que transportará la energía eléctrica desde la nueva subestación SE 2 Colectora hasta la SE Brazatortas, propiedad de REE. Esta línea aérea también discurrirá por el término municipal de Brazatortas.

Para la totalidad de la Subestación SE 2 Colectora se prevé una zona poligonal de superficie aproximada: 5.268 m<sup>2</sup> protegida con una valla de 2,40 metros de altura mínima.

Por otra parte, en el informe del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Ciudad Real, de fecha 1 de junio de 2021, se informa que, con fecha 6 de julio de 2021, se dio traslado a los ayuntamientos afectados —el Ayuntamiento de Brazatortas y el de Almodóvar del Campo— del proyecto y el

EsIA de la instalación PSF ESPARTERO, dentro del procedimiento de información pública. El Ayuntamiento de Brazatortas emitió Informe Técnico Municipal de fecha 13 de mayo de 2021, valorando de manera muy positiva el impacto económico y social del proyecto en la comarca, además de no implicar afección medioambiental reseñable en la zona. El Ayuntamiento de Almodóvar del Campo no ha emitido informe, por lo que se entiende la conformidad a la realización del proyecto.

#### **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%
<b>TOTAL</b>	<b>3.243</b>	<b>100,0%</b>

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 %
<b>Peninsular</b>						
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%
<b>Total Capacidad Renovable Peninsular</b>	<b>7.719</b>	<b>35,7%</b>	<b>7.346</b>	<b>31,4%</b>	<b>373</b>	<b>5,1%</b>
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%
<b>Total Capacidad Generación Convencional Peninsular</b>	<b>9.607</b>	<b>44,4%</b>	<b>11.658</b>	<b>49,9%</b>	<b>-2.051</b>	<b>-17,6%</b>
<b>Total Peninsular</b>	<b>17.326</b>	<b>80,0%</b>	<b>19.004</b>	<b>81,3%</b>	<b>-1.678</b>	<b>-8,8%</b>
<b>Territorios No Peninsulares</b>						
Eólica	40	0,2%	40	0,2%	0	0,0%

Fotovoltaica	22	0,1%	22	0,1%	0	0,0%
<b>Total Capacidad Renovable No Peninsular</b>	<b>62</b>	<b>0,3%</b>	<b>62</b>	<b>0,3%</b>	<b>0</b>	<b>0,0%</b>
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%
<b>Total Capacidad Generación Convencional No Peninsular</b>	<b>4.264</b>	<b>19,7%</b>	<b>4.299</b>	<b>18,4%</b>	<b>-35</b>	<b>-0,8%</b>
<b>Total No Peninsular</b>	<b>4.326</b>	<b>20,0%</b>	<b>4.361</b>	<b>18,7%</b>	<b>-35</b>	<b>-0,8%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>21.652</b>	<b>100,0%</b>	<b>23.365</b>	<b>100,0%</b>	<b>-1.713</b>	<b>-7,3%</b>
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 %
<b>Peninsular</b>						
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%
<b>Total Generación Renovable Peninsular</b>	<b>13.302</b>	<b>23,6%</b>	<b>9.966</b>	<b>16,2%</b>	<b>3.336</b>	<b>33,47%</b>
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%
<b>Total Generación Convencional Peninsular</b>	<b>32.727</b>	<b>58,2%</b>	<b>39.492</b>	<b>64,3%</b>	<b>-6.765</b>	<b>-17,13%</b>
<b>Total Peninsular</b>	<b>46.029</b>	<b>81,8%</b>	<b>49.458</b>	<b>80,5%</b>	<b>-3.429</b>	<b>-6,93%</b>
<b>Territorios No Peninsulares</b>						
Eólica	112	0,2%	123	0,2%	-11	-8,94%
Fotovoltaica	1	0,0%	1	0,0%	0	0,00%
<b>Total Generación Renovable No Peninsular</b>	<b>113</b>	<b>0,2%</b>	<b>124</b>	<b>0,2%</b>	<b>-11</b>	<b>-8,87%</b>
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%
<b>Total Generación Convencional No Peninsular</b>	<b>10.127</b>	<b>18,0%</b>	<b>11.820</b>	<b>19,3%</b>	<b>-1.693</b>	<b>-14,32%</b>
<b>Total No Peninsular</b>	<b>10.240</b>	<b>18,2%</b>	<b>11.944</b>	<b>19,5%</b>	<b>-1.704</b>	<b>-14,27%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>56.269</b>	<b>100,0%</b>	<b>61.402</b>	<b>100,0%</b>	<b>-5.133</b>	<b>-8,36%</b>
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
<b>TOTAL</b>		<b>587,48</b>	

En cuanto a sus instalaciones eólicas más significativas<sup>29</sup>, 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
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

<sup>29</sup> Se han seleccionado aquéllas cuya potencia sea igual o superior a 30 MW.

Instalaciones eólicas	Ubicación	Potencia total (MW)	Año Puesta en Marcha
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

ENDESA ha mantenido su crecimiento en potencia renovable instalada a pesar de las dificultades que ha conllevado el año 2020 para la planificación 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
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

Fecha	Proyecto	Tecnología	Comunidad	Potencia (MW)
<b>TOTAL</b>				<b>390,7</b>

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 tolling<sup>30</sup> 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 Pego, compañía participada por ENDESA en un 50%. ENDESA

<sup>30</sup> 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.

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:

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
<b>TOTAL</b>	<b>84.000</b>	<b>100,0%</b>	<b>84.300</b>	<b>150,0%</b>	<b>-0,4%</b>	<b>-300</b>

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
<b>Total generación convencional</b>	<b>101.686</b>	<b>49,1%</b>	<b>129.671</b>	<b>56,6%</b>	<b>-21,6%</b>	<b>-27.985</b>
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
<b>Total generación renovable</b>	<b>105.414</b>	<b>50,9%</b>	<b>99.429</b>	<b>43,4%</b>	<b>6,0%</b>	<b>5.984</b>
<b>TOTAL</b>	<b>207.100</b>	<b>100,0%</b>	<b>229.100</b>	<b>100,0%</b>	<b>-9,6%</b>	<b>-22.000</b>

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 los Proyectos fechados en septiembre y octubre de 2020, el presupuesto estimado para la ejecución material de los mismos, incluyendo la PSF ESPARTERO, su infraestructura de evacuación y las infraestructuras comunes de evacuación del nudo Brazatortas 220 kV, asciende a 113.880.448,29 euros (sin IVA)<sup>31</sup>. 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 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]**

---

<sup>31</sup> Tampoco se han considerado gastos generales ni beneficio industrial que se aplicarían en la ejecución de la planta por una contrata.

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 ascunción 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 ESPARTERO, se ha calculado la ratio de apalancamiento financiero<sup>32</sup>, 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 Fijos<sup>33</sup> y se ha obtenido un valor de 49,08%.

Respecto a la Ratio de Deuda sobre EBITDA<sup>34</sup>, que mediría la capacidad de la sociedad para hacer frente a la devolución de la deuda a través de su EBITDA

---

<sup>32</sup> Ratio de apalancamiento (%) = Deuda Neta / (Deuda Neta + Patrimonio neto).

<sup>33</sup> Ratio de Deuda sobre Activos Fijos (%) = Deuda Neta / Activos fijos.

<sup>34</sup> Ratio de Deuda sobre EBITDA = Deuda Neta / 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 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.

---

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

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

<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>32.062</b>	<b>31.981</b>
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
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO</b>	<b>32.062</b>	<b>31.981</b>
Patrimonio Neto	7.465	7.837
De la Sociedad Dominante	7.315	7.688
<i>Capital Social</i>	1.271	1.271
<i>Prima de emisión y Reservas</i>	5.467	6.928
<i>Acciones en Patrimonio propias</i>	-2	—
<i>Resultado del ejercicio atribuido a la Sociedad Dominante</i>	1.394	171
<i>Dividendo a cuenta</i>	-741	-741
<i>Ajustes por cambio de valor</i>	-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
<b>Margen de contribución</b>	<b>6.006</b>	<b>5.906</b>
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
<b>Resultado Bruto de explotación (EBITDA)</b>	<b>3.783</b>	<b>3.841</b>
Amortizaciones y Pérdidas por deterioro	-1.897	-3.453
<b>Resultado de explotación (EBIT)</b>	<b>1.886</b>	<b>388</b>
Ingreso financiero	28	27
Gasto financiero	-174	-212
Diferencias de cambio netas	12	1
<b>Resultado financiero</b>	<b>-134</b>	<b>-184</b>
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	34	15
Resultado en Ventas de Activos	2	11
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>1.788</b>	<b>230</b>
Impuesto sobre sociedades	-388	-50
<b>Resultado después de impuestos de actividades continuadas</b>	<b>1.400</b>	<b>180</b>
Resultado después de impuestos de actividades interrumpidas	—	—
<b>RESULTADO DEL EJERCICIO</b>	<b>1.400</b>	<b>180</b>
Sociedad Dominante	1.394	171
Intereses Minoritarios	6	9
<i>Beneficio neto por acción básico de actividades continuadas (en euros)</i>	<i>1,32</i>	<i>0,16</i>
<i>Beneficio neto por acción diluido de actividades continuadas (en euros)</i>	<i>1,32</i>	<i>0,16</i>
<i>Beneficio neto por acción básico de actividades interrumpidas (en €)</i>	<i>—</i>	<i>—</i>
<i>Beneficio neto por acción diluido de actividades interrumpidas (en €)</i>	<i>—</i>	<i>—</i>
<i>Beneficio neto por acción básico (en euros)</i>	<i>1,32</i>	<i>0,16</i>
<i>Beneficio neto por acción diluido (en euros)</i>	<i>1,32</i>	<i>0,16</i>

**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
<b>Variación de efectivo y otros medios líquidos equivalentes</b>	<b>180</b>	<b>-21</b>
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes iniciales	223	244
<b>Efectivo y otros medios líquidos equivalentes iniciales</b>	<b>403</b>	<b>223</b>

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 Sociedad<sup>35</sup>. 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 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 <sup>36</sup>	—
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

<sup>35</sup> 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.

<sup>36</sup> 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.

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 Espartero, de 228,971 MWp y 174 MWn, su infraestructura de evacuación —Subestación FV Espartero 33/220 kV y Línea aérea de alta tensión a 220 kV ‘SET FV Espartero 33/220 kV -SE 2 Colectora 220 kV’— y las infraestructuras comunes de evacuación del nudo Brazatortas 220 kV — Subestación SE 2 Colectora 220 kV y Línea aérea de alta tensión a 220 kV ‘SE 2 Colectora 220 kV-Subestación Brazatortas 220 kV’—, esta Sala concluye que la citada entidad cumple con las condiciones de capacidad legal, técnica y económico-financiera establecidas.

## **ANEXO I: Inventario ambiental incluido en el Estudio de Impacto Ambiental (EsIA)<sup>37</sup>**

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

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) Caracterización climatológica: La clasificación climática del ámbito de estudio se corresponde, según la clasificación climática de Köppen-Geiger en la Península Ibérica e Islas Baleares (Atlas Climático Ibérico 1971-2000. AEMET, 2011), con un clima mediterráneo de veranos cálidos (Csa), dentro del tipo de climas templados (C), que se caracteriza por precipitaciones de tipo estacional y temperaturas cálidas en verano. Para la descripción del clima característico de la zona del proyecto se utilizan los datos de las estaciones agroclimáticas cercanas al entorno y de las bases de datos climate-data.org y meteoblue. Se tomará la población más cercana a la zona de proyecto de la cual puedan extraerse datos como referencia para realizar este análisis climático. En este caso, la población que cumple estos requisitos en los alrededores del proyecto es Puertollano, ciudad y municipio español situado en la provincia de Ciudad Real, a unos 12 kilómetros al noreste de la subestación colectora hasta la cual se lleva la energía generada en la planta fotovoltaica. Situada a unos 700 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.), en esta localidad el clima predominante es el típico mediterráneo continental, caracterizado por inviernos fríos y secos, siendo los veranos calurosos. Se producen fuertes oscilaciones térmicas anuales entre las temperaturas bajas del invierno y las más altas en verano. La temperatura promedio oscila entre los 13-14 °C, situándose las precipitaciones entre los 300 y 600 mm al año concentradas en los periodos de otoño y primavera, habiendo de forma muy esporádica nevadas. Los meses más secos corresponden a los meses de verano (julio y agosto), mientras que los más húmedos se concentran en primavera (marzo). La diferencia de precipitaciones entre el mes más seco y

---

<sup>37</sup> EsIA presentado por el promotor ante la Subdirección General de Evaluación Ambiental de la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental perteneciente a la Secretaría de Estado de Medio Ambiente del MITERD, fechado en noviembre de 2020.

el más húmedo es de 61 mm. Con un promedio de 25,8 °C, julio es el mes más cálido. El mes más frío del año es enero, con una temperatura media de 5,6 °C. Las temperaturas medias varían durante el año unos 20°C.

Para analizar los datos disponibles de viento del área de estudio se han consultado los valores para la estación de la capital de la provincia, Ciudad Real, situada a una altitud de 628 m.s.n.m., encontrándose a una distancia del ámbito de estudio de unos 45 kilómetros en dirección noreste. Los vientos dominantes de la zona son principalmente en dirección sureste, alcanzando velocidades de hasta 7-8 m/seg.

Según lo dispuesto en el ‘Documento de Alcance’ del MITERD respecto a los datos de niebla producidos en los términos municipales de Brazatortas y Almodóvar del Campo donde se ubica la PSF ESPARTERO y su línea de evacuación, se obtienen los datos de la última revisión del METEOCAM (Plan Específico ante el Riesgo por Fenómenos Meteorológicos Adversos de Castilla la Mancha, revisión 2018), donde para el término municipal de Almodóvar del Campo existe un riesgo alto, y medio para el término municipal de Brazatortas. Según METEOCAM, los días de niebla medios al año que se producen en Brazatortas son 5, y en Almodóvar del Campo 24.

b) Geología, geomorfología y suelos: La identificación geológica del marco de estudio se ha extraído de la información asociada a las Hojas del Mapa Geológico de España a escala 1:50.000 (MAGNA50) del Instituto Geológico y Minero de España (IGME), que concretamente corresponden a la Hoja 835, “Brazatortas” que, geológicamente, se sitúa en la parte más meridional de la Zona Centrobérica, comprendiendo buena parte de la estructura más característica y emblemática de esta región, que es el gran anticlinal de Alcudia. Los antecedentes geológicos sobre la Hoja de Brazatortas son escasos, pero algunos trabajos realizados en la década de los 50 permitieron obtener los primeros esbozos geológicos válidos de la comarca. A partir de entonces, con la información recopilada y obtenida en los subsiguientes años de estudio, se llega a la conclusión de que la estructuración geológica de la Hoja de Brazatortas consiste en tres bandas de rumbo ONO-ESE, que representan tres macroestructuras hercínicas ocupadas esencialmente por materiales detríticos. Estas bandas son, de norte a sur, las siguientes:

- La que ocupa el cuarto nororiental de la Hoja, formada por rocas detríticas y volcanoclásticas del Paleozoico Inferior pertenecientes al sinclinal de Puertollano.
- La banda central, que es la más ancha y ocupa en diagonal más de la mitad de la superficie de la Hoja, presenta una monótona alternancia turbidítica de rocas siliciclásticas del Precámbrico Superior.
- La banda meridional, formada por una sucesión pizarroso-arenosa del Paleozoico Inferior, perteneciente al sinclinal de Solana del Pino y a las estructuras dómicas de La Garganta

Desde el punto de vista estratigráfico, la PSF ESPARTERO y su línea de evacuación se localizan sobre materiales de muy diversas épocas, incluyendo materiales muy antiguos que datan del Ordovícico o el Proterozoico y que

incluyen hasta el Terciario y el Cuaternario. La mayoría de estos materiales comprenden áreas donde dominan areniscas, pizarras y ortocuarcitas (con denominaciones concretas como “Cuarcita del criadero” o “Cuarcita de cantera” entre otros) así como gravas, cantos de pizarras y bloques cuarcíticos y pizarrosos que datan del Holoceno y el Plioceno Superior. Estas zonas quedan enclavadas fundamentalmente en el recorrido de la línea aérea de evacuación, que en su parte final también se sitúa en un área de tipología volcánica y subvolcánica en forma de franjas o tobas que también se pueden encontrar en la parte sureste de la planta fotovoltaica. La mayor parte de la planta se encuentra en un área muy extensa de pizarras y grauwacas pertenecientes al periodo Rifeense.

La mayor parte de la superficie de la zona donde se sitúa la planta presenta un relieve plano con cotas que van desde los 650 a los 750 metros. Este paisaje es prácticamente llano y no existen laderas con fuertes pendientes que sí se pueden encontrar algo más al noreste, donde se localiza un área de relieve más abrupto que divide en dos partes el área de estudio. Las pendientes del área delimitada por el vallado de la planta no exceden el 12%, aunque por lo general son bajas, del orden del 3%

La línea de evacuación, sin embargo, se ve obligada a superar un obstáculo natural y el rango de cotas que se alcanza durante su recorrido oscila entre los 650 y los 950 metros durante su tramo inicial. Algunos apoyos de la línea se sitúan en zonas de pendiente superior al 12%, mientras la línea discurre por esta zona más abrupta, aunque por lo general los apoyos están situados en zonas menor pendiente, alrededor del 3%, que es el valor que más se repite en la zona de estudio.

Como resultado del análisis, en los terrenos destinados a la instalación de la planta fotovoltaica no existen elementos geomorfológicos de interés, ni se produce ninguna afección por parte de los apoyos de la línea aérea de evacuación. No obstante, sí que se localizan una serie de áreas categorizadas como “Crestas apalachenses”, “Pedrizas en relieve” e incluso una “Laguna y zona endorreica”. Más alejada, a unos 4 kilómetros al norte, existe una pequeña zona caracterizada como “Afloramientos volcánicos”.

Los suelos presentes en el ámbito de estudio pertenecen, según la clasificación de la Soil Taxonomy, a los siguientes órdenes y subórdenes:

- Orden Entisol; suborden Orthent; grupo Xerorthent.
- Orden Inceptisol; suborden Ochrept; grupo Xerochrept; asociación Xerorthent+Xerumbrept
- Orden Alfisol; suborden Xeralf; grupo Rhodoxeralf; asociación Xerochrept.

c) Hidrología: El ámbito de estudio de la PSF ESPARTERO se sitúa en las demarcaciones hidrográficas del Guadalquivir y del Guadiana. La red hidrológica superficial está representada una serie de arroyos de no demasiada entidad, donde la mayor importancia se la lleva por cercanía a la línea aérea de evacuación el río Ojailén, que se encuentra a unos 300 metros al norte del punto más cercano de esta línea.

En los alrededores también abundan cauces de poca entidad que no están catalogados, entre los que destacan algunos como el “Arroyo de la Presilla”, situado a unos 100 metros al oeste o el “Arroyo Pizarro”, que se encuentra a unos 200 metros en dirección sureste. En la zona norte, a unos 100 metros de la SET Brazatortas, se encuentra el “Arroyo de las Ventillas”, sobre el cual, al igual que los anteriores, no se produce afección alguna por parte de la planta fotovoltaica o su línea de evacuación. Ninguno de los apoyos queda enclavado en el ámbito de alguno de estos cauces, aunque sí se producen cruzamientos de la línea aérea con algunos de estos cauces (pertenecientes todos a la Red Hidrográfica del Guadalquivir), dentro de los cuales, los de mayor entidad son los siguientes:

- Cruzamiento nº 1: Situado entre los apoyos nº 13 y 14, con el arroyo del Pulido.
- Cruzamiento nº 2. Situado entre los apoyos nº 17 y 18, con un cauce sin denominación.
- Cruzamiento nº 3. Situado entre los apoyos nº 21 y 22, con el arroyo del Molino.
- Cruzamiento nº 4. Situado entre los apoyos nº 23 y 24, con un cauce sin denominación.
- Cruzamiento nº 5. Situado entre los apoyos nº 25 y 26, con el arroyo del Molino.
- Cruzamiento nº 6. Situado entre los apoyos nº 33 y 34, con el arroyo del Molino.

El ámbito del proyecto no se asienta sobre ninguna masa de agua subterránea perteneciente a la Confederación Hidrográfica del Guadiana o a la del Guadalquivir.

- d) Flora: Atendiendo al Mapa de Series de Vegetación a escala 1:400.000 de Salvador Rivas Martínez (1987), la vegetación potencial presente en el ámbito de estudio se corresponde con la serie 24c ‘Serie mesomediterránea luso-extremadurensis silicícola de Quercus rotundifolia o Encina’.

En cuanto a la vegetación presente, y tomando como base el inventario Corine Land Cover de España, el catastro, la ortografía y el trabajo de campo, se puede decir que la totalidad de la superficie donde se ubica la PSF ESPARTERO se encuentra ocupada por “Pastizales naturales”, mientras que la línea de evacuación transcurre por entre áreas catalogadas como: “Matorral boscoso de transición”, “Matorrales esclerófilos”, “Roquedos”, “Olivares”, “Mosaico de cultivos”, “Terrenos principalmente agrícolas, pero con importantes espacios de vegetación natural y seminatural” y “Tierras de labor en secano”.

Las distintas tipologías de vegetación descritas por la cartografía se corresponden muy fielmente con la vegetación presente en los alrededores de la PSF ESPARTERO, que consta fundamentalmente de amplios pastizales y paisaje llano de vocación ganadera, así como de una vegetación de matorrales y dehesas naturales cuanta mayor es la cercanía a las áreas más abruptas al norte de la localización de la planta solar.

e) Fauna: Para analizar la zona se ha procedido a inventariar la presencia de especies y de su importancia en base a la información y cartografía existente. La información extraída en este estudio hace referencia únicamente a las especies de vertebrados terrestres presentes en el ámbito de estudio. Se han registrado 150 taxones de vertebrados, según los datos extraídos de la referencia en el Inventario Español de Especies Terrestres (IEET) del MITERD, de las cuales el 111 son aves, 13 mamíferos, 13 reptiles, 9 anfibios y 4 peces continentales. Respecto a las categorías más altas de protección/conservación, según los criterios de la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza (UICN), el 60,8% de los taxones se clasifican como No Evaluados (NE), un 16,2 % Preocupación menor (LC), un 10,8% Vulnerables (VU), un 8,8% como Casi Amenazados (NT), un 1,4% Datos Insuficientes (DD) y un 2,0% En Peligro (EN). Al mismo tiempo, en el Catálogo Regional de Especies Amenazadas de Castilla-La Mancha (CREACM<sup>38</sup>) el 14% de las especies se incluyen como Vulnerables (VU), el 0% En Peligro, un 70% como de Interés Especial (IE), encontrándose el resto (17%) Ausentes (AU). Mientras, en el Catálogo Español de Especies Amenazadas (CEEA<sup>39</sup>), el 4,1% de los taxones se incluye en la categoría de Vulnerable del Catálogo, el 0,7% En Peligro, un 66,7% se incluyen en el Listado; y el resto (28,6%), categorizados como ausentes en el Catálogo y Listado.

Dado el tipo de proyecto que se quiere evaluar, los trabajos de campo han ido encaminados a identificar las poblaciones y zonas de presencia de especies afectadas potencialmente por la instalación de los parques fotovoltaicos. Por ello, los trabajos se han dirigido a estudiar a las aves y los mamíferos, ya que desde el inicio se ha identificado a estos grupos como los más afectables por el tipo de proyecto, por la ocupación del terreno y por los valores avifaunísticos de la zona.

Debido a la amplia variedad de especies y a las diferentes necesidades biológicas y de muestreo que presentan, se han aplicado protocolos dirigidos a grupos de especies con características de comportamiento equiparables, al mismo tiempo que se han ejecutado muestreos específicos cuando ha sido necesario. Para optimizar el esfuerzo y maximizar la obtención de datos, se ha optado por diseñar los muestreos en los periodos más relevantes para cada especie o grupo de especies en función de la bibliografía especializada consultada. Se exponen resultados de aquellos trabajos que han coincidido con las fechas más relevantes en la reproducción y la invernada de los taxones y/o grupos objeto de seguimiento entre agosto de 2019 y julio de 2020.

Los muestreos se han centrado en las Especies Amenazadas de Castilla-La Mancha en base al Decreto 33/1998 y al Decreto 200/2001, de 6 de noviembre que lo modifica, como el sisón común, la avutarda común, la ganga ibérica, la

---

<sup>38</sup> Decreto 33/1998, de 05/05/1998, Consejo de Gobierno de Castilla-La Mancha, por el que crea el Catálogo Regional de Especies Amenazadas de Castilla-La Mancha.

<sup>39</sup> Real Decreto 139/2011, de 4 de febrero, para el desarrollo del Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial y del Catálogo Español de Especies Amenazadas.

ganga ortega, el cernícalo primilla y en rapaces. Se han considerado, por tanto, especies incluidas en alguna de las categorías altas de amenaza y/o protección, y taxones que por sus características y biología pudieran sufrir impactos significativos asociados al proyecto.

f) Figuras protegidas: Tras implementar la información cartográfica disponible en un Sistema de Información Geográfica (SIG), en el entorno de la PSF ESPARTERO se observa que no existe afección por parte de las infraestructuras proyectadas a Zonas de Especial Conservación (ZEC) o Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA). Las figuras más cercanas a la planta son:

- Lugar de Importancia Comunitaria (LIC) declarado ZEC “Ríos Quejigal, Valdeazogues y Alcudia”, código ES4220007, situado a unos 700 metros al noroeste de la poligonal de la planta.
- LIC declarado ZEC, y ZEPA “Sierra Morena”, código ES0000090, situado a unos 1.300 metros al suroeste de la poligonal de la planta.

La coincidencia de la ZEC y la ZEPA “Sierra Morena” también se repite con la presencia del Parque Natural del Valle de Alcudia y Sierra Madrona, con código ES422039, declarado según la Ley 6/2011, de 10 de marzo.

La poligonal que delimita la PSF ESPARTERO se encuentra situada sobre una Zona de Interés para los Mamíferos (ZIM) y un Área de Interés para la Avifauna (IBA), que no tienen protección como tal para este tipo de fauna, pero que nos indican que estas áreas tienen una gran importancia faunística. La ZIM queda denominada como “Valle de Alcudia y Sierra Madrona”, mientras que la IBA tiene el nombre de “Valle y Sierra de Alcudia”. No se localiza en el ámbito de actuación ningún humedal catalogado de importancia, ni ninguna zona RAMSAR<sup>40</sup>.

Con respecto a los elementos geomorfológicos, se localizan en lo alto de las zonas más elevadas una serie de áreas categorizadas como “Crestas apalachenses”, situadas a unos 2 kilómetros al noreste de la planta, habiendo también dispersos en un radio de unos 3-4 kilómetros al noreste una serie de lugares caracterizados como “Pedrizas en relieve”, así como un área perteneciente a una “Laguna y zona endorreica”, que se sitúa a unos 400 metros de la línea de evacuación aérea, sin afectar en ningún momento a este elemento. Más alejado, a unos 4 kilómetros al norte, hay una zona muy pequeña categorizada como “Afloramientos volcánicos”.

En términos de figuras de protección a la fauna, todo el área se encuentra ocupada por la malla “c” perteneciente a la Resolución 28/08/2009, por la que se delimitan áreas prioritarias de reproducción, de alimentación, de dispersión y de concentración local de las especies de aves incluidas en el catálogo regional de especies amenazadas de Castilla-La Mancha y donde se dispone las zonas de protección en las que serán de aplicación las medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en las líneas

---

<sup>40</sup> La Convención de Ramsar es un tratado ambiental intergubernamental establecido en 1971 por la UNESCO, que entró en vigor en 1975, e identifica humedales de importancia internacional, especialmente aquellos que proporcionan hábitats para aves acuáticas.

eléctricas aéreas de alta tensión. También están presentes las mallas “a” y “b”, aunque sólo la segunda afecta a la situación de la planta fotovoltaica, mientras que el límite de la primera se sitúa a unos 500 metros al sur.

Vista la presencia de una ZIM y una IBA en los alrededores, la fauna, tanto de mamíferos como de aves, tiene en esta área una importancia palpable, pues la planta y una parte de su línea de evacuación aérea se encuentran en una zona de dispersión del águila perdicera y una zona de importancia de la cigüeña negra, el buitre negro, el águila imperial y el lince ibérico. Además, se encuentra cercana a varias áreas críticas correspondientes a la cigüeña negra, el águila perdicera y el buitre negro (que coinciden con las áreas ZEC-ZEPA antes descritas, y, por tanto, se sitúan a la misma distancia que éstas).

- g) Paisaje: Según el Atlas de los paisajes de España, el área de estudio queda enmarcada dentro de la Unidad de Paisaje “Penillanura del Valle de Alcudia en Mestanza” incluido dentro del tipo de “Penillanuras suroccidentales”, más concretamente dentro del subtipo “Adehesadas sobre esquistos” y la asociación “Penillanuras y piedemontes”.

La calidad del paisaje es media, y la fragilidad baja.

En base a un modelo digital del terreno y tras realizar los análisis espaciales SIG sobre 10 kilómetros de cuenca, 1,70 metros de altura observados y una altura de paneles de 4 metros, se obtiene un resultado que concluye que desde el 49,54% del territorio analizado se verá alguna infraestructura del proyecto.

- h) Patrimonio: La información cartográfica disponible sobre Montes de Utilidad Pública y Vías Pecuarias (IMOVIP, Consejería de Agricultura de la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha) se integró en un SIG junto con la del proyecto para el estudio de la presencia o no de estos elementos en el ámbito de la PSF ESPARTERO. Como resultado, en el ámbito de estudio no se han encontrado montes de utilidad pública (MUP), situándose los más cercanos a más de 7 kilómetros de distancia en dirección sur de las instalaciones de la planta.

Respecto a las vías pecuarias, en el ámbito de estudio existen varias en las cercanías de la planta fotovoltaica y la línea de evacuación aérea, aunque no se producen cruzamientos o afecciones a las mismas. Únicamente se destaca la casi colindancia (el vallado de la planta solar se encuentra a unos 40 metros de distancia) de la Cañada Real Segoviana. No se prevé que se cause afección a esta vía pecuaria, por lo que no será necesario solicitar Autorización de Ocupación a las vías pecuarias al organismo correspondiente.

Las otras Vías Pecuarias cercanas son la “Cañada Real Soriana Oriental”, situada a unos 600 metros al noreste de la línea aérea de evacuación, y la “Cañada de Puerto Suelta”, que se encuentra a unos 1.700 metros al sureste de la SET Colectora.

Con respecto a los elementos patrimoniales, la línea de evacuación aérea no produce afección alguna, aunque en la superficie delimitada por el vallado de la PSF ESPARTERO se encuentra un elemento denominado “Torre de las Sisoneras”, de época contemporánea, que deberá ser respetado en todo

momento. Otros elementos que se encuentran cercanos al conjunto de la planta son fundamentalmente edificios de corte contemporáneo, antiguas minas en desuso, cerros con asentamientos de la época calcolítica y lagunas que se sitúan cerca del final de la línea aérea, además de los edificios patrimoniales que se encuentran en la localidad de Brazatortas (su iglesia parroquial, la fuente del camino de Montoro, etc.).

- i) Riesgos y vulnerabilidad: Debido a que, tras la valoración, la mayoría de los riesgos considerados no se categorizan como ‘Moderado’, ‘Importante’ o ‘Muy Grave’, no es necesario establecer medidas de actuación para reducir o evitar estos riesgos, ya que no tienen la entidad suficiente para acarrear accidentes graves o catástrofes en la planta fotovoltaica y el medio donde se desarrolla.

En cuanto a los riesgos ‘Tolerables’ de altas temperaturas, niebla, granizo y lluvias máximas, los cuales son riesgos independientes de la actividad que se va a desarrollar, no tienen la entidad suficiente para acarrear accidentes graves o catástrofes en la planta fotovoltaica y en el medio ambiente donde se desarrolla, aunque sí podrían generar daños o accidentes en las personas o a las instalaciones. Se realizará un adecuado sistema de drenaje y de evacuación de las aguas pluviales en la planta, para evitar el encharcamiento y generar daños en las instalaciones durante episodios de fuertes lluvias. En cualquier caso, estos encharcamientos no generarán situaciones de peligrosidad. Por otro lado, se adoptarán medidas de seguridad y prevención de sentido común, y aplicables para todo tipo de proyectos, como son: No trabajar durante los días o momentos de fuertes lluvias y olas de calor y extremar las precauciones durante los desplazamientos en vehículo por carretera y por caminos en las instalaciones y alrededores durante fuertes nieblas.

Por su parte, con respecto al riesgo moderado de incendios forestales, se llevarán a cabo comprobaciones periódicas, y se mantendrá la vegetación herbácea de la planta mediante ganado ovino. En caso de que el riesgo aumentara, y si el promotor o la administración así lo consideraran, deberá implementarse un Plan de Autoprotección contra Incendios Forestales.

## **ANEXO II: Contenido de los Proyectos**<sup>41</sup>

### **1. Características generales**

El proyecto PSF ESPARTERO consiste en una planta de generación con tecnología fotovoltaica de 174,00 MW nominales y 228,971 MW pico.

El parque fotovoltaico se conectará a través de la Subestación Espartero 33/220 kV que después enlazará, a través de una línea aérea de 220 kV, hasta la SET Colectora 220 kV desde donde, finalmente, se evacuará en la Subestación Brazatortas 220 kV, propiedad de REE.

El proyecto se encuentra localizado en los municipios de Brazatortas y Almodóvar del Campo, en la provincia de Ciudad Real.

### **2. Instalación Fotovoltaica**

El proyecto PSF ESPARTERO consistirá en la construcción, instalación, operación y mantenimiento de una planta solar fotovoltaica con módulos fotovoltaicos de tecnología de seguimiento solar a un eje horizontal. La planta contará con una potencia instalada total de 228,971 MWp, resultando una potencia nominal de 174,00 MWn. Las principales características son:

- Potencia instalada: 228,971 MWp
- Potencia conectada a red: 174,0 MWn
- Nº de módulos fotovoltaicos: 440.328 Uds
- Potencia módulo fotovoltaico: 520 Wp
- Nº de Centros de transformación: 30 Ud (29 de 2 inversores y 1 de 1 inversor):
  - ⇒ Potencia máxima del inversor instalado: 2.993 kVA a 25°C
  - ⇒ Potencia del transformador instalado: 3.000 kVA
  - ⇒ Aparamenta MT en 33kV
  - ⇒ CT con capacidad para 2 inversores + 2 transformadores o 1 inversor + 1 transformador
  - ⇒ Unidades: 30 centros
- Entrada a Subestación elevadora 33/220 kV. Transformador 190 MVA 220/33 kV

El punto de conexión final de la instalación generadora fotovoltaica se realizará en la subestación Espartero 33/220 kV en un transformador de 185 MVA para, posteriormente, conectar mediante una línea de 220 kV con la SE colectora 220

---

<sup>41</sup> Son cuatro proyectos correspondientes a la PSF ESPARTERO, a la SE 33/220 kV ESPARTERO, a la Línea de evacuación a 220 kV 'SE ESPARTERO – SE COLECTORA' y el Proyecto de ejecución de las instalaciones de evacuación en el nudo Brazatortas 220 kV (que incluye las infraestructuras comunes de evacuación a varias plantas fotovoltaicas: Subestación SE 2 COLECTORA 220 kV y Línea Aérea de Alta Tensión a 220 KV), todos ellos fechados en octubre de 2020.

kV, que evacuará la energía en nudo de la SE Brazatortas 220 kV, propiedad de REE.

La PSF ESPARTERO tendrá capacidad de generar electricidad a nivel de 33 kV en sistema alterno trifásico. Las islas de potencias se conectarán en serie sobre unos circuitos colectores de MT hasta la entrada de la subestación elevadora.

En el proyecto básico se ha diseñado cada isla de potencia constituida por:

- Seguimiento solar horizontal accionado por un único motor que contendrá 84 paneles fotovoltaicos monocristalinos
- Módulos fotovoltaicos de 520Wp
- Seguidores a un eje horizontal
- Inversor fotovoltaico de 2.993 kVA a 25 °C
- Transformador 33/0,64 kV de 3,0 MVA

Los módulos fotovoltaicos se asocian en serie, formando “*strings*” de 28 paneles fotovoltaicos hasta alcanzar la tensión de generación deseada y en paralelo para conseguir las corrientes de operación de fácil manejo.

Los *strings* se asocian en paralelo en “Cajas de agrupación de primer nivel” llamados también “*string-box*”. Los circuitos de salida de cada *string-box* se conectarán a la “caja de agrupación de segundo nivel” a la entrada del inversor fotovoltaico en el CT. Se disponen en ambas cajas las protecciones necesarias que se consideren óptimas de diseño según la normativa vigente.

Desde la “caja de agrupación de segundo nivel” saldrán los circuitos hasta cada una de las entradas en corriente continua del inversor.

Mediante el empleo del inversor fotovoltaico se acondiciona la potencia eléctrica obtenida del campo de módulos fotovoltaicos, disponiendo de esta energía en un sistema trifásico alterno. Las características del sistema trifásico empleado son:

- Sistema trifásico equilibrado
- Frecuencia de trabajo de 50 Hz  $\pm$ % marcado por normativa
- Un disminuido factor de distorsión armónica THD%, <3%
- Tensión de salida VAC: 640 V  $\pm$  10%

Las líneas colectoras de evacuación en MT de la planta de generación recogerán la energía generada que tendrá su punto de evacuación en las barras de 33 kV de la SET Espartero 33/220 kV.

Se saldrá de los CT's en MT con un circuito subterráneo que irá interconectando los diferentes CT's hasta un máximo de tres. Cada uno de estos circuitos se conectará en la barra de MT de la subestación elevadora Espartero 33/220 kV, siendo un total de 30 CT's (Skids) de la PSF ESPARTERO conectados a la entrada de la SET elevadora.

La siguiente tabla presenta de forma resumida los datos generales de la PSF ESPARTERO:

<b>CONFIGURACIÓN GENERAL</b>			
Total Potencia Nominal	174.000 MWn	Total Módulos	440 328 Ud
Total Potencia Pico	228.971 MWp	Total Seguidores	5.242 Ud
Ratio Wp/Wn	1,315925287	Total Inversores	59 Ud
		Total Centros Transformación SKID	30 Ud
<b>CARACTERÍSTICAS DE LA LOCALIZACIÓN</b>			
Localización	Brazatortas, Ciudad Real	Superficie catastral	525.4043 ha
País	España	Superficie vallada	402,14 ha
Lat / Long	38.60° m E / -4.34° m N	Superficie ocupada	122.26 ha
Altitud	734 msnm	Ratio ha/MW	1.76 ha/MW
<b>DATOS METEOROLÓGICOS</b>		<b>PRODUCCIÓN</b>	
GHI	1.804 kWh/m <sup>2</sup>	YIELD	1.981 kWh/kWp/año
Temp.	16,04 °C	Factor de Capacidad	22,61%
Temp. Max/Min	-	Energía Bruta	453.647 GWh/año
Fuente	SolarGis	Energía Neta	449.111 GWh/año
<b>CONFIGURACIÓN DE EQUIPOS<sup>42</sup></b>			
<b>MÓDULO FV</b>		<b>SEGUIDOR A UN EJE N-S</b>	
Fabricante	JINKO JKM 520	Fabricante	SOLTEC
Modelo	JINKO JKM 520	Modelo	SF7 2Px42
Tecnología	Mono-c Si.	Tipo	Mono facial
Potencia pico	520 Wp	Pitch	12.0 m
Voltaje Max	1 500 V	Módulos por Seguidor	84 módulos
<b>CAJA DE STRING</b>		<b>INVERSOR</b>	
Entradas	24/21	Fabricante	Elettronica Santerno
Voltaje Max	1.500 V	Modelo	SUNWAY TG2700
Fusibles	16 A	Potencia nominal	2x 2.993 kVA @25°CW
Aislamiento	IP65	Rango MPPT	0
Intensidad Max	400 A	Voltaje Max	1 500 V
<b>CENTRO DE TRANSFORMACIÓN</b>		<b>CABLEADO ELÉCTRICO</b>	
Potencia AC	Trafo: 1 X 3000 kVA	Cable de String	6 mm <sup>2</sup> , Cu
Num. Inversores	59 Ud	Cable DC	XLPE, Al
Num. transform.	59 Ud	Secciones	630 mm <sup>2</sup>
Ratio Transf.	0,640 kV / 33 kV	Cable MT	XLPE, Cu
Servicio	SKID	Secciones	300, 400, 500, 630, mm <sup>2</sup>

La suma de las potencias nominales de los 59 inversores de 2.993 kVA daría como resultado una potencia nominal de 176,587 KWn, que es superior a la

<sup>42</sup> Los fabricantes mencionados en la tabla son los que se han considerado en la fase de desarrollo del proyecto, pudiéndose modificar en fase posterior de construcción.

potencia nominal del proyecto (174,00 kWn). Por tanto, la potencia de los inversores estará limitada por software por medio del *Power Plant Controller* (PPC) del parque fotovoltaico y así se considerará que la potencia de cada inversor será de 2.949,15 kWn, resultando una potencia total del parque 174,00 KWn.

## 2.1. Módulo fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos monocristalinos previstos para instalar en la PSF ESPARTERO serán del modelo JKM520M-7TL4-V de JINKO SOLAR o similar, cuyas características principales son las siguientes:

- Potencia: 520 Wp
- Tensión en el punto  $P_{max}$  ( $V_{MPP}$ ): 40,47 V
- Corriente en punto  $P_{max}$  ( $I_{MPP}$ ): 12,85 A
- Tensión a circuito abierto,  $V_{oc}$ : 48,99 V
- Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ): 13,53 A
- Tensión máxima del sistema ( $V_{DC}$ ): 1.500 V
- Eficiencia del módulo ( $\eta$ ): 20,56 %

## 2.2. Seguidor solar

Los paneles fotovoltaicos se instalarán sobre una estructura de seguimiento solar a un eje horizontal que conjugan varios paneles solares que se mueven al unísono, en dirección este-oeste (E-W). Están provistos un motor que, a través de una transmisión mecánica, permite girar al unísono todos los ejes propios de cada panel a fin de modificar la orientación.

Por tanto, la tipología de seguidor que se instalará es de seguimiento solar a un eje horizontal con implementación de *backtracking*. Para la elaboración de los estudios del proyecto se ha considerado el modelo SF7 2Px42, módulos de Soltec, que dispone de 84 módulos en disposición 2V (2 vertical) o similar. La configuración de cada seguidor consta de un motor que une y mueve solidariamente los 84 módulos. La separación entre los seguidores (*pitch*) en la instalación será de 12 metros.

El sistema de *backtracking* del que está provisto el seguidor evita la proyección de sombras de una fila del seguidor sobre otra, calculando el ángulo óptimo de giro en cada momento para evitar este fenómeno.

La cimentación del seguidor se podrá realizar mediante perfiles hincados en acero directamente sobre el terreno, calculados en base a las pruebas realizadas en terreno, o mediante un primer perforado del terreno y una posterior introducción de los perfiles mencionados.

## 2.3. Inversor fotovoltaico

El inversor utilizado en la PSF ESPARTERO será un SUNWAY TG2700 1500V TE-640 OD de SANTERNO o similar. Habrá un total de 25 inversores instalados en la planta cuyas principales características se detallan a continuación:

a) Entrada DC:

- ⇒ Rango tensión (MPPT): 904-1.500 V
- ⇒ Tensión máxima entrada: 1.500 V
- ⇒ Corriente entrada máxima: 4.500 A

b) Salida AC:

- ⇒ Potencia nominal de CA: 2.993 kVA, a 25°C
- ⇒ Corriente salida máxima: 2.700 A
- ⇒ Factor de distorsión máximo (THD): <3%
- ⇒ Tensión de salida VAC: 640 V  $\pm$  10%
- ⇒ Número de fases: 3 (L1, L2, L3, PE)
- ⇒ Frecuencia de red CA/rango: 50 Hz - 60Hz

c) Datos generales:

- ⇒ Rendimiento máximo: 99,8 %
- ⇒ Dimensiones: 4.624 – 2.470 – 1.025 mm
- ⇒ Peso: <4.400 kg
- ⇒ Grado de Protección: IP54
- ⇒ Sistema de refrigeración: Ventilación forzada con control del ventilador
- ⇒ Flujo de aire: 8.475 m<sup>3</sup>/h
- ⇒ Nivel de ruido: < 78 dB
- ⇒ Temperatura de operación: -25°C a 62°C
- ⇒ Humedad relativa (sin condensación): 0-95%
- ⇒ Altura sobre el nivel del mar: 4.000 metros

## 2.4. Centro de transformación (CT)

El CT considerado para el proyecto PSF ESPARTERO será del tipo en el que todos los equipos se instalan en el exterior. Existirán 30 CT's que incluirán:

- Envolverte
- Equipo Inverter: 1ud x 2.993 kVA / 2ud x 2.993 kVA (5.986 kVA)
- Transformador de Potencia: 1ud x 3.000 kVA / 2ud x 3.000 kVA (0,64/33 kV)
- Celdas de Media Tensión
- Cuadros de agrupación CC
- Cuadro auxiliar de BT
- UPS<sup>43</sup> local
- Cuadro de monitorización
- Transformador para servicios auxiliares

---

<sup>43</sup> *Uninterruptable Power Supply* o Sistema de Alimentación Ininterrumpida (SAI).

Toda la instalación de los CT's se realizará cumpliendo las indicaciones marcadas por el fabricante del *skid*, Santerno, que deberá cumplir las normativas correspondientes. Además tendrá a disposición el certificado de calidad y homologación correspondiente a la integración de los equipos dentro del CT.

## 2.5. Transformador de potencia

El transformador de potencia empleado será trifásico de 3.000 kVA de 33/0,64 kV. Sus principales características son:

- Potencia Nominal: 3.000 kVA
- Aislamiento: Encapsulado en aceite.
- Grupo de Conexión: Dy11
- Tensión de primario: 3x640V
- Tensión secundario: 3x33.000 V  $\pm$  2,5%

## 2.6. Celdas de Media Tensión (MT)

Las celdas de MT empleadas en el proyecto serán del tipo modulares aisladas en SF<sub>6</sub>, sumando en cada CT una celda de línea y una de protección con interruptor automático para el transformador por cada inversor del CT.

El conjunto compacto empleado tendrá las siguientes características principales:

- Tensión asignada Ur: 36 kV
- Frecuencia asignada fr: 50-60 Hz
- Tensión de impulso tipo rayo: 170 kV
- Tensión ensayo a frecuencia industrial: 70 kV
- Corriente nominal barras: 400/630 A
- Corriente admisible corta duración 1seg: 16/20 kA
- Corriente admisible valor de cresta: 50 kA
- Clase E3

## 2.7. Integración

El CT estará completamente integrado e interconectado interiormente para el correcto funcionamiento de todos los equipos instalados. Dispondrá de:

- Separación física entre BT, MT
- Iluminación interior
- Iluminación de emergencias
- Sistema protección por temperatura de transformador
- Ventilación forzada para los distintos habitáculos (BT, MT)
- Cuadro de Servicios Auxiliares (SSAA)
- Transformador de SSAA: 6 kVA 640/400 V Dyn11 (CT de 2 inversores)
- Cuadro General de Protección de Baja Tensión entre inversor y transformador

- Herrajes
- Tierras interiores

## 2.8. Instalación eléctrica

Este tipo de instalación se regirá principalmente por Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), el Reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación (RCE) y sus UNE correspondientes.

### 2.8.1. Instalación de Baja Tensión (BT) en Corriente Continua (CC)

La instalación de BT en CC comprende todo el sistema que conecta desde la formación de los *strings* e interconexión de placas hasta la entrada al equipo inversor. Se agruparán 28 paneles fotovoltaicos en serie para formar los *strings*. Se conectarán teniendo en cuenta la polaridad de sus terminales.

Las características de los *strings* así formados serán:

- Potencia, Pmax: 14.560 Wp
- Intensidad a potencia máxima, Imp: 12,50A
- Tensión a potencia máxima, Vmp: 1.164,8 V
- Intensidad de cortocircuito, Icc: 13,23 A
- Tensión a circuito abierto, Voc: 1.375,92 V

La conexión de los módulos para formar los *strings* y las prolongaciones hasta la conexión en la caja de *string* correspondiente se realizarán mediante conectores Multi Contact MC4.

Las cajas de Agrupación Primaria, Cajas de *Strings*, serán de poliéster de doble aislamiento, con grado de protección mínima IP65. En su interior se alojarán tantas bases de fusibles de tamaño 22x58 como sean necesarias para la conexión de *strings*, según el caso. Se ha diseñado la configuración de cajas de *String* de 24 y 21, siendo un total de:

- 286 Cajas de 24 Strings
- 422 Cajas de 21 Strings

En términos prácticos, se comprarán todas las cajas iguales, de 24 *strings*, para facilitar la distribución en campo.

Cada una de las entradas de *strings* estarán equipadas con protección por fusible. Además se instalará una protección contra sobretensiones y un seccionador de corte en carga para CC de intensidad nominal suficiente para seccionar todos los circuitos de *strings* que agrupa la Caja

Las principales características de las cajas de *strings* son:

- Aislamiento: IP 65
- Tensión de aislamiento: 1.500 V

- Entradas: 21/24
- Fusibles: 16 A gPV 1.500 V
- Maniobra: Seccionador 400 A
- Descargador de sobretensión: Clase 2

Una vez agrupados los *strings* en paralelo en las cajas de agrupación primaria hay que transportar la energía eléctrica hasta los inversores. Esta agrupación se realiza en paralelo y se protegerá contra sobreintensidades con fusibles de fundido rápido para corriente continua, en los polos positivo y negativo de cada circuito de entrada. Si la suma de todas las intensidades de las protecciones de entradas es inferior a la corriente máxima del circuito de salida, se dispondrá de un interruptor-seccionador en la salida. Si no fuera así, la salida se protegerá mediante seccionadores fusible de corte en carga.

El tendido se hará directamente soterrado según el REBT, siguiendo la norma de la instrucción ITC-BT-07 'Redes subterráneas para distribución en baja tensión'.

Cada inversor posee un Cuadro de Agrupación en Baja Tensión (CABT) internamente, donde se agruparán los 10 circuitos provenientes de las diferentes cajas de *strings*. Los CABT tendrán las siguientes características:

- Aislamiento: IP65
- Tensión aislamiento: 1.500 V
- Embarrado independiente para cada uno de los circuitos entrantes
- Seccionadores-fusibles: 400 A
- 10 entradas para circuitos de CC
- Tablero de material autoextinguible y libre de halógenos

#### 2.8.2. Instalación de BT en Corriente Alterna (CA) de generación

La instalación de BT en CA comprende todo el sistema que conecta desde el inversor hasta las bornas de entrada del transformador de MT del CT. Es un sistema trifásico a 640V y 50Hz.

La conexión de los inversores con los transformadores de potencia se realizará mediante conductores de las siguientes características:

- Denominación: RZ1-K
- Conductor: Cobre, flexible clase 5
- Aislamiento: Polietileno reticulado (XLPE)
- Cubierta exterior: Poliolefina termoplástica libre de halógenos
- Voltaje: 0,6 / 1 kV

En el caso de los *skids*, los puentes desde el inversor a las celdas de MT son suministrados y garantizados por el fabricante del CT.

Se instalará un dispositivo de protección y maniobra entre la salida del inversor y la entrada al transformador en el lado de BT. Sus principales características son:

- Tensión nominal: 750 V
- Intensidad nominal: 3600 A
- Interruptor-Seccionador de corte en carga
- Cerramiento Metálico

En el bastidor del inversor, a la salida de circuitos de CA, se verificará que existe protección mediante Interruptor Automático para CC con funciones de protección de sobreintensidad por sobrecarga y por cortocircuito, además de protección de desequilibrio de corriente, sobre y subtensiones, fallo de frecuencia. Si no existieran estas protecciones, se implementaría en un bastidor independiente de protecciones de BT.

### 2.8.3. Instalación de BT para SSAA en CA

Los servicios auxiliares de la instalación de la planta se considerarán como instalación interior, observándose para ello lo dispuesto en Real Decreto 842/2002<sup>44</sup>, las instrucciones técnicas complementarias y las normas particulares de la empresa suministradora para la configuración de los puntos de medidas. Las instalaciones se dotarán de protecciones de sobre-subtensiones, sobreintensidad, contactos directos e indirectos según la normativa mencionada.

La instalación de intemperie se ejecutará soterrada. La entrada en cuadro de reparto se realizará con prensastopas, se instalará según instrucción ITC-BT-07 'Redes subterráneas para distribución en baja tensión' y se tratará como redes de distribución enterradas. Los cuadros de intemperie tendrán protección IP54.

La instalación en el interior de edificios se ejecutará bajo tubo rígido de PVC o empotrado en obra, según prescripciones ITC-BT-19 'Instalaciones interiores o receptoras'. En zonas húmedas/mojadas de interior se ejecutará en canalizaciones y cajas estancas con grado de protección IP54.

En el interior de cada CT se instalará un transformador de SSAA para abastecer los servicios generales, cuyas características son:

- Potencia Nominal: 6 kVA (CT de 2 inversores),
- Aislamiento: Encapsulado seco
- Tensión de cortocircuito: 3%
- Grupo de Conexión: Dyn11
- Tensión de primario: 3x640 V
- Tensión secundario: 3x400 V  $\pm 2,5\% \pm 5,0\%$

---

<sup>44</sup> Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

Se instalará un primer cuadro de reparto a la salida del transformador de SSAA con salidas trifásicas protegidas con un interruptor automático extraíble. Los Cuadros de Baja Tensión para protección y mando de la instalación se distribuirán por la planta centralizando los circuitos por las diferentes zonas de consumo.

El cuadro de BT de SSAA en el CT alimentará y protegerá los siguientes circuitos: Ventilación forzada CT, servicios propios CT, alumbrado CT, Comunicaciones, seguridad y reservas.

Se instalarán doce salidas de circuitos diferentes a los que se dotarán de protecciones contra sobrecargas según sección de cables y contra contactos indirectos por dispositivo de corriente diferencial residual, según necesidades, de 300mA/30mA de sensibilidad, todas con poder de corte de 6 kA.

Los seguidores solares considerados son autoalimentados. Estarán dotados de un panel fotovoltaico con UPS, que garantizará el arranque de motores a primera hora de la mañana. De esta forma se evita todo el tendido de alimentación en zanjas.

El alumbrado de servicio estará compuesto de aparatos de bajo consumo de balasto compensado y cumplirán las especificaciones de UNE-EN60598, UNE-12464.1 y el Real decreto 838/2002.

## **2.9. Instalación de puesta a tierra**

El esquema de tierra a utilizar será:

- Aislado de Tierra para la Instalación de CC (Tierra flotante)
- Esquema TT para instalación de CA de SSAA.

La resistencia al paso de la corriente de los electrodos obtenida por medición directa, no deberá ser en ningún caso superior a 60 Ohmios. Si así sucediera, se efectuaría un tratamiento del terreno por alguno de los métodos utilizados en la práctica en el lugar donde se haya ejecutado la instalación. En caso de realizar esta actuación se comunicaría a la ingeniería que realiza la instalación común del edificio para tomar las medidas correctoras que se estime necesario.

Se conectarán a tierra todas las masas susceptibles a ponerse en tensión en la instalación, incluidas canalizaciones metálicas y red equipotencial de masas.

Para la puesta a tierra de la planta fotovoltaica, se aprovechará la apertura de las canalizaciones subterráneas para tender un anillo de cobre desnudo de 1x95 mm<sup>2</sup>, donde conectarán todas las picas de tierra. El sistema de tierras de BT se ejecutará así a profundidades más elevadas. Desde este anillo se dará tierra a todas las partes metálicas de la instalación que sean susceptibles a estar en tensión (de BT). Asimismo, se dará tierra a las estructuras portantes.

Para la puesta a tierra del neutro de los CT's, estas picas se conectarán a una toma de tierra en la caja de registro de tierras para medición y mantenimiento mediante conductor 0,6/1 kV RV-K de 16 mm<sup>2</sup> de sección bajo tubo de 32 mm de diámetro.

En cada posición de cuadro de SSAA (CBT) se conectará una pica y se dará toma mediante soldadura aluminotérmica al anillo y/o mediante brida de conexión y conductor RV-K 0,6/1kV 1x16mm<sup>2</sup> Cu para dar tierra al cuadro. Todos los circuitos de salida de los CBT se repartirán con su correspondiente cable de tierra con sección igual a la de los conductores activos.

## **2.10. Instalación de MT**

El circuito de interconexión en MT comprende el circuito eléctrico en MT desde la salida de los CT's hasta el punto de conexión. Por lo tanto, este circuito transporta toda la energía del parque en nivel de MT de 33 kV.

Este circuito de MT procedente de las celdas de MT situadas en el CT discurrirá por canalización subterránea enterrado directamente, al igual que desde el último CT de la línea hasta el centro de seccionamiento. Este trazado consistirá en una franja reservada para la evacuación a la subestación.

El punto de conexión propuesto será en la barra de MT situada en la subestación elevadora Espartero 33/220 kV.

## **2.11. Monitorización**

La arquitectura está basada en estos dos bloques:

- Nivel 1: Centro de transformación
- Nivel 2: Centro de control
- Centro y módulo de comunicaciones
- *Data logger*
- Sistema de vigilancia, de comando y de adquisición de datos

En el CT se localizan los sistemas de control de las comunicaciones que realiza la adquisición de datos de los inversores. La comunicación entre los centros de transformación se realiza mediante conductor de fibra óptica que conecta un conjunto de centros en forma de anillo para después evacuar la información a la sala de control.

En la sala de control de la PSF ESPARTERO, en el edificio de operación y mantenimiento, se localizan los servidores que recogen toda la información del parque. El servicio de monitorización incluye un software de gestión y un archivo histórico con la base de datos adquiridos en el campo. Este software será el encargado de limitar la energía inyectada a la red.

El servidor central conforma el Sistema de gestión. SCADA<sup>45</sup> y base de datos se instalarán en dicho servidor. Este sistema gestionará el consumo, informará del estado a tiempo real del diagrama de cableado en la monitorización de energía, aportará gráficos, informes y alarmas. Sus prestaciones técnicas son:

- Acceso web por diferentes usuarios
- Alta adaptabilidad e integrabilidad con otros softwares
- Posibilidad de programar acciones redundantes
- Datos históricos y acceso a tiempo real
- Soporte para Windows, Linux, mac...
- Soporte para PC, tablets, teléfonos móviles, ...
- Configuración de informes dinámicos
- Gestión de alarmas

## 2.12. Seguridad

El sistema de seguridad dispondrá de las tecnologías de vigilancia y detección necesarias para garantizar la seguridad de la subestación. Estará permanentemente conectado a la sala de control del edificio de Operación y Mantenimiento y al sistema de comunicación de la subestación. Contará con baterías o SAI que proporciona un periodo de al menos tres horas de funcionamiento ininterrumpido en caso de fallo de alimentación de corriente.

El sistema estará formado por los siguientes elementos:

- Sistema de detección video vigilancia
- Sistema de control de acceso
- Sistema de supervisión
- Sistema de Integración

Se requiere un control de acceso para controlar el acceso a la planta a personal autorizado. Se requieren los Detectores de Presencia de Intrusos necesarios dentro de la sala de control del edificio de Operación y Mantenimiento.

Las funciones del sistema de control de accesos son: el registro, almacenamiento e identificación de los trabajadores y visitantes y el control de ingreso a las diferentes áreas internas. Contará con un software con computadores dedicados y no tendrá que estar en línea para que el sistema funcione. Además permitirá la asignación de claves para operadores con privilegios configurables.

En cuanto al sistema de circuito cerrado de televisión (CCTV), contará con cámaras fijas IR, cámara Tipo Domo y grabadores digitales. El número y disposición de cámaras se determinará en función de la morfología y el tipo de sistema de seguridad del proponente del sistema.

---

<sup>45</sup> *Supervisory Control And Data Acquisition* o Supervisión, Control y Adquisición de Datos.

Además habrá detectores de intrusión cuyo diseño garantice la detección de cualquier intruso dentro de la sala de control del edificio de Operación y Mantenimiento. Los detectores deberán ser de movimiento e insensibles a ruidos tales como truenos o vehículos circulantes por las cercanías.

El sistema de seguridad está basado en la solución de cámaras térmicas con análisis de video situadas en postes a una altura de tres metros. Se instalarán a su vez luces de disuasión. La localización propuesta para la instalación de estas cámaras es una por cada centro de seccionamiento. Las cámaras se colocarán de tal manera que se vigile todo el perímetro del parque y no haya puntos ciegos.

### **2.13. Edificio de operación y mantenimiento**

El edificio de operación y mantenimiento (O&M) se construirá usando contenedores modulares con una altura interior máxima de 2,50 metros. Las áreas que albergará el edificio principal de O&M de cada zona del parque son:

- Oficinas. Se instalarán dos oficinas independientes, una para el personal del propietario y otra para el proveedor de servicio, de 24 m<sup>2</sup> en planta, compuesta por un espacio abierto para 10 puestos de trabajo, además de un puesto adicional para la ubicación de SCADAs.
- Sala de Reuniones. Se instalará una sala de reuniones con capacidad para 10 personas.
- Aseos y vestuarios. Se prevé un aseo masculino con cuatro lavabos, tres wc y tres duchas, además de vestuario con taquillas. Además, se prevé un aseo femenino con un lavabo, un wc (adaptado para discapacitados) y una ducha, además de vestuario con taquillas.
- Cocina. Debido al tamaño de la planta, ésta estará preparada para tener una ocupación de 15 personas.
- Además, fuera del edificio, las instalaciones contarán con:
  - ⇒ Dos almacenes de 150 m<sup>2</sup> y 300 m<sup>2</sup> en planta, divididos en un taller y una zona de estanterías en dos alturas.
  - ⇒ Aparcamiento. Existirá un área de aparcamiento exterior cubierto alrededor del edificio con capacidad para mínimo 12 vehículos.
  - ⇒ Área de carga/descarga. Se dispondrá de un área al aire libre de 297m<sup>2</sup>, cerca del almacén, que permitirá el acceso a camiones para cargar y descargar los módulos fotovoltaicos.
  - ⇒ Área de almacenamiento de residuos. Esta área deberá localizarse fuera del edificio de O&M, con suficiente espacio para que pueda acceder un camión. La superficie de esta área será de al menos 30 m<sup>2</sup>.
  - ⇒ Área de contenedores. Adicionalmente al área de almacén se prevé acondicionar un área en el exterior dedicada a contenedores de transporte marítimo estándar de 20 pies, que contendrán diversos repuestos para el mantenimiento de la planta. El área ocupada por estos contenedores será de 147 m<sup>2</sup>.

El edificio y el almacén deberán tener un sistema anti-intrusos compuesto por un panel anti-intrusión de tres zonas, que puede ser compartido con el sistema anti-incendio, contactos magnéticos en las puertas exteriores del edificio, detectores volumétricos dentro y una alarma externa.

Además tendrá un sistema de protección contra incendios. Se instalarán extintores de polvo ABC, con una eficiencia mínima de 21A-113B distribuidos a través de las áreas utilizables en el edificio y el almacén, cumpliendo con que la distancia desde cualquier punto del mismo al extintor más cercano debe ser inferior a 15 metros. En áreas de riesgo eléctrico, se instalarán extintores de CO<sub>2</sub> de 5 kg con una eficiencia mínima de 89-B. Los extintores deberán estar ubicados de manera que sean fácilmente visibles y accesibles, cerca de los puntos donde existe la mayor posibilidad de que se inicie un incendio, cerca de salidas de emergencia y preferiblemente montados sobre particiones verticales de modo que la parte superior del extintor permanezca a un máximo de 1,70 metros sobre el suelo.

Se instalará un sistema de detección de incendios en todo el edificio y el almacén, que requerirá conectar el panel de detección a una centralita de alarmas de incendio, y deberá incluir al menos los siguientes elementos:

- Centro de detección.
- Detectores de humo ópticos.
- Detectores térmicos.
- Botones de alarma y rompecristales.
- Alarmas.
- Módulos de aislamiento, módulos de salida.
- Fuentes de energía auxiliares.

La cantidad de detectores dependerá del tipo de detector utilizado y de la geometría del local. Los detectores de humo ópticos se instalarán en todo el edificio y en el almacén. Los botones de alarma contra incendios estarán separados por no más de 25 metros a lo largo de un recorrido de evacuación. Se instalarán a una distancia de entre 1,2 y 1,5 metros del suelo, ubicándolos preferiblemente en el recinto y a las salidas del edificio. Además, se usarán dispositivos de alarma acústica.

En cuanto a la puesta a tierra del edificio de O&M, la conexión a tierra del edificio y el almacén se realizará a través de un circuito interno conectado a la red de puesta a tierra de la subestación, que conectará con el exterior a través de una arqueta de medida de puesta a tierra. Todos los equipos del edificio y el almacén y las masas de metal serán conectados a tierra a través de terminales de soldadura aluminio-térmica, abrazaderas y terminales de tierra. El cable de red será de cobre desnudo con una sección mínima de 50 mm<sup>2</sup> o equivalente de acuerdo con la normativa.

Asimismo, el edificio contará con niveles de iluminación diferentes para cada zona según los requisitos de uso y visuales establecidos. Toda la iluminación en las áreas de trabajo debe estar provista con equipos de alta eficiencia, equipos fluorescentes en las salas, oficinas, baños y almacenes, y lámparas de vapor de sodio en el exterior.

La iluminación de emergencia se debe configurar para que se encienda automáticamente cuando se produzca un fallo con la iluminación general y cuando la tensión de esta última caiga al menos un 70% de su valor nominal. La instalación de esta iluminación será fija y tendrá sus propias fuentes de energía. El suministro externo se utilizará para recargar las baterías de acumuladores o sistemas automáticos independientes.

### **3. Subestación Elevadora 33/220 kV Espartero**

La Subestación elevadora 33/220 kV Espartero se desarrollará para la inyección de energía a red, en concreto enlaza en media tensión la energía generada por la PSF ESPARTERO para elevarla a 220 kV. Posteriormente, esta energía conectará en la SE Colectora 220 kV que, finalmente, conectará en el nudo Brazatortas 220 kV de REE. Se ubicará en las parcelas 16 y 35 del polígono 84 del municipio de Almodóvar del Campo, en Ciudad Real.

La Subestación estará constituida por:

- a) Parque de 220 kV
  - Tipo Exterior (AIS)
  - Posiciones 1 posición línea-transformador
- b) Parque de 33 kV
  - Tipo Cabinas de interior aisladas en SF<sub>6</sub> (GIS)
  - Configuración Barra simple
  - Posiciones:
    - ⇒ 2 celdas de posición transformador
    - ⇒ 15 celdas de posición de línea
    - ⇒ 2 celdas de posición de línea de reserva
    - ⇒ 2 celdas de posición de SSAA
    - ⇒ 2 celdas para baterías de compensación de reactiva
    - ⇒ 2 reactancias de Puesta a tierra (intemperie)
    - ⇒ 2 celdas de medida
- c) Transformación: La subestación contará con una posición de transformación con un transformador 33/33/220 kV de 185 MVA.
- d) Red de puesta a tierra
  - ⇒ Tipo de electrodo Malla
  - ⇒ Conductor Cobre

Se realizará la red de puesta a tierra principal enterrada formando una retícula de 3,5x3,5 metros. Los límites de la malla de puesta a tierra se extenderá al menos 1,25 metros hacia el exterior del cierre de la subestación.

Para proteger los equipos e infraestructuras de descargas atmosféricas directas, la subestación estará dotada con una red de tierras aérea, unida a la malla de tierra de la instalación, garantizando una unión eléctrica adecuada. Se instalarán pararrayos con dispositivo de cebado.

- e) Sistema de control y protecciones: Se instalará un sistema integrado de control y protecciones que combinará las funciones de control local, protecciones y telecontrol.
- f) Medida de energía para la facturación: La medida para facturación se realizará en el lado de 220 kV, con punto de medida principal en la parte de alta tensión del transformador, mientras que la medida comprobante se situará en el otro extremo de la línea, en la SET Colectora 220 kV.
- g) Sistema de Comunicaciones: Se instalará un sistema de telecomunicaciones mediante fibra óptica de tecnología monomodo. Las telecomunicaciones, tanto para las protecciones diferenciales de línea y teledisparo como para el telecontrol entre subestaciones, se harán a través de la fibra óptica instalada en el cable de tierra aéreo.
- h) Sistema de Servicios Auxiliares: Se compone de SSAA de CA, con tensión nominal 400/230 V, 50 Hz y SSAA de CC, de 125 V y 48V de tensión.
  - ⇒ Equipos de Corriente Alterna
    - Dos Transformadores de servicios auxiliares, 33/0,42 kV y 160 kVA.
    - Dos Cuadros generales de corriente alterna
    - Un Grupo electrógeno, 100 kVA.
  - ⇒ Equipos de Corriente Continua
    - Dos Rectificador-batería de 125 Vcc
    - Un Convertidor 125 - 48 Vcc.
    - Un Cuadro general de corriente continua
- i) Sistema de Vigilancia y Seguridad: Formado por protección contra incendios y anti-intrusismo
- j) Sistema de Alumbrado.

Los parámetros principales del sistema eléctrico que condicionan el diseño de las obras e instalaciones son los siguientes:

MAGNITUD/ CARACTERÍSTICA	UD.	POS. 220 kV	POS. 33 kV
Tensión nominal	kV	220	33
Tensión más elevada para el material	kV	245	36
Frecuencia nominal	Hz	50	50
Tensión soportada frec. industrial	kV	460	70
Tensión soportada impulso tipo rayo (BIL)	kVp	1050	170
Intensidad nominal de operación barras	A	N.A.	1.618

Intensidad nominal de operación pos. transformador	A	485,5	1.618
Intensidad nominal de operación pos. línea	A	485,5	215,78
Intensidad máx. de defecto trifásico para diseño	kA	40	25
Conexión del neutro		Rígido a tierra	Resistencia Zigzag
Línea de fuga mínima aisladores	mm/kV	43,3	43.3

Los niveles de aislamiento seleccionados son los especificados en el “Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de Alta Tensión” (ITC-RAT 12).

Los equipos y otras infraestructuras principales que formarán parte de la subestación son los siguientes:

<b>LISTA DE EQUIPOS Y ESTRUCTURAS PRINCIPALES</b>	<b>Unidades</b>
Transformador de Potencia 220/33/33 kV 185 MVA	1
Transformador de tensión 220/ $\sqrt{3}$ - 0,110/ $\sqrt{3}$ - 0,110/ $\sqrt{3}$ - 0,110 / $\sqrt{3}$ kV	3
Transformador de tensión 33/ $\sqrt{3}$ - 0,110/ $\sqrt{3}$ - 0,110/ $\sqrt{3}$ - 0,110/3 kV	6
Transformador de intensidad 400-800-2000/5-5-5-5-5A	3
Interruptor unipolar 220 kV 2000 A SF <sub>6</sub>	3
Seccionador de línea tripolar con puesta a tierra 220 kV 2000 A	1
Pararrayos con dispositivo de cebado	6
Estructura metálica (pórtico) 220 kV	1
Autoválvulas 220 kV 10 kA	6
Autoválvulas 36 kV 10 kA	6
Reactancia trifásica de p.a.t. 33 kV	2
Resistencia de puesta a tierra (sistema de 33 kV)	2
Transformador de SSAA 160 kVA 33/0,42 kV	2
Celda de SSAA 36 kV 400 A	2
Celda de transformador SF <sub>6</sub> 36 kV 2000 A	2
Celda de línea SF <sub>6</sub> 36 kV 630 A	17
Celda para baterías de compensación de reactiva SF <sub>6</sub> 36 kV 630 A	2
Celda de medida SF <sub>6</sub> 36 kV	1

#### **4. Línea de evacuación 220 kV SE Espartero – SE Colectora 220 kV**

La línea eléctrica de evacuación de 220 kV tendrá capacidad de transporte suficiente para evacuar la energía eléctrica generada en la PSF ESPARTERO desde la SE Espartero 33/220 kV hasta SE Colectora 220 kV. Se trata de una línea en simple circuito con conductor dúplex del LA-180 y con doble cúpula para los cables de protección.

El trazado de la línea se inicia en el pórtico de la nueva Subestación Espartero 33/220 kV y finalizará en el pórtico de la nueva Subestación Colectora 220 kV.

El recorrido de la línea transcurre por los términos municipales de Almodóvar del Campo y Brazatortas (Ciudad Real).

La longitud total de la línea de evacuación es de 11.592 metros y está constituida en su totalidad en aéreo y en simple circuito. Tendrá 45 apoyos.

Características generales de la línea aérea de alta tensión:

Parámetros	Descripción
Sistema	Corriente alterna trifásica
Frecuencia	50 Hz
Tensión nominal	220 kV
Tensión más elevada de la red	245 kV
Origen de la línea	SE Espartero 33/220 kV
Final de la línea	SE Colectora 220 kV
Temperatura máxima de servicio del conductor	85°C
Capacidad Térmica de transporte por circuito	389,44 MVA verano 473,84 MVA invierno
Número de circuitos	1
Número de conductores por fase	2 (Dúplex)
Tipo de conductor	LA-180 (147-AL1/34-ST1A)
Tipo de cable compuesto tierra-óptico	2x OPGW-48 17 kA
Aislamiento	Vidrio templado, tipo caperuza y vástago
Apoyos	Torres metálicas de celosía
Cimentaciones	Zapatas individuales (Circular con cueva)
Longitud	11,592 kilómetros
Términos Municipales Afectados	Almodóvar del Campo, Brazatortas
Provincias afectadas	Ciudad Real

Los apoyos han sido seleccionados del catálogo del fabricante IMEDEXSA, que construye apoyos cumpliendo con las características indicadas en el Real Decreto 223/2008<sup>46</sup>. Todos los apoyos son torres tronco piramidales de sección construida con perfiles angulares galvanizados, unidos mediante tornillería. El fuste tronco piramidal se ancla al terreno con cimentación independiente en cada pata.

Los apoyos disponen de cimentación tetrabloque circular con cueva compuestas de cuatro bloques independientes y secciones circular y cónica. Serán de hormigón en masa de calidad HM-25 y deberán cumplir lo especificado en la Instrucción de Hormigón Estructural EHE 08.

Los armados que utilizarán los apoyos de la línea están fabricados por el fabricante IMEDEXSA. Se ha optado por armados tipo S formados por tres partes: Cabeza, Cruceta y Cúpula.

<sup>46</sup> 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 aislamiento estará formado por cadenas de aisladores de vidrio para poder soportar un nivel de contaminación ligero. Se justifica la elección de Zona II (nivel de contaminación media según clasificación Real Decreto 223/2008) para garantizar una mayor seguridad. El aislador a utilizar en el este proyecto ha sido seleccionado del catálogo de SGD La Granja o similar. En concreto es el aislador U210B.

Respecto a la protección de la avifauna, se colocará un salvapájaros en espiral, modelo SPD-17,51/21,8, cada 10 metros alternamente en los conductores de protección.

La puesta a tierra de los apoyos se realizará teniendo en cuenta lo que al respecto se especifica en el apartado 7 de la ITC-07 del Real Decreto 223/2008, considerando que la línea dispone de un sistema de desconexión automática, con un tiempo de despeje de la falta inferior a un segundo.

En todos los apoyos se instalará una placa señalización de riesgo eléctrico, donde se indicará la tensión de la línea (kV), el titular de la instalación y el número del apoyo. La placa se instalará a una altura del suelo de tres metros en la cara paralela o más cercana a los caminos o carreteras, para que pueda ser vista fácilmente.

## **5. Infraestructuras de evacuación compartidas para la evacuación en el nudo de Brazatortas 220 kV**

Las infraestructuras de evacuación compartidas necesarias para la evacuación de las centrales de generación eléctrica renovable en el nudo de conexión de la red de transporte eléctrico denominado Subestación Brazatortas, en el término municipal de Brazatortas (provincia de Ciudad Real), son las siguientes:

- Subestación SE 2 Colectora 220 kV: Nueva subestación colectora, situada en el término municipal de Brazatortas (Ciudad Real), que tiene como misión concentrar la energía procedente de varias plantas fotovoltaicas y evacuar dicha energía mediante una línea aérea de 220 kV.
- Línea Aérea de Alta Tensión de 220 kV: Nueva línea aérea de alta tensión que se encargará de transportar la energía eléctrica desde la nueva subestación SE 2 Colectora hasta la SE Brazatortas, propiedad de REE.

Estas infraestructuras de evacuación recolectan la energía generada por las siguientes seis centrales de generación eléctrica con tecnología solar fotovoltaica:

<b>Instalación fotovoltaica</b>	<b>Potencia</b>	<b>Promotor</b>
FV ESTRELLA SOLAR	35,75 MWp	BAYLIO SOLAR, S.L.U.
FV ENCINA AL SOL	35,75 MWp	FURATENA SOLAR 1, S.L.U.
FV ESPARTERO	229 MWp	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.
FV ELAWAN FOTOVOLTAICA III	50 MWp	ELAWAN ENERGY, S.L.
FV SOLARIA – HINOJOSA I	49,99 MWp	LERAPA INVESTMENTS, S.L.
FV BRAZOINVEST I	50 MWp	INVEST SOLAR IV, S.L.

### 5.1. Subestación SE 2 Colectora 220 KV.

Para la evacuación de la energía generada en las centrales generadoras mencionadas, se propone la construcción de una nueva subestación denominada “SE 2 COLECTORA”, que contará con una superficie aproximada de 5.268 m<sup>2</sup>, espacio limitado y protegido con un cierre de valla de 2,40 metros de altura mínima para evitar contactos accidentales desde el exterior y el acceso a la instalación de personas extrañas a la explotación.

En el interior del recinto indicado se implantará un Edificio de Control para los promotores, de dimensiones exteriores 21 metros de largo por 10 de ancho.

En la zona de intemperie se han previsto pasillos y zonas de protección de embarrados, aparatos y cerramiento exterior, que cumplimentan la ITC-RAT 15<sup>47</sup>, apartados 3 y 4. Por este motivo se colocará el aparellaje sobre soportes metálicos galvanizados de altura conveniente.

En el cerramiento se ha previsto una puerta peatonal y otra de 5 metros con vial interior, para que un camión-grúa realice con facilidad la carga y descarga tanto de las máquinas como de la aparamenta y demás elementos.

La Subestación estará constituida en un único nivel de tensión a 220 kV que se materializará en un parque de intemperie a 220 kV, en configuración de simple barra y compuesto por:

- Seis posiciones de línea, que conectarán cada una con las correspondientes líneas colectoras de 220 kV provenientes de las subestaciones elevadoras de 220 kV de los diferentes parques, recogiendo la energía generada por estos:
  - ⇒ Posición de línea Espartero: para evacuación de la instalación FV Espartero.
  - ⇒ Posición de línea Elawan: para evacuación de la instalación FV Elawan Fotovoltaica III.
  - ⇒ Posición de línea Estrella Solar: para evacuación de las instalaciones FV Estrella Solar y FV Encina al Sol.
  - ⇒ Posición de línea Solaria: para evacuación de la instalación FV Solaria–Hinojosa I.
  - ⇒ Posición de línea Brazoinves para evacuación de la instalación FV Brazoinves I.
  - ⇒ Posición de línea SET BRAZATORTAS (REE).
- Un embarrado principal formado por tubos Al-Ac en el exterior.

Como criterios básicos de diseño para el Parque Colector de Intemperie a 220 kV, se adoptarán las siguientes magnitudes eléctricas:

- Tensión nominal: 220 kV

---

<sup>47</sup> Instalaciones eléctricas de exterior.

- Tensión más elevada para el material (Ve): 245 kV
- Neutro: Rígido a tierra
- Intensidad de cortocircuito trifásico: 40 kA
- Tiempo de extinción de la falta: 0,5 seg
- Nivel de aislamiento:
  - ⇒ Tensión soportada a frecuencia industrial: 460 kV
  - ⇒ Tensión soportada a impulso tipo rayo: 1.050 kV
- Línea de fuga mínima para aisladores: 6.125 mm (25 mm/kV)

Se ha proyectado, además, la instalación de un grupo electrógeno con potencia suficiente para realizar la operación normal de la subestación en cuanto a los servicios esenciales se refiere. Esta fuente alimentará al Cuadro Principal de Corriente Alterna. La conmutación de las fuentes de alimentación principales es automática y se realiza en el Cuadro Principal de Corriente Alterna mediante un autómatas programable.

En cuanto al sistema de control, los armarios de control de las instalaciones de 220 kV contendrán debidamente montados, conexionados y presentados en el frontal con esquema sinóptico los conmutadores de mando y posicionado, elementos de señalización y alarmas. También se instalarán convertidores de medida para distintas magnitudes eléctricas.

Por otra parte, para la medida globalizada de todas las plantas fotovoltaicas, se establece inicialmente un sistema de medida principal y otro redundante, según establece el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico (Real Decreto 1110/2007). Ambos sistemas de medida se materializarán en el nivel de 220 kV. El sistema de medida principal se llevará a cabo a través del secundario de los tres transformadores de intensidad TI-12A, con potencia de precisión 10 VA y clase 0,2s, y de los 3 transformadores de tensión inductivos de 220 kV, de potencia de precisión 20 VA y clase 0,2, situados en la posición de línea Brazatortas. El sistema de medida redundante se llevará a cabo a través de equipos independientes, el secundario de los tres transformadores de intensidad TI-12B ubicados en la posición de línea Brazatortas, con potencia de precisión 10 VA y clase 0,2s, y de los 3 transformadores de tensión inductivos de 220 kV, de potencia de precisión 20 VA y clase 0,2, situados en la posición de barras (TTB).

Además, se prevé un sistema de medida principal individualizado para las siguientes posiciones de línea:

- 1) Posición de línea SOLARIA: Tres transformadores de intensidad TI, con potencia de precisión 10 VA y clase 0,2s, situados en la posición de transformador T-1 de la subestación elevadora SOLARIA, objeto de otro proyecto, y de los tres transformadores de tensión inductivos de 220 kV, de potencia de precisión 20 VA y clase 0,2, situados en la posición de barras (TTB).

- 2) Posición de línea ELAWAN: Tres transformadores de intensidad TI-14, con potencia de precisión 10 VA y clase 0,2s, y tres transformadores de tensión inductivos TT-14 de 220 kV, de potencia de precisión 20 VA y clase 0,2, situados en la posición de línea ELAWAN.
- 3) Posición de línea BRAZOINVES: Tres transformadores de intensidad TI, con potencia de precisión 10 VA y clase 0,2s, situados en la posición de transformador T-1 de la subestación elevadora BRAZOINVES, objeto de otro proyecto, y de los 3 transformadores de tensión inductivos de 220 kV, de potencia de precisión 20 VA y clase 0,2, situados en la posición de barras (TTB).

También se prevé un sistema de medida comprobante para cada una de estas posiciones en la posición de salida de sus correspondientes subestaciones elevadoras.

En el caso particular de la posición de línea ESPARTERO, se prevé un sistema de medida principal en la posición de salida de su subestación elevadora y un sistema de medida comprobante en la posición de línea de la subestación SE 2 Colectora. Este sistema de medida comprobante se llevará a cabo a través de tres transformadores de intensidad TI-13, con potencia de precisión 10 VA y clase 0,2s, y 3 transformadores de tensión inductivos TT-13 de 220 kV, de potencia de precisión 20 VA y clase 0,2, situados en la posición de línea ESPARTERO.

Por último, se realizará una medida fiscal para los Servicios Propios de la subestación en el nivel de BT, situado en el cuadro de servicios auxiliares de corriente alterna.

Además del correspondiente punto de medida global correspondiente al punto de frontera con la red, se instalarán equipos de medida individualizada de potencia activa y reactiva. En el Cuadro de control y Paneles de protecciones y en las propias celdas se han previsto convertidores de medida de intensidad, tensión y potencia activa y reactiva.

Respecto al Sistema de Puesta a Tierra de la Subestación, será único para la totalidad de las instalaciones de alta, media y baja tensión, incluida la estructura del edificio de fábrica y el pararrayos iónico. Tendrá las siguientes redes individuales:

- Parque intemperie a 220 kV.
- Cable de enlace de tierras o de acompañamiento.

Comprenderá, asimismo, las tierras de protección y de servicio.

La puesta a tierra, además de asegurar el funcionamiento de las protecciones, garantiza la limitación del riesgo eléctrico en caso de defectos de aislamiento,

manteniendo las tensiones de paso y de contacto por debajo de los valores admisibles según la ITC-RAT13<sup>48</sup>.

Se propone para una puesta a tierra única que comprenda:

- Las puestas a tierra de protección que conectarán los siguientes elementos: estructuras, herrajes, chasis, bastidores, armarios, vallas metálicas y puertas, cuba de transformador, pantallas de los cables y otros.
- Las puestas a tierra de servicio, que comprenden: neutros de transformadores de potencia, circuito de B.T. de los transformadores de medida, autoválvulas, elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra, aparatos y equipos que lo precisen para su funcionamiento.

El diseño de la puesta a tierra para todos los niveles de tensión constará de una malla de toma de tierra en el parque de 220 kV, con conductor de 120 mm<sup>2</sup> de cobre, desnudo, separados 5 metros aproximadamente, instalados a una profundidad mínima de 0,60 metros, con picas al menos en los extremos de cada tramo la malla, de acero cobreadas de 2 metros de longitud y 20 mm de diámetro. Además se prevén dos líneas perimetrales al cerramiento, una interior y otra exterior; ambas a un metro de distancia del mismo.

De dicha malla y también con cable de 120 mm<sup>2</sup>, se derivará, mediante soldadura aluminotérmica a los distintos soportes y aparatos del parque, para su puesta a tierra por medio de piezas de conexión. Esta malla se conecta al edificio control, desde el punto más próximo con cables de 120 mm<sup>2</sup> hasta una caja de conexión y verificación de las tierras, situado en el edificio de la que partirán a su vez las derivaciones, Cuadros de Control y B.T. e incluso el anillo perimetral del edificio al que se conectará el mallazo de reparto.

## 5.2. Línea Aérea Alta tensión a 220 kV

La línea, de circuito simple de 220 kV, tendrá el origen en el pódico de la subestación SE 2 Colectora hasta la SET BRAZATORTAS, propiedad de REE, y recolectará la energía generada por las centrales de generación eléctrica con tecnología solar fotovoltaica mencionadas anteriormente.

El trazado de la línea está dividido en única alineación de 460 metros de longitud que discurrirá por el término municipal de Brazatortas (Ciudad Real).

Las características generales de la línea son las siguientes:

- Tensión nominal: 220 kV
- Potencia máxima admisible: 492,81 MW
- Nº de circuitos: 1 de 220 kV
- Nº de conductores por fase: 2
- Disposición conductores: Tresbolillo SC

---

<sup>48</sup> Instalaciones de puesta a tierra.

- Longitud de la línea: 459.86 metros línea de 220 kV
- Conductores por circuito: Tres Al-Ac LA-380
- Cables de tierra: Cable compuesto OPGW
- Apoyos: Metálicos de Celosía
- Aisladores: De vidrio
- Clasificación según la altitud: Zona B
- Clasificación según la tensión: Categoría Especial
- Plazo de ejecución: 2 meses

La línea tendrá tres apoyos cuyas cimentaciones serán de hormigón en masa HM-20/B/20/IIa, de una dosificación de 200 kg/m<sup>3</sup> y una resistencia mecánica de 200 kg/m<sup>2</sup>, del tipo fraccionada en cuatro macizos independientes.

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

Todos los apoyos se conectarán a tierra con una conexión independiente y específica para cada uno de ellos. Se puede emplear como conductor de conexión a tierra cualquier material metálico que reúna las características exigidas a un conductor según el apartado 7.2.2 de la ITC07 del Reglamento de Líneas Aéreas de Alta Tensión (R.L.A.T.), de forma que deberán tener una sección tal que puedan soportar sin un calentamiento peligroso la máxima corriente de descarga a tierra prevista durante un tiempo doble al de accionamiento de las protecciones. En ningún caso se emplearán conductores de conexión a tierra con sección inferior a los equivalentes en 25 mm<sup>2</sup> de cobre según el apartado 7.3.2.2 de la ITC07 del R.L.A.T.

Todos los apoyos irán provistos de una placa de señalización en la que se indicará: el número del apoyo (correlativos), tensión de la Línea (220 kV) y símbolo de peligro eléctrico y logotipo de la empresa. En cada apoyo se marcará el número de orden que le corresponda de acuerdo con el criterio de la línea que se haya establecido.