

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 ALJARAFE, DE 90,5 MW_P Y 69,6 MW_N, Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN SUBESTACIÓN FV ALJARAFE 30/220 KV Y LÍNEA ELÉCTRICA 220 KV “SET ALJARAFE-SET SANTIPONCE”, EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE SALTERAS Y VALENCINA DE LA CONCEPCIÓN, EN LA PROVINCIA DE SEVILLA

Expediente: INF/DE/094/21

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a. Pilar Sánchez Núñez

Secretario

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 14 de octubre 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 Aljarafe, de 90,5 MW_p y 69,6 MW_n, y sus infraestructuras de evacuación Subestación FV Aljarafe 30/220 kV y Línea eléctrica 220 kV “SET Aljarafe-SET Santiponce”, en los términos municipales de Salteras y Valencina de la Concepción, en la provincia de Sevilla, la Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función que le atribuye el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), emite el siguiente informe:

1. Antecedentes

1.1. Trámite de autorización administrativa y ambiental

Con fecha 9 de mayo de 2019, 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 Aljarafe (en adelante PSF ALJARAFE).

Con fecha 20 de noviembre de 2020 ENEL GREEN POWER solicitó, ante la DGPEM, Autorización Administrativa Previa y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) para la PSF ALJARAFE y su infraestructura de evacuación (Subestación Aljarafe 30/220 kV y Línea eléctrica 220 kV SET Aljarafe– SET Santiponce), ubicadas en los términos municipales de Salteras y Valencina de la Concepción (Sevilla).

Con fecha 8 de marzo 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 Sevilla por el que se sometía a Información Pública la solicitud de Autorización Administrativa Previa y de DIA del Proyecto PSF ALJARAFE y su infraestructura de evacuación, promovido por ENEL GREEN POWER. Asimismo, con fecha 9 de marzo de 2021 se publicó dicho anuncio en el Boletín Oficial de la Provincia de (BOP) de Sevilla. Con fecha 1 de junio 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 13 de septiembre 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 subestación Santiponce 220 kV para dos plantas fotovoltaicas —entre las que se encuentra la PSF ALJARAFE— hasta un contingente total de 188 MW instalados/112 MW nominales. La conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en el nudo de la red de transporte Santiponce 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 ‘Santiponce-FV Santiponce Promotores 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 31 de enero de 2020 REE emitió escrito de actualización de la contestación a la solicitud de acceso coordinado a la red de transporte en la subestación Santiponce 220 kV, motivada por la incorporación de una planta fotovoltaica que solicita el acceso en dicho nudo, por lo que, finalmente, resultaría un contingente total de 237,99 MWins / 145,14 MWnom de generación renovable con permiso de acceso y conexión prevista que se materializaría a través de una nueva posición de la red de transporte no planificada de forma expresa en la planificación vigente pero considerada como tal según la mencionada disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 15/2018. 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 25 de julio de 2020, REE emitió escrito de contestación a la solicitud de conexión a la Red de Transporte en la subestación Santiponce 220 kV para un contingente total de 188 MWins / 112 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 ALJARAFE. 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 Santiponce 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 13 de julio de 2021 tuvo entrada en la CNMC solicitud de la DGPEM del informe preceptivo previsto en el artículo 127 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, respecto a la propuesta de Resolución que adjunta (en adelante, la Propuesta) por la que se otorgaría a ENEL GREEN POWER la autorización administrativa previa para la PSF ALJARAFE 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 Anteproyecto de la planta solar fotovoltaica —se adjunta una síntesis de su contenido como Anexo I a este acuerdo—, incluyendo Memoria, Presupuesto, Planos y Estudios en cuanto a la producción prevista.

- b) Documentación aportada para la acreditación de la capacidad legal, técnica y económico-financiera de la empresa promotora del Proyecto.
- c) Informes de REE respecto al permiso de acceso y conexión.
- d) Informe del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Sevilla.

2. Normativa aplicable

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante, Ley 24/2013); en particular, su artículo 21.1 establece que *«la puesta en funcionamiento, modificación, cierre temporal, transmisión y cierre definitivo de cada instalación de producción de energía eléctrica estará sometida, con carácter previo, al régimen de autorizaciones»*; su artículo 53.1 hace referencia a las autorizaciones administrativas necesarias para *«la puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas contempladas en la presente ley o modificación de las existentes»*, y su artículo 53.4 indica las condiciones que el promotor de las instalaciones *«de transporte, distribución, producción y líneas directas de energía eléctrica»* debe acreditar suficientemente para que sean autorizadas.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (en adelante RD 1955/2000); en particular, el Capítulo II de su Título VII (“Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución”) está dedicado a la autorización para la construcción, modificación, ampliación y explotación de instalaciones.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (en adelante RD 413/2014); en particular, el Título V (“Procedimientos y registros administrativos”).
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (relevante a los efectos de parte de las instalaciones y del cableado interno del parque).
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio (en adelante RDL 1/2010).
- Ley 16/2007, de 4 de julio, de reforma y adaptación de la legislación mercantil en materia contable para su armonización internacional con base en la

normativa de la Unión Europea, que introduce modificaciones, entre otros, al Real Decreto-ley 7/1996, de 7 de junio, sobre medidas urgentes de carácter fiscal y de fomento y liberalización de la actividad económica.

3. Síntesis de la Propuesta de Resolución

La Propuesta expone que ENEL GREEN POWER ha presentado, con fecha 20 de noviembre de 2020, solicitud de autorización administrativa previa para la PSF ALJARAFE, de 90,5 MWp y 69,6 MWn y las infraestructuras de evacuación (la subestación FV Aljarafe 30/220 kV y la línea eléctrica a 220 kV 'SET Aljarafe-SET Santiponce'), y que el expediente ha sido incoado en el Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Sevilla.

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 8 marzo de 2021 en el BOE y el 9 de marzo de 2021 en el Boletín Oficial de la Provincia de Sevilla. El Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Sevilla emitió informe con fecha 1 de junio de 2021.

Asimismo, la Propuesta informa que el anteproyecto de la instalación y su EsIA han sido sometidos al procedimiento de evaluación de impacto ambiental, habiendo sido remitidos a la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental del 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 Santiponce 220 kV, propiedad de REE.

Por otra parte, se indica que REE emitió, con fecha 12 de septiembre de 2019, el permiso de acceso a la red de transporte, con fecha 3 de julio de 2020 el ICCTC y con fecha 25 de julio de 2020 el IVCTC relativos a la solicitud de conexión en una nueva posición en la subestación Santiponce 220 kV de la PSF ALJARAFE, entre otras instalaciones de generación renovable. La conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en el nudo de la red de transporte Santiponce 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 cinco líneas de interconexión subterráneas a 30 kV que unen los centros de transformación con la subestación 30/220 kV, propia de la planta fotovoltaica.

Esta subestación cuenta con una posición de transformación y dos posiciones de línea 220 kV. La posición de transformación elevará la tensión de la energía de la PSF ALJARAFE desde 30 kV a 220 kV. Una de las posiciones de línea recibirá la futura línea 220 kV proveniente de la subestación del parque fotovoltaico “FV Santiponce 50” y la posición de línea restante permitirá la conexión a través de una línea de nueva construcción a 220 kV con la subestación Santiponce 220 kV, propiedad de REE.

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

Visto lo anterior, se propone otorgar a ENEL GREEN POWER la autorización administrativa previa para la PSF ALJARAFE, de 90,5 MWp, y su infraestructura de evacuación, con las características definidas en el anteproyecto “Planta Fotovoltaica Aljarafe (90,5 MWp)”, así como en los anteproyectos de la subestación transformadora y la línea aérea de evacuación de energía eléctrica de la planta, fechados en noviembre de 2020.

La Propuesta describe las principales características de la instalación:

Se trata de una planta solar fotovoltaica con una potencia instalada de 69,6 MW que afectará a los términos municipales de Salteras y Valencina de la Concepción, en la provincia de Sevilla.

Las líneas subterráneas a 30 kV son cinco circuitos que tienen como origen los centros de transformación de la planta, discurriendo hasta la subestación transformadora 30/220 kV de la planta.

La subestación transformadora FV Aljarafe, ubicada en Valencina de la Concepción (Sevilla), cuenta con una posición de transformación y dos posiciones de línea 220 kV. Se trata de una instalación de intemperie en el parque de 220 kV e interior en el parque de 30 kV y su configuración es de simple barra en el parque de 220 kV y embarrado en el parque de 30 kV.

La línea eléctrica aérea a 220 kV de evacuación tiene como origen la subestación transformadora FV Aljarafe 30/220 kV y llega hasta la subestación Santiponce 220 kV, propiedad de REE, punto de conexión de las plantas. Tendrá una longitud de 4,2 kilómetros afectando al municipio de Valencina de la Concepción. Contará con 16 apoyos que serán torres metálicas de celosía con cimentaciones de zapatas individuales. Se trata de una línea de corriente alterna trifásica con una capacidad máxima de 614,76 MVA, de un circuito, dos conductores del tipo LA-455 (402-AL1/52-ST1A) y con aisladores de vidrio U-160BS.

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 ALJARAFE, elaborado conforme a los reglamentos técnicos en la materia y, en forma de separata, aquellas partes del proyecto que afecten a bienes, instalaciones, obras, servicios o zonas dependientes de otras Administraciones, Organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general, para que éstas establezcan el condicionamiento técnico procedente. Si transcurrido dicho plazo no hubiera solicitado la autorización administrativa de construcción de dicho proyecto de ejecución, la autorización otorgada por la Resolución 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 CO₂ en el *mix* de producción de energía eléctrica, además de alcanzar su máximo nivel de producción de electricidad coincidiendo con periodos de elevada demanda energética. La no emisión de CO₂ a la atmósfera contribuye a reducir el efecto invernadero y, en consecuencia, el cambio climático. Por ello, la Oficina Española de Cambio Climático considera que la implantación de una planta fotovoltaica no produce ningún efecto significativo en materia de cambio climático, sino que contribuye a su mitigación.

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

La PSF ALJARAFE contará con módulos fotovoltaicos monofaciales de tecnología monocristalina y seguimiento solar a un eje horizontal. Los módulos fotovoltaicos seleccionados para el proyecto serán módulos fotovoltaicos monocristalinos de 505 Wp, del fabricante Trina Solar, modelo Vertex TSM-DE18M(II) o similar, cuya eficiencia es de un 21,1%.

Estos paneles fotovoltaicos se instalarán sobre una estructura de seguimiento solar a un eje horizontal. El seguidor utilizado será un seguidor monofila, 2Vx42, con una separación entre filas (*pitch*) de 14,6 metros. Su configuración es de dos módulos en paralelo, formando 42 alineaciones hasta un total de 84 módulos por seguidor fotovoltaico, que se moverán al unísono en dirección este-oeste a través de un eje norte-sur. Cada seguidor es independiente y estará provisto de un motor que, a través de una transmisión mecánica, mueve el eje. Además, dispondrá del sistema 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.

Los inversores seleccionados para esta planta solar serán del modelo SUNWAY TG2700 1500V TE-640 OD o similar, del fabricante Santerno, cuya potencia máxima es de 2.993 kVA a 25 °C (potencia limitada de cada inversor de 2.931 kVA / 2.784 kW). Su eficiencia máxima (Euro-Eficiencia) es de un 98,4 %.

La conexión de los inversores con los transformadores de potencia se realizará mediante conductores con una intensidad máxima que vendrá definida por la intensidad máxima de salida del inversor. En el bastidor del inversor habrá un interruptor automático con funciones de protección.

El transformador elevador instalado en el centro de transformación es el encargado de adaptar y elevar la energía de salida del inversor a los niveles de tensión de la red colectora de la planta. Tiene unas pérdidas en vacío¹ de aproximadamente 2,25 kW. La protección del transformador está compuesta por un interruptor automático en vacío.

La instalación de baja tensión en corriente continua comprende desde la interconexión de módulos formando *strings* hasta la entrada al inversor, situado en el centro de transformación. Se agruparán 28 paneles fotovoltaicos en serie para formar los *strings*. Cada *string* tendrá una potencia máxima de 14,14 kWp, una tensión a máxima potencia de 1.204 V, una intensidad a máxima potencia

¹ Pérdidas que se dan en el transformador por el hecho de estar conectada a la red. Suele ser un valor constante en todo el rango de funcionamiento.

de 11,75 A, una tensión a circuito abierto de 1.453,2 V y una intensidad de cortocircuito de 12,35 A, todo ello bajo condiciones STC².

El promotor ha realizado un estudio de la energía generada por la planta solar mediante el software PVSyst y con los datos meteorológicos de la ubicación que han sido obtenidos de la base de datos de SolarGIS. Tras introducir los parámetros de la instalación en el PVSyst, teniendo en cuenta el conjunto de pérdidas globales y las condiciones de la instalación en el año tipo, el promotor estima una producción anual de la PSF ALJARAFE de 183.008,81 MWh (2.023 horas equivalentes de funcionamiento a plena carga para una potencia pico del parque de 90,48 MW), lo que permitiría reducir la emisión de CO₂ procedente de combustibles fósiles en una cuantía del orden de 933.345 toneladas durante los 25 años de vida útil considerados para este cálculo. Por tanto, se espera dejar de emitir unas 37.334 toneladas de CO₂ por año de funcionamiento de la planta³. El coeficiente de rendimiento esperado (PR⁴) de la PSF ALJARAFE es de un 80,4% y el factor de capacidad⁵ de un 23,1%.

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

² *Standard Test Conditions* (STC) o Condiciones Estándar de Medida (CEM): Condiciones ideales o condiciones de laboratorio, esto es, condiciones de irradiancia y temperatura de la célula solar utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas con los siguientes valores: Irradiancia solar: 1.000 W/m², Distribución espectral: AM 1,5 G [AM=Masa de Aire; AM 1.5G es el espectro estándar en la superficie de la Tierra (la G significa global e incluye la radiación directa y difusa)] y Temperatura de célula: 25 °C.

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

⁴ *Performance Ratio*.

⁵ 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 UNE⁶, Normas CEI⁷ y ordenanzas municipales.

El anteproyecto de la PSF ALJARAFE cumple con lo establecido en el mencionado Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23, así como en el citado Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.

Paneles, inversores y centros de transformación

Los módulos fotovoltaicos previstos para instalar en la PSF ALJARAFE serán módulos monocristalinos del fabricante Trina Solar modelo Vertex TSM-DE18M(II) o similar, de una potencia máxima de 505 Wp.

Estos paneles fotovoltaicos se instalarán sobre una estructura de seguimiento solar a un eje horizontal con separación entre filas o *pitch* de 14,6 metros. Son seguidores idénticos con una configuración de dos módulos en paralelo formando 42 alineaciones hasta un total de 84 módulos fotovoltaicos que se mueven al unísono, en dirección este-oeste a través de un eje norte-sur. Cada seguidor es independiente tanto estructural como mecánicamente y están provistos de un motor que, a través de una transmisión mecánica, mueve el eje con un ángulo de rotación de $\pm 60^\circ$.

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. Asimismo, dispone de una protección contra el viento en posición de bandera y una capacidad de soportar cargas de viento, nieve y sísmica conforme al Eurocódigo⁸.

⁶ 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).

⁷ 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.

⁸ Los Eurocódigos estructurales son un conjunto de normas europeas para la ingeniería de carácter voluntario, redactadas por el Comité Europeo de Normalización (CEN) con objeto de unificar criterios y normativas en las materias de diseño, cálculo y dimensionado de estructuras y elementos prefabricados para la edificación.

Los inversores a instalar en la planta, modelo SUNWAY TG2700 1500V TE-640 OD de SANTERNO o similar, tienen las principales protecciones eléctricas: contra sobrevoltaje, contra falla a tierra, protección mediante interruptor en corriente alterna e interruptor-seccionador en corriente continua. Tendrán una potencia limitada de cada inversor de 2.931 kVA / 2.784 kW y una potencia máxima de cada inversor 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, del modelo Sunway de uno o dos inversores (9 unidades del modelo Sunway Skid 5.400 de dos inversores, de forma que cada skid estará compuesto por dos transformadores de 3 MVA, y 7 unidades del modelo Sunway Skid 2.700 de un inversor, de forma que cada skid estará compuesto por un transformador de 3 MVA). El fabricante del CT, Santerno, deberá cumplir las normas vigentes en cuanto a campos magnéticos, ruidos y sistemas de extinción de incendio en los CT's, además de tener a disposición el certificado de calidad y homologación correspondiente a la integración de los equipos dentro del centro.

Mecánicamente, el CT estará compuesto por tres bloques para el caso de dos inversores y dos bloques para el caso de un inversor. Cada uno de estos bloques tiene su propia cimentación independiente y calculada en función a la carga de cada uno. Los bloques de los extremos agrupan al inversor Santerno TG2700, con su correspondiente caja de entrada en baja tensión, y al transformador de potencia asociado al inversor. En el bloque central se encuentran las celdas de media tensión, las cajas de baja tensión de servicios auxiliares y el transformador de servicios auxiliares.

El sistema de extinción de incendio de los CT's acreditará el cumplimiento con la ITC-RAT del Real Decreto 337/2014 (descritos en la ITC-RAT 14 'Instalaciones eléctricas de interior' y la ITC-RAT 15 'Instalaciones eléctricas de exterior'). En cada CT habrá sensores de humos distribuidos dentro de las cabinas del CT. Estos sensores darán la señal de alarma a la unidad central de procesamiento (CPU) dedicada al sistema contraincendio. También se instalarán alarmas acústico-luminosas junto a la cabina central de cada uno de los CT.

El resto de medidas como interruptores térmicos o cableado no propagador de incendios se incluirán por el fabricante del CT. Asimismo, se dispondrá de un tanque de aceite con capacidad para el 120% del aceite del transformador en el que insertarán agregados para evitar la propagación. En cada CT se instalará un extintor de incendios en el exterior.

Por otra parte, el CT cumple con todo lo referente a la emisión de ruidos definido en el Real Decreto 337/2014.

El transformador elevador instalado en el CT, encargado de adaptar y elevar la energía de salida del inversor a los niveles de tensión de la red colectora de la planta, tendrá una potencia nominal de 3.000 kVA, será trifásico, compuesto por dos devanados (devanado en baja tensión y en media tensión) arrollados en un núcleo. Estos transformadores 640 V /30 kV estarán aislados mediante encapsulamiento en aceite y su tipo de refrigeración será ONAN (aceite con circulación natural y refrigeración por aire en ventilación natural). Tendrán una tensión de cortocircuito de 6% y unas pérdidas en vacío de 2,25 kW.

Las celdas de Media Tensión (MT) empleadas en el anteproyecto serán del tipo compacta aisladas en SF₆, formadas por un conjunto de dos celdas de línea, una de entrada y otra de salida, y una celda de protección con interruptor automático para el transformador.

La aparamenta de MT será de tipo compacta con aislamiento en SF₆ de 36 kV.

La unidad de protección del transformador estará compuesta por un interruptor automático en vacío conectado en serie con un seccionador de tres posiciones, que permite el corte y la puesta a tierra de la línea. El interruptor estará compuesto por tres polos montados en una estructura de acero y conectados a un eje común, que estará conectado a la unidad de control.

La instalación de Baja Tensión (BT) en Corriente Continua (CC) comprende desde la interconexión de módulos formando *strings* hasta la entrada al inversor, situado en el CT. Todos los módulos conectados en serie (28 paneles agrupados en serie formarán un *string*) serán de la misma marca y modelo. Para conectar los módulos entre sí se tendrá en cuenta la polaridad de sus terminales.

El conductor empleado para la formación de los *strings* hasta su conexión en la caja de *string* admitirá una temperatura máxima de 90°C (120°C durante 20.000 horas), una temperatura máxima de cortocircuito de 250°C durante 5 segundos 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 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.

Los conductores se agruparán y fijarán con bridas resistentes a los rayos ultravioleta con el fin de mantener el paralelismo y su ordenación sobre la bandeja.

Las cajas de agrupación de Nivel 1 (CN1) o cajas de *string* serán las encargadas de agrupar los diferentes circuitos de *strings*. La configuración con que se ha diseñado la PSF ALJARAFE ha tratado de hacer un reparto óptimo de los *strings*, por lo que finalmente se ha determinado que el inversor cuya potencia es de 3.605,7 kWp cuente con un total de 255 *strings* (10 cajas de 24 *strings* y 1 de 15) y el inversor de 3.775,38 kWp cuente con un total de 267 *strings* (5 cajas de 24

strings y 7 de 21), lo que supone que se instalarán un total de 277 cajas de *strings* en la planta (240 cajas de 24 *strings*, 14 de 21 y 23 de 15). Estas CN1 serán de poliéster reforzado con fibra de vidrio, con grado de protección mínimo IP65 y tensión de aislamiento 1.500 V. En su interior se alojarán el número de bases de fusibles necesarias para la conexión de los circuitos de *strings* que llegan a cada una de estas cajas. De esta manera, cada una de las entradas serán equipadas con protección por fusible de intensidad nominal adecuada. Se instalará además una protección contra sobretensiones y un seccionador de corte en carga para corriente continua (CC) que, como mínimo, deberá de estar dimensionado para seccionar todos los circuitos de *strings* que agrupa la caja.

En cada inversor existirá un Cuadro de Agrupación en Baja Tensión (CN2), donde se agruparán en paralelo los circuitos monofásicos provenientes de las diferentes cajas de *strings* (CN1). La conexión desde CN1 hasta la caja del inversor (CN2) se realizará mediante conductor directamente enterrado en zanja. Estas cajas de agrupación de nivel 2 vendrán incluidas en el suministro del CT, y cada una de sus entradas se protegerá contra sobreintensidades mediante fusibles de fundido rápido para corriente continua, tanto en los polos positivos como negativos.

La conexión de los inversores con los transformadores de potencia vendrá incluida en el suministro del CT, que vendrá dimensionado de manera correcta a la intensidad máxima del inversor.

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 sobreintensidad por 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 protección de baja tensión.

Respecto a la red de puesta a tierra del CT, utilizará dos esquemas de tierras en función de la instalación: Aislado de Tierra (Tierra flotante) para la instalación de corriente continua (CC) y Esquema TT para corriente alterna (CA) 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, todas las instalaciones deben conectarse a una red de tierra. La puesta a tierra de los CT's estará formada por conductor de anillo de cobre desnudo de sección adecuada y por picas de cobre si fuera necesario. La puesta a tierra del CT hará que las tensiones de paso y contacto que se puedan alcanzar no superen los respectivos valores máximos tolerables. Además, se determinará la resistencia de la red de tierras y se asegurará el

diseño para proporcionar una instalación segura mediante la limitación de las tensiones de paso y contacto, tal como se establece en la ITC-RAT 13 'Instalaciones de puesta a tierra'.

Red de media tensión (MT)

La instalación de MT es la encargada de la interconexión de los diferentes CT's hasta su conexión final en las celdas de MT en la barra de 30 kV de la SE FV Aljarafe. La instalación se ejecutará subterránea, directamente enterrada a una profundidad de un metro de la superficie del suelo. El trazado será rectilíneo, con referencias de paralelismo y perpendicularidad a los elementos constructivos que define la topología de la planta fotovoltaica. Se aprovechará la canalización de MT para tender, además de los conductores, los circuitos de comunicación y el conductor de protección.

La Instalación de MT se ha diseñado según los siguientes criterios básicos:

- Tensiones de operación 30 kV (18/30 kV)
- Tensión máxima del sistema: 35 kV
- Máxima caída de tensión acumulada entre los CT's y la subestación <1% a potencia nominal.
- La intensidad máxima que circula por cada tramo del sistema de MT será menor al 85% de la intensidad admisible del conductor actualizada para el tipo de instalación.
- Para el dimensionamiento de los conductores se supondrá que la temperatura del terreno es de 25 °C y la resistividad del terreno 1,5 K.m/W.
- La máxima duración de defecto considerada será de un segundo, tiempo antes del cual deberán entrar en funcionamiento las protecciones.
- Tipo de Instalación:
 - ⇒ Como norma general los circuitos se tenderán en tresbolillo, directamente enterrados y, siempre que sea posible técnica y económicamente, irán paralelos a los caminos. Cuando se instale más de un circuito en la misma zanja se respetará un total de 40 cm entre circuitos.
 - ⇒ En los cruces de caminos y arroyos los circuitos irán enterrados bajo tubo y embebidos en un prisma de hormigón. Cuando se instale más de un circuito en la misma zanja se respetará un total de 40 cm entre circuitos.

Sistema de control

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 instalará un sistema de comunicaciones que recogerá y gestionará todas las comunicaciones del inversor. La comunicación desde los diferentes CT's hasta el Centro de Control se realizará mediante fibra óptica que los conectará con la sala de control del edificio de Operación y Mantenimiento adyacente a la SET FV Aljarafe.
- Segundo nivel en el Centro del Control: Los servidores que recogen toda la información de la planta se encuentran en la sala de control. El servicio de

monitorización incluye un software de gestión y un archivo histórico con la base de datos adquiridos en el campo.

Todas las comunicaciones se centralizarán en un sistema SCADA⁹ que permita su procesado, análisis y gestión. Además, el *Power Plant Controller* (PPC) permitirá actuar sobre las variables de generación. 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.

El sistema podrá ser accesible por diferentes usuarios, los cuales tendrán acceso en tiempo real al estado de la planta y tendrán la capacidad de gestionar alarmas, informes dinámicos, etc. 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 alimentado desde los CT's de la planta y contará con baterías o Sistema de Alimentación Ininterrumpida (SAI) que proporcionen unas horas de uso ininterrumpido en caso de fallo de la alimentación de corriente. Los elementos de este sistema de seguridad se conectan al edificio de Operación y Mantenimiento por medio de fibra óptica, de forma que sirve de centro de control donde analizar los videos en una sala construida para ello dentro del edificio.

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 en los accesos. La información captada por estos sensores se registrará en computadores dedicados a tal efecto situados en el edificio de operación y mantenimiento.
- Sistema de detección video vigilancia mediante cámaras fijas IR (térmicas) y/o tipo Domo y grabadoras digitales: La vigilancia de la planta se realizará por medio de un Circuito Cerrado de Televisión (CCTV) basado en cámaras y análisis de video. Estas cámaras se dispondrán a lo largo del perímetro de la planta y, en función de la morfología y tamaño de la planta y de las características de los equipos (cámaras) adoptados, se determinará el número de ellas. Se situarán en postes de unos tres metros de altura situados junto al vallado perimetral, con un panel de control al aire libre donde se colocarán todos los elementos eléctricos y de comunicación necesarios para la alimentación de las cámaras y el cable de fibra óptica correspondiente.
- Detectores de Intrusión: Tanto los Detectores de Intrusión como las cámaras fijas IR o Tipo Domo cuentan con un software capaz de analizar las imágenes tomadas y diferenciar entre una intrusión y una falsa alarma.

⁹ *Supervisory Control And Data Acquisition* (Supervisión, Control y Adquisición de Datos): Software para ordenadores que permite controlar y supervisar procesos industriales a distancia.

Subestación

Respecto a la subestación de transformación propia de la planta fotovoltaica, la SET FV Aljarafe, 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 de seguridad en el interior de la subestación cumplirán con los requerimientos mínimos de las normas nacionales: ITC-12 del Real Decreto 337/2014, UNE 21110 e IEC-60815. Las distancias fase-tierra, entre fases, distancias en pasillo y distancias de seguridad son superiores a las mínimas definidas por la normativa.

Se instalará un Sistema Integrado de Control y Protección (SICOP) de tecnología numérica y configuración distribuida, capaz de comunicar señales, medidas y ordenes entre la red interior con otros puestos remotos, como el centro de control. Para poder realizar las comunicaciones entre la SET FV Aljarafe y la subestación Santiponce, será necesario instalar un cable de fibra óptica del tipo OPGW en la línea entre ambas subestaciones. El SICOP estará formado por una unidad de control de la subestación (UCS) y varias unidades de control de posición (UCP).

El SICOP incorporará las funciones de control local, telecontrol, protección y medida de todas las posiciones de la subestación.

Las funciones principales de la UCS serán las siguientes:

- Mando y señalización de todas las posiciones de la subestación.
- Ejecución de automatismos generales a nivel de subestación.
- Presentación y gestión de las alarmas del sistema.
- Gestión de las comunicaciones con todas las UCP.
- Gestión de periféricos: terminal local, impresora y módem.
- Generación de informes.
- Sincronización horaria.

Las funciones principales de la UCP serán las siguientes:

- Medida de valores analógicos (intensidad, tensión, potencia, etc.) directamente desde los secundarios de los transformadores de intensidad y de tensión.
- Protección de la posición.
- Mando y señalización remota de los dispositivos asociados a la posición (interruptores, seccionadores, etc.).
- Adquisición de las entradas digitales procedentes de campo asociadas a la posición.

- Gestión de alarmas internas de la propia UCP.

Los distintos elementos integrantes del SICOP se dispondrán de la siguiente forma:

- Un armario central en el que se instalará el equipamiento general de la subestación y que se ubicará en el edificio en la sala de tableros. Contendrá la UCS, consola de operación con pantalla, teclado, reloj de sincronización y terminal de control y medida para servicios auxiliares (SSAA).
- Las diferentes UCP se instalarán en los armarios de protección de la subestación.
- La red de comunicaciones se instalará en los canales de cables de la subestación y será de fibra óptica de plástico protegida contra la acción de los roedores.

La protección de las instalaciones eléctricas de alta y media tensión pueden ser realizadas por relés de protección o equipos multifunción. Estos equipos son elementos que comparan permanentemente los valores de las magnitudes eléctricas de un circuito con unos valores de referencia. El protocolo de comunicación se hará según la IEC 61850¹⁰. Las diferentes posiciones de la subestación se agruparán en bastidores independientes que se integrarán en la UCS. Cuando el valor medido sobrepasa unos límites fijados, generan automáticamente órdenes de acción como el disparo de un interruptor. El sistema de protecciones será redundante para garantizar la seguridad y confiabilidad de este tipo de instalaciones.

Se plantea la construcción de dos edificios de control, uno de Iberdrola Renovables Andalucía, S.L. en el que se albergarán salas y equipos necesarios para el control de la posición de llegada de línea y otro de ENEL GREEN POWER en el que se albergarán las salas y equipos necesarios para la explotación de la PSF ALJARAFE y control del resto de la subestación. El edificio de control ENEL GREEN POWER estará compuesto por una sala de paneles, sala de celdas MT, sala de transformadores auxiliares, sala de SCADA y sala de *Global Service Room*. En la sala de celdas de MT se ubicarán las celdas de línea y protección de cada uno de los circuitos subterráneos del PSF ALJARAFE, así como las celdas necesarias para la conexión con el transformador, la batería de condensadores y el transformador de SSAA. En la sala de paneles irán instalados los cuadros eléctricos, tanto de CA como CC, así como los armarios de comunicación, medición, baterías y los rectificadores de energía, además de los armarios de control de una posición de línea 220 kV, de la posición de barras y la posición de transformación que da servicio al PSF ALJARAFE.

Los edificios estarán dotados de un sistema de detección de incendios, un sistema de alarmas mediante pulsadores manuales localizados en puntos estratégicos y un sistema de extintores móviles. También contarán con un sistema de anti- intrusismo con alarma.

¹⁰ IEC (*International Electrotechnical Commission*) estándar para la automatización de subestaciones.

Por otra parte, la instalación contará con un alumbrado exterior encargado de generar una iluminación adecuada en los viales de la subestación y en todo el parque de intemperie que se ejecutará mediante proyectores herméticos con lámparas tipo LED de 217 W o luminarias estancas para lámpara tubular de vapor de sodio de alta presión VSAP de potencia nominal 1x250 W y doble nivel de iluminación. Dichas luminarias estarán instaladas sobre las estructuras de pórticos principales o de barras y sobre báculos de tres metros de altura.

Además habrá un cerramiento a lo largo de todo el perímetro de la subestación de al menos 2,5 metros de altura, constituido por postes metálicos de tubería de acero galvanizado en caliente, situados cada 3 metros y reforzados cada 30 metros y en las esquinas, embebidos en un murete de hormigón en masa de 80 cm de profundidad mínima y 30 cm de anchura. Entre los postes se colocará una malla de simple torsión mediante tensores y pasadores metálicos galvanizados compuesta por una tela metálica de acero dulce galvanizado de 50x50x3 rematado en las tres filas superiores por alambre de espino de 3 mm de espesor separados 15 cm. Tendrá una puerta de acceso de 6 metros de luz, de perfilera metálica galvanizada y motorizada con control remoto, soportada entre pilastras de hormigón armado y con entubado necesario para la posterior conexión de cajas. Se dispondrá de forma continua de una puerta de acceso peatonal de accionamiento manual de un metro de anchura conformada por los mismos materiales que la puerta principal.

Por otra parte, el dimensionamiento de la red de tierras de la SET FV Aljarafe se ha diseñado para que cumpla con las disposiciones recogidas en la ITC-RAT-13. Existirán puntos de medida y comprobación del estado de los electrodos y de la conexión a tierra de la instalación. Además, los conductores empleados en la puesta a tierra deberán estar diseñados para que la máxima corriente que circule por ellos en caso de defecto no dañe dichos conductores o sus empalmes. En la superficie que ocupará la SET FV Aljarafe se dispondrá de una malla enterrada en forma de rectángulo y formando retículas de aproximadamente 4,5x4,7 metros de conductor de cobre desnudo de 120 mm². El límite de la malla se extenderá al menos un metro por fuera del vallado límite de la subestación, de tal forma que ocupará un área igual a 6.837 m².

Línea de evacuación

La línea de evacuación Aljarafe 220 kV, de un solo circuito, 4,2 kilómetros de longitud y 16 apoyos, tendrá su inicio en la futura SET FV Aljarafe y terminará en los pórticos de la subestación Santiponce, propiedad de REE, en concreto en la posición número 16 de dicha subestación, según la solicitud de conexión. La línea se ha diseñado para evacuar la energía producida por las futuras plantas fotovoltaicas “Aljarafe”, promovida por ENEL GREEN POWER y “FV Santiponce 50”, promovida por Iberdrola Renovables Andalucía, S.L. A través de esta línea se conectarán estas plantas y las futuras plantas que se conecten en la SET FV Aljarafe a la Subestación Santiponce.

La línea estará formada por conductores compuestos de aluminio reforzado con acero galvanizado, LA-455 “Condor”, que deberá cumplir con todo lo establecido

en la norma UNE-EN 50182 'Conductores para líneas eléctricas aéreas'. Para la protección frente al rayo se instalará un cable de guarda compuesto tierra-óptico OPGW que cumplirá con lo establecido en la norma UNE-EN 60794-4 'Cables de fibra óptica'. Además cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1432/2008 sobre las medidas de protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión (se utilizarán dispositivos eficaces, como puedan ser espirales salvapájaros amarillas de un metro de longitud y 35 cm de diámetro, o aspas de 3 lados con tiras reflectantes, dispuestas en el cable de tierra a intervalos de 5 metros, en el caso de montarse un único cable de tierra, o cada 10 metros alternos, en caso de montarse dos cables de tierra).

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. Adicionalmente se establece que todos los apoyos de la línea son apoyos 'No frecuentados', por lo que no será obligatorio garantizar, a un metro de distancia del apoyo, los valores de tensión de contacto. Todos los apoyos se conectarán a tierra mediante una conexión independiente y específica para cada uno de ellos, que cumplirá los siguientes requisitos:

- 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.

Todos los apoyos deberán conectarse a tierra mediante electrodos que aseguren una resistencia de difusión inferior a 20 Ohmios, por lo que la longitud del conductor de tierra y el número de picas se aumentarán tanto como sea necesario.

Finalmente, con objeto de dar cumplimiento a lo establecido por el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción, el promotor ha elaborado el "Estudio de Seguridad y Salud", redactado con objeto de dar unas directrices básicas mínimas que deben reflejarse y desarrollarse en el Plan de Seguridad y Salud en el trabajo que el contratista debe presentar para su aprobación por el director de obra, previo al inicio de los trabajos.

4.1.3 Incidencia en la operación del sistema

Con fecha 13 de septiembre 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 subestación Santiponce 220 kV, en la provincia de Sevilla, para dos plantas fotovoltaicas — entre ellas la PSF ALJARAFE— por un contingente total de 188 MW

instalados/112 MW nominales, realizada por ENEL GREEN POWER en su calidad de Interlocutor Único del Nudo (IUN¹¹) para la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión a la red de transporte. La conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en el nudo de la red de transporte Santiponce 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 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 'Santiponce-FV Santiponce Promotores 220 kV', línea que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte (instalaciones ambas —posición y línea— que constituyen la instalación de enlace con una configuración Tipo A según el P.O.12.2¹²) 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.12.1¹³, que permiten valorar las capacidades de producción y conexión¹⁴ 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 vigente¹⁵ a la fecha de emisión del escrito de REE, denominado horizonte 2020 (H2020). Con estas consideraciones, los estudios técnicos concluyeron, en el ámbito nodal, que la limitación de capacidad en este caso es consecuencia de la aplicación del límite de potencia de cortocircuito para la generación no gestionable que resultaría en una potencia producible máxima de 536 MW_{prod}. Teniendo en cuenta la

¹¹ 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.

¹² 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).

¹³ 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).

¹⁴ Capacidad de conexión (MW_{ins}) en función de la producción simultánea máxima (MW_{prod}) compatible con la seguridad del sistema y resultante de los distintos estudios de REE (flujo de cargas, cortocircuito, estabilidad):

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

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

¹⁵ 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).

generación no gestionable puesta en servicio o con aceptabilidad para el acceso autorizado en la red de distribución subyacente (424 MW_{nom} de generación no eólica no gestionable), se concluye que la incorporación de la generación no gestionable solicitada, como adicional a la tramitada con permiso de acceso previo, resultaría técnicamente viable y agotaría el margen disponible de capacidad de conexión para generación no gestionable en Santiponce 220 kV.

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

Las consideraciones anteriores contemplan el cumplimiento por las plantas fotovoltaicas que solicitan el acceso del Reglamento (UE) 2016/631 en materia de requisitos de conexión de generadores a la red y la normativa nacional que lo desarrolla. En particular, deberán cumplir con las capacidades técnicas de conexión requeridas para los módulos de parque eléctrico tipo D¹⁶.

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

En todo caso, deberán tenerse en cuenta los condicionantes que se indican a continuación para el potencial uso compartido por los productores que utilicen el actual nudo de Santiponce 220 kV:

- Conforme a lo establecido en el artículo 52.3 del RD 1955/2000, no existe reserva de capacidad en la red en el sistema eléctrico español, por lo que las posibilidades de evacuación no deben entenderse como garantizadas por REE. De hecho, dicha evacuación de generación podría estar sometida a limitaciones zonales y regionales, que podrían ser severas en escenarios de alta producción renovable en la zona, consecuencia de los planes de instalación de generación que se pudieran llevar a cabo.
- La capacidad de evacuación máxima admisible efectiva en el nudo en los distintos escenarios de operación podría ser inferior a la derivada de los estudios de capacidad, en función del escenario global de generación y de las

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

condiciones reales de operación en cada instante, que podrían dar lugar a instrucciones desde el Centro de Control Eléctrico (CECOEL) de REE para la reducción de la producción. Por tanto, la integración de los grupos de generación en el CECOEL en condiciones técnicas y de recursos humanos adecuados que garanticen la comunicación permanente y fiable con REE, que permita recibir de sus centros de control las consignas de operación en tiempo real y asegurar el cumplimiento de las limitaciones existentes, será condición necesaria para la autorización de puesta en servicio de los mismos.

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

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

Asimismo, REE informa que para la puesta en servicio de las instalaciones de producción y de conexión a la red de transporte se deberán observar los requerimientos normativos vigentes y, en particular, lo establecido en el P.O.12.2¹⁷, por lo que se requiere la coordinación entre REE y el IUN en Santiponce 220 kV, que actuará como “representante” para el conjunto de instalaciones de producción asociadas a dicho nudo.

Con fecha 31 de enero de 2020 REE emitió escrito de actualización de la contestación a la solicitud de acceso coordinado a la red de transporte en la subestación Santiponce 220 kV, motivada por la incorporación de una planta fotovoltaica que solicita el acceso en dicho nudo, por lo que, finalmente, resultaría un contingente total de 237,99 MWins / 145,14 MWnom de generación renovable con permiso de acceso y conexión prevista a través de la posición de la red de transporte, que se materializaría a través de una nueva posición de la red de transporte no planificada de forma expresa en la planificación vigente pero considerada como instalación planificada en dicha subestación según la mencionada disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 15/2018.

REE realizó de nuevo los estudios de capacidad de red de ámbito zonal y nodal según los escenarios de demanda y generación establecidos en el P.O.12.1 para valorar las capacidades de producción y conexión, bajo los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema considerados en dicho procedimiento de operación, y según el escenario energético y de desarrollo de red de medio plazo establecido en el H2020. Teniendo en cuenta la generación no gestionable en

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

servicio en la red de distribución subyacente de Santiponce 220 kV, con aceptabilidad para el acceso autorizado en dicha red de distribución subyacente (390,86 MW nominales de generación no eólica no gestionable) y con permiso de acceso previo en la red de transporte (112 MW nominales de generación no eólica no gestionable), los estudios técnicos concluyen que, para el nudo de Santiponce 220 kV, en el ámbito nodal, la conexión del contingente de generación solicitado (237,99 MW instalados / 145,14 MW nominales), resultaría técnicamente viable considerando la limitación normativa, aplicable en el procedimiento de acceso, impuesta por el límite de potencia de cortocircuito para la generación no gestionable (536 MWprod), y agotaría el margen de capacidad disponible.

Con fecha 25 de julio de 2020, REE emitió escrito de contestación a la solicitud de conexión a la Red de Transporte en la subestación Santiponce 220 kV para un contingente total de 188 MWins / 112 MWnom —que incluye la PSF ALJARAFE—, 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). El escrito incluye una instalación fotovoltaica de 49,99 MW instalados / 33,14 MW nominales que cuenta con permiso de acceso pero no ha solicitado el permiso de conexión, e incluye una instalación de enlace a compartir por las instalaciones de generación coordinadas por el IUN que es la línea ‘Santiponce-FV Santiponce Promotores 220 kV’, instalación ‘No Transporte’. 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 ALJARAFE. 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 Santiponce 220 kV, no planificada de forma expresa en la planificación vigente, considerada posición planificada según el Real Decreto Ley 15/2018, tal y como se ha indicado anteriormente.

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 —la PSF ALJARAFE de 90,5 MW instalados (69,6 MW nominales) y la PSF Santiponce de 97,5 MW instalados (42,4 MW nominales)—, 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:

- La instalación FV Santiponce Solar I, con permiso de acceso previo otorgado según escrito de fecha 31 de enero de 2020, no ha sido incluida en la solicitud de conexión realizada de forma conjunta y coordinada por el IUN en representación de todos los generadores.
- La llegada de la línea de evacuación al parque de transporte y la ubicación física del sistema de medida principal correspondiente al punto frontera deberán concretarse en coordinación con el proyecto de la subestación de transporte, manteniendo la máxima independencia posible entre los equipos de medida y la red de transporte.

- Las instalaciones previstas de generación y evacuación deberán cumplir las distancias mínimas reglamentarias con la red de transporte, lo que deberá comprobarse en detalle durante la tramitación y ejecución de los proyectos correspondientes.
- En el Protocolo de Verificación se afirma cumplir con los requisitos exigidos.

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

- Firma del CTA según lo establecido en el RD 1955/2000, lo cual requerirá la acreditación de las autorizaciones administrativas de las instalaciones de generación, así como de las correspondientes instalaciones de conexión desde las mismas hasta el punto de conexión en la red de transporte, según lo establecido en el RD 413/2014.
- Cumplimiento de los requisitos del reglamento de puntos de medida en cuanto a las características de la instalación de medida, verificaciones de los equipos de medida, alta en el concentrador principal y recepción de medidas de su frontera en el sistema de medidas, según los procedimientos establecidos.
- Dar de alta las 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. 8.2¹⁸.
- En relación con la Información requerida a las instalaciones conectadas a la red de transporte, se requiere cumplimentación según la información de que disponen, conforme establece el P.O. 9¹⁹.

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

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 generadores incluidos en el escrito deberán proceder a la firma del CTA, según lo establecido en el RD 1955/2000.

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

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

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 P.O.12.2, por lo que se requiere la coordinación entre REE y el IUN en Santiponce 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

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 ambiental²⁰, por lo que procede formular su declaración de impacto ambiental ordinaria según el artículo 41 de dicha Ley, una vez se ha sometido a evaluación de impacto ambiental ordinaria, previa a su autorización administrativa, y 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 ALJARAFE 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 ALJARAFE, 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 NE’, que se ubica en su mayor parte en el municipio de Salteras, colindante en su extremo oeste con el Parque Empresarial de Los Llanos,

²⁰ ‘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’.

aunque una pequeña parte de la misma queda emplazada en el término municipal de Valencina de la Concepción, mientras que la parte sureste del ámbito linda con el ayuntamiento de Santiponce. Su superficie alcanza las 299 hectáreas y la distancia a la SE Santiponce es de 3,2 kilómetros en línea recta. Esta alternativa es la que se considera más favorable por su menor incidencia sobre la avifauna, y similar al resto de alternativas en las demás variables ambientales y territoriales. Además, la valoración global del impacto del desarrollo de un proyecto fotovoltaico en el emplazamiento ubicado en las proximidades del Parque Empresarial Los Llanos se valora como compatible.

Igualmente se ha llevado a cabo un análisis para el trazado de la línea eléctrica de evacuación hasta el punto de conexión con la red asignado en la subestación Santiponce, evacuación que supone la elevación de la energía generada por los módulos fotovoltaicos a 30 kV hasta la tensión de transporte de 220 kV, a través de una nueva subestación eléctrica (FV Aljarafe 220/30 kV), punto de inicio de la futura línea, que necesariamente se implantará en el interior de la alternativa seleccionada para el emplazamiento de la planta fotovoltaica. Tras analizar las alternativas, finalmente se ha optado por la denominada 'Alternativa 2. Línea Centro' que elige el camino más corto y con menos condicionantes de todos los posibles, aunque para ello transite por una zona con una elevada densidad de líneas eléctricas ya construidas.

El EsIA incluye un inventario ambiental para cuya elaboración se ha delimitado un ámbito de estudio en torno al emplazamiento seleccionado para el proyecto, que incluye los emplazamientos alternativos analizados. Este ámbito de estudio tiene una superficie de 86,37 km² y se encuentra situado en la zona noroeste de la conurbación sevillana, comprendiendo parte del territorio de los municipios de Salteras, Valencina de la Concepción, La Algaba, Santiponce, Castilleja de Guzmán, Gerena en el extremo noroeste del ámbito y una superficie marginal correspondiente al término municipal de Guillena.

El ámbito abarca tres zonas diferenciadas: la zona norte del Aljarafe, incluyendo su escarpe y transición hacia el Campo de Gerena y, finalmente, hacia la zona oriental, el valle aluvial del río Guadalquivir. Aunque los materiales aflorantes de todos estos espacios son sedimentos neógenos y cuaternarios, cada uno de ellos ha experimentado una génesis morfológica diferente que ha dado lugar a suelos de alta capacidad agrológica, aunque de naturaleza variada. En cualquier caso, la proximidad de la aglomeración urbana de Sevilla y, en consecuencia, la generalización de infraestructuras y usos periurbanos a su alrededor, ha terminado por desdibujar la morfología y edafología naturales del terreno, incluso alterando el trazado de los principales cursos de agua, lo que minimiza el riesgo ante inundaciones fluviales.

El medio biótico del ámbito de estudio se caracteriza por el alto grado de intervención al que se ha visto sometido debido a su puesta en cultivo desde tiempos muy remotos, a lo que hay que sumar, en tiempos más recientes, su creciente proceso de urbanización y el establecimiento de infinidad de actividades antrópicas y usos periurbanos. La escasa vegetación natural del ámbito se ha visto reducida a pequeños reductos o a zonas baldías donde la

formación dominante es un pastizal nitrófilo, siendo muy escasas las superficies arboladas, quedando relegadas a los márgenes del río Guadalquivir y de la Ribera de Huelva.

Desde el punto de vista faunístico, el ámbito de estudio viene determinado por el predominio de los ambientes esteparios, cuya fauna, aun soliendo ser frecuente y ampliamente distribuida, acoge, para el caso de las aves, especies sensibles como el alcaraván, la carraca o el cernícalo primilla y, en algunos casos, taxones amenazados como la avutarda, el sisón común, el aguilucho cenizo, la ganga ibérica y la ganga ortega. En cualquier caso, la mayoría de las especies que conforman este grupo se encuentran ausentes del emplazamiento de la planta y de su ámbito de estudio, aunque sí se han identificado áreas de presencia de sisón común y aguilucho cenizo que se solapan tanto con el emplazamiento como con el ámbito de estudio del proyecto.

En cuanto a la estructura de los usos del suelo, viene condicionada por la fuerte pulsión urbanizadora de la aglomeración de la capital hispalense, lo que genera un típico mosaico de usos agrícolas —predominantemente cultivos herbáceos y algo de olivar— fragmentados en mayor o menor medida por instalaciones e infraestructuras de diferente naturaleza, lo que deja una característica impronta paisajística propia de los ambientes periurbanos, aunque existen algunos elementos propios del ámbito que denotan una cierta singularidad paisajística, el más importante de los cuales sería el escarpe norte del Aljarafe, el que permite además una percepción escénica amplia de su entorno y, en concreto, del ámbito de actuación. En cualquier caso, en términos paisajísticos se trata de un espacio de transición entre el relieve de piedemonte de Sierra Morena al norte y la llanura aluvial del río Guadalquivir al sur, separados entre sí por una meseta de gran capacidad agrícola donde alternan los cultivos de herbáceos y olivar. Gran parte del ámbito se caracteriza por ser un referente de valor paisajístico, dado que desde los escarpes que delimitan la plataforma del Aljarafe se tiene una percepción amplia del ámbito.

El emplazamiento de la planta fotovoltaica tiene un clima mediterráneo. El sector de la cuenca del Guadalquivir en el que se encuentra presenta una ligera oceanización, común a toda la costa atlántica andaluza y que penetra hacia el interior por el valle del Guadalquivir. El hecho distintivo de esta particularidad climática es la influencia suavizadora del océano, que reduce la amplitud térmica anual atemperando los inviernos. En términos generales se caracteriza por unas temperaturas variables a lo largo del año y unas precipitaciones moderadas concentradas a finales del otoño, lo cual condiciona un marcado estiaje desde mayo hasta septiembre. La precipitación media anual es ligeramente inferior a 600 mm. Las lluvias se concentran al final del otoño, existiendo un ligero repunte en abril. El periodo de déficit hídrico es prolongado: 5 meses en promedio, de mayo a septiembre.

La insolación anual es elevada, próxima a 3.000 horas de sol al año, implicando un número de días despejados (sin nubes) de entre 125 y 140 días al año. El nivel de irradiación solar global medio diario es superior a 5,3 kWh/m².

La oscilación térmica anual media es ligeramente superior a 17 °C entre el mes más frío (enero) y el mes más cálido (julio). La amplitud térmica intramensual²¹ es mayor en los meses estivales. Las altas temperaturas estivales conllevan que se superen los 35 °C de temperatura máxima media en julio y agosto, siendo los veranos muy calurosos. Por el contrario, la temperatura mínima media en invierno no desciende de 5°C, habiendo menos de 10 días de helada al año.

La geomorfología del ámbito de estudio es consecuencia directa de un proceso de arrastre, sedimentación y colmatación neógeno, y de una erosión hídrica y eólica posterior. La morfología superficial del ámbito de estudio está intensamente modificada por el desarrollo de la trama urbana del área metropolitana de Sevilla, así como por la implantación de infraestructuras, polígonos industriales y otros grandes proyectos. El gradiente altitudinal del ámbito es bajo, distinguiéndose entre las vegas y terrazas del Guadalquivir y el Campo de Gerena. La prominencia media de las laderas del Aljarafe sobre el valle de Guadalquivir es de, aproximadamente, 100 metros. La cota mínima es 0 metros sobre el nivel del mar (msnm), en el lecho del río Guadalquivir, mientras que la cota máxima es 167 msnm, en el Cerro de Barro (Valencina de la Concepción). Las pendientes en el ámbito de estudio son por lo general muy bajas (inferiores al 5%) tanto en la campiña como en las vegas. Por el contrario, en el resalte de las laderas del Aljarafe las pendientes son localmente elevadas (superiores al 50%).

Hidrologicamente, el ámbito de estudio se incluye íntegramente en la cuenca hidrográfica del río Guadalquivir (Demarcación Hidrográfica del Guadalquivir), siendo este río el principal curso de agua que atraviesa el ámbito de estudio junto al Rivera de Huelva. No obstante, en el ámbito ambos están considerados masas de transición muy modificadas, concretamente definidas como un estuario atlántico mesomareal con descargas irregulares de ríos. En el ámbito de estudio no se identifican masas de agua superficial de tipo poligonal (lagunas, lagos o equivalentes) pero sí numerosas canalizaciones, balsas y otras masas de agua artificiales. Todo del ámbito se emplaza sobre masas de agua subterráneas (en Gerena, Aljarafe norte y el Aluvial del Guadalquivir–Sevilla).

Por otra parte, el ámbito de estudio no afecta a ninguna zona designada como Zona de Especial Conservación (ZEC), Lugar de Importancia Comunitaria (LIC) o Zonas Especiales de Protección para Aves (ZEPA). Tampoco existe ninguna figura de protección de las que establece la Red de Espacios Naturales Protegidos de Andalucía (RENPA) regulado por el Decreto 95/2003, de 8 de abril.

El ámbito de estudio es atravesado por 24 vías pecuarias (3 cañadas, 6 cordeles y 7 veredas, así como 8 coladas) distribuidas por todo el conjunto del ámbito. De estas 24 vías pecuarias, 9 se encuentran deslindadas parcial o totalmente. Además, se identifican 4 descansaderos y abrevaderos.

No se identifican montes públicos en el ámbito de estudio.

²¹ Diferencia entre la temperatura máxima media y la temperatura mínima media en cada uno de los meses del año.

Por otra parte, se identifican en el ámbito de estudio 5 Bienes de Interés Cultural (BIC), 3 monumentos, y 2 zonas arqueológicas. Por extensión superficial, destacan las zonas arqueológicas de Valencina de la Concepción y Castilleja de Guzmán (779 hectáreas) y de Itálica (116 hectáreas).

Asimismo, se identifican otros elementos patrimoniales en la zona, como son los yacimientos arqueológicos, como consecuencia de la ubicación estratégica del Aljarafe sevillano, que históricamente ha fomentado que se emplacen asentamientos de diversas culturas, identificándose en el ámbito de estudio y alrededores más de 70 yacimientos arqueológicos, ubicados en Valencina de la Concepción (52) y Salteras (18).

Otros elementos del patrimonio etnográfico son los recogidos en la base de datos de Cortijos, Haciendas y Lagares de Andalucía, realizada por la Consejería de Fomento y Vivienda y asumidos igualmente por el Plan de Ordenación del Territorio de la Aglomeración Urbana de Sevilla (POTAUS)²². Dentro del ámbito se reconocen tres cortijos inventariados: Hacienda Torrijos en Valencina de la Concepción, Cortijo de Juradillo en Salteras y la Hacienda Divina Pastora (recogida como BIC), ubicada en Castilleja de Guzmán. Pese a ello, las edificaciones de arquitectura similar son muy comunes en el conjunto del ámbito.

En cuanto a los elementos paisajísticos que tienen un papel relevante en el territorio por sus características o aportación de valores de carácter singular, se identifican las siguientes tipologías de áreas sensibles o de interés paisajístico en el ámbito de estudio:

- Conjunto Arqueológico Itálica: Se localiza en la intersección del extremo norte de la cornisa oriental del Aljarafe, de la Vega del Guadalquivir y del Campo de Gerena. Con una superficie de 116 hectáreas, se trata de una ciudad romana construida a finales del siglo I d.C. y cuenta con anfiteatro, teatro, termas mayores y menores.
- Monasterio de San Isidoro del Campo: Fundado en 1301, ha estado bajo la administración espiritual y temporal de diferentes órdenes religiosas que han dejado su aporte tanto en la construcción como en la decoración del recinto. Es considerado como monasterio-fortaleza, donde se mezclan el estilo gótico y el mudéjar.
- Zonas de protección paisajística de Santiponce: El artículo 19 de las Normas Subsidiarias que rigen el planeamiento urbanístico en el término municipal de Santiponce, establece como Suelos No Urbanizables unas 213,3 hectáreas, repartidas en tres zonas: dos de ellas dedicadas a la protección visual del

²² El Plan de Ordenación del Territorio de la Aglomeración Urbana de Sevilla, que fue aprobado por Decreto 267/2009, de 9 de junio, establece un Sistema de Protección Territorial, con los objetivos de preservar el patrimonio territorial, reservándolo de los procesos de urbanización y dotándolo de un régimen de protección específica, prevenir los riesgos naturales, intervenir directamente en el paisaje y, sobre todo, reconocer al sistema de patrimonio territorial como un elemento básico de la estructura e idoneidad del ámbito del Plan. De los nueve municipios de los que se compone el ámbito de estudio, todos forman parte del ámbito de aplicación del Plan.

Conjunto Arqueológico de Itálica y una tercera destinada a proteger el entorno del Monasterio de San Isidoro del Campo.

- Entorno recreativo de Tres Puentes: Situada en el sector central del ámbito de estudio, confluyen en este espacio la Cañada de Isla Mayor con un ramal de la SE-526, este último en un estado deteriorado. Adyacente al área recreativa discurre el Arroyo del Pie de Polo.
- Escarpe del Aljarafe: El escarpe del Aljarafe destaca por su valor paisajístico debido a su posición preponderante con respecto a la Vega del Guadalquivir. En esta zona se ubican varias localidades (Camas, Valencina de la Concepción, Castilleja de Guzmán y Salteras). Este espacio se encuentra contemplado en el Plan de Especial Protección del Medio Físico de la provincia.
- Río Rivera de Huelva: El Rivera del Huelva es un afluente del Guadalquivir que discurre en dirección noroeste-sureste. En algunos tramos la vegetación de ribera se encuentra en buen estado de conservación, lo que refuerza su valor paisajístico.
- Los cortijos y haciendas son los elementos patrimoniales característicos del paisaje de campiña andaluza que aportan identidad y referencias visuales al paisaje. Además de la Hacienda Torrijos (Valencina de la Concepción) y el Cortijo de Juradillo (Salteras) registrados en el Inventario de Cortijos, Haciendas y Lagares de la Provincia de Sevilla, en el ámbito de estudio se ubican numerosas edificaciones que responden a arquitecturas similares, dedicadas fundamentalmente a la actividad agropecuaria.

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, así como por el Decreto 178/2006, de 10 de octubre, por el que se establecen normas de protección de la avifauna para las instalaciones eléctricas de alta tensión, medidas que se resumen a continuación:

- Las cadenas de aisladores deberán ser suspendidas, salvo los apoyos de ángulo, anclaje y fin de línea.
- Los apoyos con puentes, seccionadores, fusibles, de derivación, anclaje, amarre, especiales, ángulo o fin de línea, no sobrepasarán con elementos en tensión las crucetas o semicrucetas no auxiliares de los apoyos.
- La distancia entre la semicruceta inferior y el conductor superior deberá ser superior a 1,5 metros (mínimo de 2,7 metros en la línea de 220 kV).
- En el caso de armado al tresbolillo, la distancia entre la cruceta inferior y el conductor superior del mismo lado o del correspondiente puente flojo no será inferior a 1,5 metros, a menos que el conductor o el puente flojo esté aislado.
- La longitud de la cadena de aisladores será superior a 0,6 metros para las cadenas de suspensión y 1 metro para las cadenas de amarre (2,8 metros en todos los casos para la línea de 220 kV, 4,25 metros en la de 400 kV).
- Distancias mínimas de seguridad: entre la zona de posada y elementos en tensión será de un mínimo de 2,7 metros y entre conductores de 4 metros.

En ese sentido, respecto a las medidas anticolidión, se instalarán dispositivos de señalización en los tramos de la línea que recomiendan las medidas correctoras del EsIA, además de aquéllos que indique el órgano ambiental en la preceptiva DIA.

4.3 Circunstancias del emplazamiento de la instalación

El PSF ALJARAFE se ubicará en los términos municipales de Salteras y Valencina de la Concepción, en la provincia de Sevilla, aproximadamente a 2,5 kilómetros al noroeste de la localidad de Santiponce, a 4,1 kilómetros al norte de Valencina de la Concepción, y muy próxima a la ciudad de Sevilla que se encuentra aproximadamente a 5,6 kilómetros al sureste de la planta.

Para acceder a la planta se utilizarán los caminos del entorno, en particular los que discurren por el interior de dos vías pecuarias denominadas “Cordel de Gerena” y “Cañada Real de Medellín a Isla Mayor”. Además se utilizarán dos caminos existentes, uno que parte del parque empresarial “Los Llanos” en su esquina noroeste y comunicará con la zona central de la planta y con el camino del Cordel de Gerena. El otro camino parte del punto kilométrico 4+700 en la margen izquierda de la carretera A-8078 (de Camas a N-630), en dirección oeste para, después de aproximadamente un kilómetro, girar hacia el norte, donde se aproxima al lado sur de la planta girando nuevamente hacia el oeste.

Además, en el interior de la red de caminos existentes se ubicarán diferentes puntos de acceso a las distintas áreas de la planta. Esta red de caminos se acondicionará parcialmente para permitir un paso seguro hasta esos puntos de acceso.

La elección del emplazamiento de la PSF ALJARAFE se debe a presentar unas condiciones favorables para la instalación. A partir del punto de conexión asignado por REE en la subestación Santiponce y de la superficie de campo solar necesaria para producir la potencia concedida, ENEL GREEN POWER llevó a cabo un análisis preliminar del cumplimiento de requisitos básicos para la implantación de la planta fotovoltaica en un entorno amplio de dicho punto de conexión. Estos requisitos fueron los siguientes:

- La existencia de recurso solar suficiente.
- La posibilidad de llevar a cabo una adecuada evacuación a la SE Santiponce.
- Contar con una accesibilidad suficiente.
- La inexistencia de pendientes que obliguen a llevar a cabo movimientos de tierra.
- Compatibilidad respecto de las determinaciones urbanísticas y de ordenación territorial.
- Carecer de limitaciones ambientales, territoriales o técnicas suficientes como para inviabilizar el proyecto.

Las instalaciones de la planta ocuparán parcelas sitas en Salteras y Valencina de la Concepción, fundamentalmente de uso agrario. La superficie total de esas

parcelas es de 344,85 hectáreas, mientras que la superficie ocupada por la planta será de 212,66 hectáreas.

Además se construirá una zona de operación y mantenimiento, ubicada en los terrenos de la planta, en las cercanías de la SET FV Aljarafe, fuera del vallado de la misma. Estará compuesta por un edificio de operación, un almacén adyacente a él, un almacén de residuos y una zona de aparcamientos.

La mayor parte de los terrenos donde se ubicará la planta fotovoltaica están ubicados en el término municipal de Salteras, por lo que en su diseño se han tenido en cuenta las determinaciones establecidas en las Normas Subsidiarias (NN.SS.) aprobadas definitivamente el 7 de mayo de 1998 mediante la Resolución de la Comisión Provincial de Ordenación del Territorio y Urbanismo y en el documento de Revisión parcial de las NN.SS. aprobada definitivamente por la misma Comisión el 3 de julio de 2009.

Parte de los terrenos donde se ubicará la planta fotovoltaica estarán situados en el término municipal de Valencina de la Concepción, por lo que en su diseño también se ha tenido en cuenta lo establecido en las NN.SS. aprobadas el 22 de octubre de 1987 y en el documento de Adaptación parcial de las NN.SS. a la Ley Ordenación Urbanística de Andalucía (LOUA), aprobado en pleno el 5 de marzo de 2009.

El proyecto se desarrolla dentro del ámbito del Plan de Ordenación del Territorio de la Aglomeración Urbana de Sevilla (POTAUS), por lo que habrá de ajustarse al modelo de articulación territorial propugnado por este Plan, insistiendo en particular en los criterios que señala para la integración paisajística de las actuaciones. En cuanto a las medidas de integración ambiental y territorial de los tendidos eléctricos que propone el Plan y el ajuste del proyecto a éstas, el POTAUS establece unos pasillos para las infraestructuras eléctricas que se corresponden con algunos de los trazados de las líneas eléctricas de transporte existentes y una zona de cautela de 300 metros en torno a la red principal de carreteras (A-66, A-8057, A-8058, nuevo trazado de la carretera A-8077, SE-20, SE-30 y SE-40) donde las actuaciones que se implanten no deben condicionar su funcionalidad.

El parque dispondrá de una subestación eléctrica transformadora, denominada SET FV Aljarafe, para elevar la tensión de la energía generada por la PSF ALJARAFE y, adicionalmente, recibirá la línea a 220 kV proveniente de la subestación del parque fotovoltaico "FV Santiponce 50" de 42,4 MWn, promovida por Iberdrola Renovables Andalucía, S.L., permitiendo la evacuación de ambas plantas por la posición de línea hacia la SE Santiponce, propiedad de REE. La subestación se ubicará en el término municipal de Valencina de la Concepción, sobre la parcela 22 del polígono 1, a unos 2,5 kilómetros al noroeste de Santiponce, ocupando una superficie total aproximada de 0,5 hectáreas. A ella se accederá desde un camino existente que parte del punto kilométrico 4+700 en la margen izquierda de la carretera A-8078 (de Camas a N-630), en dirección oeste para después de, aproximadamente un kilómetro, girar hacia el norte, donde se aproxima al lado sur de la planta girando nuevamente hacia el oeste.

En este punto se habilitará una entrada de acceso que conectará con la red de caminos internos de la planta. Adicionalmente, a la subestación se podrá acceder por su lado norte a través de los caminos interiores de la planta.

La línea aérea de alta tensión a 220 kV que transportará la energía proveniente de las plantas fotovoltaicas ALJARAFE y “FV Santiponce 50” desde la SE FV Aljarafe hasta la subestación Santiponce 220 kV, tendrá una longitud total de 4,2 kilómetros y transcurrirá completamente por el término municipal de Valencina de la Concepción. Estará formada por un total de 16 apoyos que afectarán a 63 parcelas fundamentalmente de uso agrario, salvo siete de ellas calificadas como ‘Vía de Comunicación Dominio Público’ y una de uso ‘Industrial’.

Por otra parte, en el informe del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Sevilla, de fecha 1 de junio de 2021, se informa que, con fecha 25 de marzo de 2021, se dio traslado a los ayuntamientos afectados —el Ayuntamiento de Salteras y el de Valencina de la Concepción— del proyecto y el EsIA de la instalación PSF ALJARAFE, dentro del procedimiento de información pública, no habiéndose recibido alegaciones ni contestación alguna, por lo que se entiende la conformidad de los mismos 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%
TOTAL	3.243	100,0%

La producción consolidada de las instalaciones participadas por la Sociedad durante el ejercicio 2020 fue de 5,6 GWh, un 29,1% superior a la producción del año anterior, fundamentalmente como consecuencia de una mejora del recurso eólico, de la incorporación a lo largo del año de las plantas de nueva construcción con una potencia consolidada de 389 MW (132 MW eólicos y 258 MW solares) y una producción de 105 MWh. Toda esta capacidad instalada en 2020 se ha llevado a cabo en territorio nacional.

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

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

Capacidad Instalada Neta (MW)	2020	% s/Total	2019	% s/Total	Variación 2020-2019	Var 2020-2019 %
Peninsular						
Hidroeléctrica	4.749	21,9%	4.748	20,3%	1	0,0%
Eólica	2.383	11,0%	2.268	9,7%	115	5,1%
Fotovoltaica	587	2,7%	330	1,4%	257	77,9%
Total Capacidad Renovable Peninsular	7.719	35,7%	7.346	31,4%	373	5,1%
Nuclear	3.328	15,4%	3.318	14,2%	10	0,3%
Carbón	2.523	11,7%	4.584	19,6%	-2.061	-45,0%
Ciclos Combinados	3.756	17,3%	3.756	16,1%	0	0,0%
Total Capacidad Generación Convencional Peninsular	9.607	44,4%	11.658	49,9%	-2.051	-17,6%
Total Peninsular	17.326	80,0%	19.004	81,3%	-1.678	-8,8%
Terrorios No Peninsulares						
Eólica	40	0,2%	40	0,2%	0	0,0%
Fotovoltaica	22	0,1%	22	0,1%	0	0,0%
Total Capacidad Renovable No Peninsular	62	0,3%	62	0,3%	0	0,0%
Carbón	241	1,1%	241	1,0%	0	0,0%
Fuel-Gas	2.334	10,8%	2.334	10,0%	0	0,0%
Ciclos Combinados	1.689	7,8%	1.724	7,4%	-35	-2,0%
Total Capacidad Generación Convencional No Peninsular	4.264	19,7%	4.299	18,4%	-35	-0,8%
Total No Peninsular	4.326	20,0%	4.361	18,7%	-35	-0,8%
TOTAL	21.652	100,0%	23.365	100,0%	-1.713	-7,3%
Total Generación Convencional	13.871	64,1%	15.957	68,3%	-2.086	-13,1%
Total Generación Renovable	7.781	35,9%	7.408	31,7%	373	5,0%

Generación de electricidad en barras de central (GWh)	2020	% s/Total	2019	% s/Total	Variación 2020-2019	Var 2020-2019 %
Peninsular						
Hidroeléctrica	7.681	13,7%	5.861	9,5%	1.820	31,05%
Eólica	5.123	9,1%	4.004	6,5%	1.119	27,95%
Fotovoltaica	497	0,9%	100	0,2%	397	397,00%
Resto	1	0,0%	1	0,0%	0	0,00%
Total Generación Renovable Peninsular	13.302	23,6%	9.966	16,2%	3.336	33,47%
Nuclear	25.839	45,9%	26.279	42,8%	-440	-1,67%
Carbón	1.211	2,2%	5.647	9,2%	-4.436	-78,55%
Ciclos Combinados	5.677	10,1%	7.566	12,3%	-1.889	-24,97%
Total Generación Convencional Peninsular	32.727	58,2%	39.492	64,3%	-6.765	-17,13%
Total Peninsular	46.029	81,8%	49.458	80,5%	-3.429	-6,93%
Terrorios No Peninsulares						

Eólica	112	0,2%	123	0,2%	-11	-8,94%
Fotovoltaica	1	0,0%	1	0,0%	0	0,00%
Total Generación Renovable No Peninsular	113	0,2%	124	0,2%	-11	-8,87%
Carbón	222	0,4%	1.996	3,3%	-1.774	-88,88%
Fuel-Gas	4.217	7,5%	5.703	9,3%	-1.486	-26,06%
Ciclos Combinados	5.688	10,1%	4.121	6,7%	1.567	38,02%
Total Generación Convencional No Peninsular	10.127	18,0%	11.820	19,3%	-1.693	-14,32%
Total No Peninsular	10.240	18,2%	11.944	19,5%	-1.704	-14,27%
TOTAL	56.269	100,0%	61.402	100,0%	-5.133	-8,36%
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 y eólicas peninsulares es el siguiente:

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

Instalaciones eólicas	Ubicación	Potencia total (MW)	Año Puesta en Marcha
CAÑASECA	ARAGÓN	18,00	2020
DEHESA DE MALLEN	ARAGÓN	3,47	2020
GIGANTES	ARAGÓN	21,30	2020
MOTILLA DEL PALANCAR	CASTILLA-LA MANCHA	51,00	2020

Instalaciones eólicas	Ubicación	Potencia total (MW)	Año Puesta en Marcha
SAN FRANCISCO DE BORJA	ARAGÓN	23,93	2020
SIERRA DE ORICHE	ARAGÓN	13,86	2020
ALLUEVA	ARAGÓN	25,20	2019
AMPLIACIÓN LOS LLANOS	CASTILLA Y LEÓN	20,00	2019
CAMPOLIVA I	ARAGÓN	35,99	2019
CAMPOLIVA II	ARAGÓN	39,38	2019
EL CAMPO	ARAGÓN	19,80	2019
FARLAN	ARAGÓN	41,40	2019
LA ESTANCA	ARAGÓN	24,00	2019
LOMA GORDA	ARAGÓN	23,93	2019
LOS ARCOS	ANDALUCÍA	34,65	2019
MUNIESA	ARAGÓN	46,80	2019
PARADELA	GALICIA	12,00	2019
PRIMORAL	ARAGÓN	34,65	2019
REFORMADO PENA VENTOSA	GALICIA	8,00	2019
SAN PEDRO ALACON	ARAGÓN	39,90	2019
SANTO DOMINGO DE LUNA	ARAGÓN	29,87	2019
SERRA DAS PENAS	GALICIA	42,00	2019
SIERRA COSTERA I	ARAGÓN	48,90	2019
SIERRA PELARDA	ARAGÓN	14,40	2019
ÁGREDA	CASTILLA Y LEÓN	18,00	2013
AMPLIACIÓN CORTADO	CASTILLA Y LEÓN	13,50	2013
ANGOSTURAS	ANDALUCÍA	36,00	2013
MADROÑALES	ANDALUCÍA	34,00	2013
ACAMPO	ARAGÓN	6,00	2012
LANCHAL	CASTILLA Y LEÓN	21,25	2012
PADUL	ANDALUCÍA	18,00	2012
PUCHERUELO	CASTILLA Y LEÓN	22,95	2012
AGUILÓN	ARAGÓN	50,00	2011
GRANUJALES	ANDALUCÍA	24,00	2011
LOS LLANOS	CASTILLA Y LEÓN	38,00	2011
VALDESAMARIO	CASTILLA Y LEÓN	24,00	2011
VALDIHUELO	CASTILLA Y LEÓN	16,15	2011
COGOLLOS II	CASTILLA Y LEÓN	50,00	2010
P.E. LOS BARRANCOS	ANDALUCÍA	20,00	2010
EEE	ANDALUCÍA	32,00	2009
P.E. MENAUTE	ANDALUCÍA	37,40	2009
PEÑA DEL GATO	CASTILLA Y LEÓN	50,00	2009
PEÑA II	CASTILLA-LA MANCHA	18,00	2009
PICAZO	CASTILLA-LA MANCHA	14,00	2009
ALTO DE LAS CASILLAS I	COMUNIDAD VALENCIANA	30,00	2008
ALTO DE LAS CASILLAS II	COMUNIDAD VALENCIANA	30,00	2008

Instalaciones eólicas	Ubicación	Potencia total (MW)	Año Puesta en Marcha
CALDEREROS	CASTILLA-LA MANCHA	37,80	2008
CANTIRUELA	CASTILLA Y LEÓN	15,00	2008
LES FORQUES	CATALUÑA	30,00	2008
MONTARGULL	CATALUÑA	44,00	2008
PENA REVOLTA	GALICIA	14,00	2008
PESUR	ANDALUCÍA	42,00	2008
POUSADOIRO	GALICIA	23,50	2008
TOURIÑAN	GALICIA	24,65	2008
ALMARÉN	ARAGÓN	11,90	2007
COUTO SAN SEBASTIAN	GALICIA	18,00	2007
FARRAPA	GALICIA	20,00	2007
LAS PARDAS	CASTILLA Y LEÓN	49,50	2007
P.E. CHAN DO TENON	GALICIA	22,40	2007
P.E. PENA VENTOSA	GALICIA	44,80	2007
SIERRA COSTERA	ARAGÓN	40,80	2007
BELMONTE	PRINCIPADO DE ASTURIAS	34,85	2006
SASO PLANO	ARAGÓN	39,20	2006
P.E. LEBOREIRO	GALICIA	21,12	2005
SIERRA DE LA VIRGEN	ARAGÓN	28,80	2005
CORZÁN	GALICIA	43,20	2004
VIRAVENTO	GALICIA	1,20	2004
DO VILÁN	GALICIA	16,90	2003
EL PUERTO-TRINIDAD	ARAGÓN	25,08	2003
FALADOIRA-COTO TEIXIDO	GALICIA	47,52	2003
PEÑA ARMADA	GALICIA	20,70	2003
PEÑA FORCADA	GALICIA	33,80	2003
SIERRA DEL CORTADO	CASTILLA Y LEÓN	18,48	2003
MONTE DE LAS NAVAS	CASTILLA Y LEÓN	48,84	2001
P.E. DE ESCUCHA + SANT JUST	ARAGÓN	28,38	2001
PE CASTELO	GALICIA	16,50	2001
ALDEAVIEJA	CASTILLA Y LEÓN	14,52	2000
CAREÓN	GALICIA	18,00	2000
LA MUELA III	ARAGÓN	16,50	1999
LOS LANCES	ANDALUCÍA	10,68	1999
SAN ANDRÉS	GALICIA	33,00	1999
BARBANZA I Y II	GALICIA	29,04	1998
CAPELADA I Y CAPELADA II	GALICIA	31,35	1998
CORISCADA	GALICIA	24,00	1998
SIERRA DEL MADERO I y II	CASTILLA Y LEÓN	28,71	1998
LA MUELA II	ARAGÓN	13,20	1997
P.E. DE ENIX	ANDALUCÍA	13,20	1997
ARAGÓN	ARAGÓN	5,28	1995
PLANTA EÓLICA EUROPEA	ANDALUCÍA	6,00	1995

Instalaciones eólicas	Ubicación	Potencia total (MW)	Año Puesta en Marcha
TOTAL		2.382,06	

Como se puede observar, ENDESA ha mantenido su crecimiento en potencia renovable instalada a pesar de las dificultades que ha conllevado la parálisis de segmentos críticos durante el año 2020 y que ha impactado en la planificación del desarrollo de los proyectos. Aun así, en 2020 ENDESA ha conectado a la red 391 MW que se unen a los 926 MW conectados durante el año 2019. Esta nueva potencia corresponde a 12 nuevos parques 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
TOTAL				390,7

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

El Plan Estratégico 2021-2023 de ENDESA contempla un objetivo de inversión bruta de 7.900 millones de euros, cantidad un 25% superior a la considerada en los años 2020-2022 del Plan Estratégico anterior (6.300 millones de euros). De

este Plan, las inversiones en nuevos desarrollos de generación renovable ascienden a 3.300 millones de euros y se centrarán en la puesta en marcha de nueva capacidad eólica y fotovoltaica de aproximadamente 3,9 GW. A esto hay que añadir alrededor de 300 millones de euros para proyectos de instalación de baterías y de generación de hidrógeno limpio. El resto de las inversiones peninsulares, 200 millones de euros, contemplan, principalmente, inversiones recurrentes de mantenimiento.

Por otra parte, la presencia de ENDESA en el sistema eléctrico luso se concentra fundamentalmente en las actividades de generación y comercialización de electricidad en el mercado liberalizado. Los activos participados por ENDESA en 2020 suman una potencia instalada en régimen ordinario de 1.483 MW distribuidos a través de sus participaciones en Tejo Energía (628 MW) y Elecgas (855 MW). ENDESA posee el 43,75% en Tejo Energía, compañía propietaria de una central térmica de carbón, y el 50% de Elecgas, compañía propietaria de una central de gas, ambas establecidas en Pego. A su vez, ENDESA es propietaria del 100% de la energía producida por Elecgas, a través del contrato de tolling²³ vigente entre ambas partes. Las centrales de carbón y gas de Pego generaron 300 GWh y 3.053 GWh respectivamente, lo que significó una cuota del 6,5% del consumo eléctrico total de Portugal. La operación y el mantenimiento de la central de carbón y del ciclo combinado de Pego está a cargo de Pegop, compañía participada por ENDESA en un 50%. ENDESA también participa en el 50% de Carbopego, empresa que realiza el aprovisionamiento del carbón para la central. Todo esto convierte a ENDESA en uno de los operadores principales del mercado liberalizado portugués de energía eléctrica. Al finalizar el año, ENDESA había suministrado más de 7,6 TWh a más de 407.000 puntos de suministro. En cuanto al gas, se han suministrado más de 5,1 TWh y cuenta con más de 111.000 puntos de suministro activos al cierre del ejercicio.

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

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

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

²³ 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.

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
TOTAL	84.000	100,0%	84.300	150,0%	-0,4%	-300

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

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

producción a partir de fuentes nucleares, equivalente a 25,8 TWh, se ha reducido en 0,5 TWh con respecto a la cifra registrada en 2019.

GWh	2020	% sobre Total	2019	% sobre Total	Incremento 2020-2019 %	Variación 2020-2019 valor absoluto
Nuclear	25.888	12,5%	26.347	11,5%	-1,7%	-459
Carbón	13.047	6,3%	37.572	16,4%	-65,3%	-24.525
Ciclo Combinado	43.284	20,9%	44.904	19,6%	-3,6%	-1.620
Fuel-oil	19.467	9,4%	20.848	9,1%	-6,6%	-1.381
Total generación convencional	101.686	49,1%	129.671	56,6%	-21,6%	-27.985
Hidroeléctrica	62.337	30,1%	62.544	27,3%	-0,3%	-207
Eólica	31.065	15,0%	26.805	11,7%	15,9%	4.260
Solar	5.799	2,8%	3.895	1,7%	48,9%	1.904
Geotérmica	6.213	3,0%	6.186	2,7%	0,4%	27
Total generación renovable	105.414	50,9%	99.429	43,4%	6,0%	5.984
TOTAL	207.100	100,0%	229.100	100,0%	-9,6%	-22.000

En definitiva, estos datos avalan la capacidad técnica de la empresa promotora de las instalaciones, tanto a nivel internacional como en España, teniendo en cuenta la experiencia y conocimiento técnico en el sector de las energías renovables tanto del promotor del proyecto como de su socio único, así como del Grupo empresarial a que este pertenece, según los términos previstos en el artículo 121.3. b) del RD 1955/2000.

4.4.3 Capacidad económico-financiera

Según consta en los Proyectos fechados en noviembre de 2020, el presupuesto estimado para la ejecución material de los mismos, incluyendo la PSF ALJARAFE y su infraestructura de evacuación, asciende a **[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]** euros (sin IVA)²⁴. 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]

²⁴ Tampoco se han considerado gastos generales ni beneficio industrial que se aplicarían en la ejecución de la planta por una contrata.

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]

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

Con fecha 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.

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, dividiendo que ha sido pagado el 16 de enero de 2020.

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 ALJARAFE, se ha calculado la ratio de apalancamiento financiero²⁵, 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 Fijos²⁶ y se ha obtenido un valor de 49,08%.

Respecto a la Ratio de Deuda sobre EBITDA²⁷, que mediría la capacidad de la sociedad para hacer frente a la devolución de la deuda a través de su EBITDA o, lo que es lo mismo, calcula el número de años que el EBITDA tendría que ser exclusivamente dedicado a la devolución de la deuda para la amortización total de ésta, se ha obtenido un valor de 12.

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

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales se comprueba que ENDESA GENERACIÓN, S.A.U. cuenta con un patrimonio neto equilibrado. A 31 de diciembre de 2020, el capital social de la Sociedad, totalmente suscrito y desembolsado por su socio único ENDESA, S.A., asciende a 1.940.380 miles de

²⁵ Ratio de apalancamiento (%) = Deuda Neta / (Deuda Neta + Patrimonio neto).

²⁶ Ratio de Deuda sobre Activos Fijos (%) = Deuda Neta / Activos fijos.

²⁷ Ratio de Deuda sobre EBITDA = Deuda Neta / EBITDA.

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

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.

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

TOTAL ACTIVO	32.062	31.981
Activo corriente	6.234	6.100
Existencias	1.077	1.177
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	3.577	3.485
Activos financieros corrientes	1.177	1.215
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	403	223
Activo no corriente	25.828	25.881
Inmovilizado material	21.354	21.329
Inversiones inmobiliarias	58	61
Activo intangible	1.399	1.375

Fondo de comercio	462	462
Inversiones contabilizadas por el método de participación	217	232
Activos financieros no corrientes	947	908
Activos por impuesto diferido	1.391	1.514
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	32.062	31.981
Patrimonio Neto	7.465	7.837
De la Sociedad Dominante	7.315	7.688
<i>Capital Social</i>	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
Margen de contribución	6.006	5.906
Trabajos realizados por el Grupo para su Activo	275	295
Gastos de personal	-1.147	-1.022
Otros gastos fijos de explotación	-1.351	-1.338
Resultado Bruto de explotación (EBITDA)	3.783	3.841
Amortizaciones y Pérdidas por deterioro	-1.897	-3.453
Resultado de explotación (EBIT)	1.886	388
Ingreso financiero	28	27
Gasto financiero	-174	-212
Diferencias de cambio netas	12	1
Resultado financiero	-134	-184
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	34	15

Resultado en Ventas de Activos	2	11
Resultado antes de impuestos	1.788	230
Impuesto sobre sociedades	-388	-50
Resultado después de impuestos de actividades continuadas	1.400	180
Resultado después de impuestos de actividades interrumpidas	—	—
RESULTADO DEL EJERCICIO	1.400	180
Sociedad Dominante	1.394	171
Intereses Minoritarios	6	9
<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
Variación de efectivo y otros medios líquidos equivalentes	180	-21
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes iniciales	223	244
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes iniciales	403	223

Vistas las anteriores Cuentas Anuales Consolidadas se verifica que, a 31 de diciembre de 2020, el Grupo ENDESA cuenta con un patrimonio neto equilibrado. En dicha fecha, el capital social de ENDESA asciende a 1.270.502.540,40 euros y está representado por 1.058.752.117 acciones de 1,2 euros de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsadas, que se encuentran en su totalidad admitidas a cotización en las Bolsas Españolas. El porcentaje del capital social de ENDESA, S.A. que el Grupo ENEL posee a través de ENEL Iberia, S.L.U. es del 70,1% y ningún otro accionista ostentaba en esa fecha acciones que representasen más del 10% de su capital social. Además, la cifra de patrimonio neto se va incrementada por la prima de emisión que proviene de las operaciones de reordenación societaria de la Sociedad²⁸. 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).

²⁸ 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.

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 ²⁹	—
Número Medio Ponderado de Acciones Ordinarias en Circulación	1.058.731.417	1.058.752.117

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

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

Por tanto, a juicio de esta Comisión queda suficientemente acreditada la capacidad económico-financiera de ENEL GREEN POWER, tanto por la propia

²⁹ 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.

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 Aljarafe, de 90,5 MWp y 69,6 MWn, y sus infraestructuras de evacuación —Subestación FV Aljarafe 30/220 kV y Línea eléctrica a 220 kV ‘SET Aljarafe-SET Santiponce’—, esta Sala concluye que la citada entidad cumple con las condiciones de capacidad legal, técnica y económico-financiera establecidas.

ANEXO I: Contenido de los Proyectos³⁰

1. Características generales

El objeto del Proyecto es la ejecución de una planta solar fotovoltaica denominada ALJARAFE que consiste en una planta de generación con tecnología fotovoltaica de 69,6 MW nominales y 90,5 MWp instalados, conectada a la red de 220 kV de la siguiente forma:

- El sistema colector de Media Tensión llegará en subterráneo hasta la nueva subestación transformadora FV Aljarafe 30/220 kV, a construir en las cercanías de la PSF ALJARAFE. En dicha subestación se elevará la tensión mediante un transformador 30/220 kV de 75 MVA.
- La subestación FV Aljarafe 30/220 kV evacuará en una nueva línea aérea de 220 kV S/C ‘FV Aljarafe—Santiponce”, cuyo trazado, de aproximadamente 4,2 kilómetros, conecta con la subestación existente Santiponce 220 kV, propiedad de REE y punto de conexión de la planta.

El proyecto se encuentra localizado en los términos municipales de Salteras y Valencina de la Concepción, en la provincia de Sevilla, aproximadamente a 2,5 kilómetros al noroeste de la localidad de Santiponce, a 4,1 kilómetros al norte de Valencina de la Concepción, y muy próxima a la ciudad de Sevilla, que se encuentra aproximadamente a 5,6 kilómetros al sureste de la planta. La infraestructura de evacuación, tanto la subestación FV Aljarafe como la línea aérea a 220 kV, se ubicarán en el término municipal de Valencina de la Concepción.

2. Instalación Fotovoltaica

La PSF ALJARAFE estará compuesta por los siguientes equipos principales:

- 179.172 Módulos fotovoltaicos monofaciales del fabricante Trina Solar modelo Vertex TSM-DE18M(II) de 505 Wp o similar.
- 2.133 seguidores fotovoltaicos tipo 2x42V.
- 25 Inversores fotovoltaicos SUNWAY TG 2700 1500 TE – 640 OD del fabricante SANTERNO, limitados a 2.931 kVA / 2.784 kW (2.993 kVA @ 25°C).
- Los inversores se agruparán en el campo fotovoltaico en los llamados Centros de Transformación (CT’s). Existirán 16 CT’s:
 - ⇒ 9 CT’s de 2 Inversores [Limitados cada uno a 2.784 kW].
 - ⇒ 7 CT’s de 1 Inversor [Limitado a 2.784 kW].

Los módulos fotovoltaicos se asocian en serie, formando *strings* de 28 paneles hasta alcanzar la tensión de generación deseada. Estos *strings* se agrupan en

³⁰ Son tres proyectos correspondientes a la PSF ALJARAFE, a la SET FV Aljarafe 30/220 kV y a la línea de evacuación a 220 kV, todos ellos fechados en noviembre de 2020.

paralelo en las llamadas cajas de agrupación de nivel 1 (CN1) o “cajas de *string*”, desde cada una de las cuales saldrá un circuito hasta el CT correspondiente, agrupando todos los circuitos provenientes de las CN1 en una caja de agrupación de nivel 2 (CN2) a la entrada del inversor fotovoltaico, que acondiciona la energía obtenida en el campo de módulos fotovoltaicos de tal manera que, tras el inversor, se dispone de dicha energía en un sistema trifásico alterno. Se disponen en las cajas nivel 1 y nivel 2 de las protecciones necesarias para un funcionamiento seguro y acorde con el marco legal.

La evacuación de la energía eléctrica generada por los módulos fotovoltaicos se hará a través de los llamados CT's o “*skids*”, donde se ubicarán los transformadores trifásicos que aumentarán la tensión del sistema de 640 V a 30 kV.

Las líneas colectoras de evacuación en Media Tensión (MT) de la planta fotovoltaica recogerán la energía generada y unirán de manera radial los CT's, formando los circuitos de MT que acometerán a la SET FV Aljarafe. Estas líneas colectoras tendrán su punto de evacuación en barras de 30 kV de dicha subestación.

2.1. Módulo fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos monocristalinos previstos para instalar en la PSF ALJARAFE serán del fabricante Trina Solar modelo Vertex TSM-DE18M(II) o similar, compuesto por un total de 150 células, cuyas características principales son las siguientes:

- Potencia, Pmax: 505 Wp
- Intensidad a potencia máxima, Imp: 11,75 A
- Tensión a potencia máxima, Vmp: 43 V
- Intensidad de cortocircuito, Icc: 12,35 A
- Tensión a circuito abierto, Voc: 51,9 V
- Eficiencia del módulo (η): 21,1 %

Los módulos fotovoltaicos son de idénticas dimensiones y características.

2.2. Seguidor solar

Los paneles fotovoltaicos se instalarán sobre una estructura de seguimiento solar a un eje horizontal. Será un seguidor monofila, 2Vx42, con una separación entre filas o *pitch* en dirección este-oeste de 14,6 metros.

Los seguidores son idénticos y con configuración de dos módulos en paralelo formando 42 alineaciones hasta un total de 84 módulos fotovoltaicos. Estos módulos se mueven al unísono, en dirección este-oeste a través de un eje norte-sur. Cada seguidor es independiente tanto estructural como mecánicamente, provisto de un motor que, a través de una transmisión mecánica, mueve el eje.

Las principales características del seguidor son:

- Tipología de seguimiento: Horizontal a un eje
- Ángulo de rotación: $\pm 60^\circ$
- Altura: aproximadamente 2 metros
- Configuración de módulos: 84 módulos por seguidor
- Dimensiones generales: 4,652 m E-O ; 47,465 m N-S
- Material: Acero Galvanizado en caliente
- Cimentación: Perfil hincado
- Motor accionamiento: Autoalimentado/alimentado por cable
- Consumo aproximado: 75 W por seguidor.
- Pendiente máxima soportada: 15 % N/S
- Protección contra viento: En posición de bandera
- Carga de viento: De acuerdo al Eurocódigo
- Carga de nieve: De acuerdo al Eurocódigo
- Carga sísmica: De acuerdo al Eurocódigo
- Velocidad máxima viento: De acuerdo al Eurocódigo

Cada seguidor instalado en la planta estará compuesto por siete perfiles de acero S355 y S275.

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 ALJARAFE 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): 935-1.500 V
- ⇒ Corriente DC máxima: 4.500 A

b) Salida AC:

- ⇒ Potencia limitada de cada inversor: 2.931 kVA / 2.784 kW
- ⇒ Potencia máxima de cada inversor: 2.993 kVA @25°C
- ⇒ Número de fases: 3+PE
- ⇒ Tensión nominal AC en BT: 640 V \pm 10%
- ⇒ Frecuencia: 50 Hz

- ⇒ Max. Corriente AC de salida: 2.700 A
- ⇒ Total Harmonic Distortion (THD): <3%
- ⇒ Consumos Auxiliares: 2.700 W
- c) Eficiencia inversor:
 - ⇒ Máx. eficiencia (Euro-Eficiencia): 98,4 %
- d) Dimensiones:
 - ⇒ Dimensiones: 4.624 – 2.470 – 1.025 mm
 - ⇒ Peso: aproximadamente 4.400 kg
- e) Condiciones ambientales
 - ⇒ Temperatura de operación: -25°C a 62°C
 - ⇒ Máx. humedad relativa (sin condensación): 0-95%
 - ⇒ Altitud máxima: 4.000 m (por encima de 1.000 m sin *derating*)
- f) Otros Datos:
 - ⇒ Grado de Protección: IP54
 - ⇒ Sistema de refrigeración: Ventilación forzada con control de velocidad del ventilador
 - ⇒ Nivel de ruido: menor de 78 dB
 - ⇒ Curva de capacidad semi-circular
 - ⇒ Principales protecciones: Protección contra sobrevoltaje, protección contra falla a tierra, protección mediante interruptor en AC, interruptor seccionador en DC.

2.4. Centro de transformación (CT)

El CT considerado para la PSF ALJARAFE será de tipo Skid, en el que todos los equipos se instalan en el exterior. Será modelo Sunway de uno o dos inversores:

- 9 Unidades del modelo Sunway Skid 5400 de dos Inversores. Cada skid estará compuesto por 2 transformadores de 3 MVA.
- 7 Unidades del modelo Sunway Skid 2700 de un Inversor. Cada skid estará compuesto por 1 transformador de 3 MVA.

Los CT's agruparán los siguientes equipos principales:

- 1 o 2 Inversores SUNWAY TG2700 TE-640 OD de SANTERNO.
- 1 o 2 Transformadores de Potencia 3.000 kVA de 0,64/30 kV de instalación interior.
- Envolvente.
- Celdas de Media Tensión.
- Transformador trifásico, tipo encapsulado seco, de servicios auxiliares 0,64/0,4 kV de 60 kVA para CT's de dos inversores y 30 kV para CT's de un inversor.
- Cuadros de agrupación CC.
- Cuadro Auxiliar de BT.

Mecánicamente el CT estará compuesto por 3 bloques (para el caso de 2 inversores) y 2 bloques (para el caso de 1 inversor). Cada uno de estos bloques tiene su propia cimentación independiente y calculada en función de su carga. Los bloques de los extremos agrupan al inversor Santerno TG2700, con su correspondiente caja de entrada en baja tensión, y al transformador de potencia LV/MV asociado al inversor. En el bloque central se encuentran las celdas de media tensión, las cajas de baja tensión de servicios auxiliares y el transformador de servicios auxiliares.

El sistema de extinción de incendios de los CT's acreditará el cumplimiento con la ITC-RAT del Real Decreto 337/2014³¹, se compondrá sensores de humos distribuidos dentro de las cabinas del CT que darán la señal de alarma a la CPU³² dedicada al contraincendio. También se instalarán alarmas acústico-luminosas junto a la cabina central de cada uno de los CT's. El resto de medidas, como interruptores térmicos o cableado no propagador de incendios, se incluirán por el fabricante del CT.

Además se dispondrá de un tanque de aceite con capacidad para el 120% del aceite del transformador, en el que insertarán agregados para evitar la propagación. En cada CT se instalará un extintor de incendios en el exterior.

Por otra parte, el CT cumple con todo lo referente a la emisión de ruidos definido en el Real Decreto 337/2014.

2.5. Instalación de Baja Tensión (BT)

Existirá una parte de la instalación de BT que será en corriente continua (CC) y otra que será en corriente alterna (AC):

- Instalación CC: Desde los *string* hasta las entradas CC del Inversor.
- Instalación AC: Desde la salida de los inversores hasta las entradas AC del CT.

La instalación de BT en CC comprende desde la interconexión de módulos formando *strings* hasta la entrada al inversor, situado en el CT. Estas instalaciones estarán compuestas por:

- a) Circuito formación de *strings*: Se agruparán 28 paneles fotovoltaicos en serie para formar los *strings*. Todos los módulos conectados en serie serán de la misma marca y modelo. Para conectar los módulos entre sí, se tendrá en cuenta la polaridad de sus terminales. La configuración de *strings* será la siguiente:
 - Características del módulo:

³¹ 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.

³² *Central Processing Unit* o Unidad Central de Procesamiento.

- ⇒ Potencia máxima en STC: 505 Wp
 - ⇒ Tensión a máxima potencia STC: 43 V
 - ⇒ Intensidad a máxima potencia STC: 11,75 A
 - ⇒ Tensión a circuito abierto STC: 51,9 V
 - ⇒ Intensidad de cortocircuito STC: 12,35 A
 - Características del *string*
 - ⇒ Numero de módulos por string: 28
 - ⇒ Potencia máxima *string* en STC: 14,14 kWp
 - ⇒ Tensión *string* a máxima potencia STC: 1.204 V
 - ⇒ Intensidad *string* a máxima potencia STC: 11,75 A
 - ⇒ Tensión *string* a circuito abierto STC: 1.453,2 V
 - ⇒ Intensidad *string* de cortocircuito STC: 12,35 A
- b) Circuito desde caja de *strings* o cajas de agrupación de nivel 1 (CN1) hasta cajas de agrupación de nivel 2 (CN2) o caja combinadora: Las CN1 serán las encargadas de agrupar los diferentes circuitos de *strings*, cuya configuración óptima será:
- Inversor de potencia 3.605,7 kWp (Configuración A):
 - ⇒ 10 Cajas de 24 *strings*.
 - ⇒ 1 Caja de 15 *strings*.
 - ⇒ Un total de 255 *strings*.
 - Inversor de potencia 3.775,38 kWp (Configuración B):
 - ⇒ 5 Cajas de 24 *strings*.
 - ⇒ 7 Caja de 21 *strings*.
 - ⇒ Un total de 267 *strings*.
 - Existirán un total de:
 - ⇒ 240 Cajas de 24 *strings* en toda la planta.
 - ⇒ 14 Cajas de 21 *strings* en toda la planta.
 - ⇒ 23 Cajas de 15 *strings* en toda la planta.
- Por lo tanto, en la PSF ALJARAFE se instalarán un total de 277 cajas de *strings*.
- c) Cajas de agrupación de nivel 2 (CN2): Desde las CN1 hay que transportar la energía generada en los módulos hasta los inversores ubicados en los CT's. En cada inversor existe un Cuadro de Agrupación en Baja Tensión (CN2), donde se agruparán en paralelo los circuitos monofásicos provenientes de las diferentes cajas de *strings*. La conexión desde las cajas de *strings* (CN1) hasta la caja del inversor (CN2) se realizará mediante conductor directamente enterrado en zanja

Conexión entre inversor y transformador de potencia

Este tramo viene incluido en el suministro del CT y, por lo tanto, vendrá dimensionado de manera correcta a la intensidad máxima del inversor.

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, elemento que se sumará a las protecciones que el propio inversor tiene incluidas a la salida.

Red de Puesta a Tierra del CT

El objetivo de la red de tierra es la de dar tierra a todas las partes metálicas de la instalación que sean susceptibles a estar en tensión, así como se dará tierra a las estructuras portantes.

Se utilizarán dos esquemas de tierras en función de la instalación:

- Para instalación de CC: Aislado de Tierra (Tierra flotante).
- Para CA de SSAA: Esquema TT.

Se conectarán a tierra todas las masas susceptibles a ponerse en tensión en la instalación, incluidas canalizaciones metálicas y red equipotencial de masas. Según marca la norma ITC-BT 18, todas las instalaciones deben conectarse a una red de tierra. La puesta a tierra de los CT's estará formada por conductor de anillo de cobre desnudo de sección adecuada y por picas de cobre si fuera necesario.

La puesta a tierra del CT deberá cumplir que las tensiones de paso y contacto que se puedan alcanzar no superen los respectivos valores máximos tolerables. Se determinará la resistencia de la red de tierras y se asegurará el diseño para proporcionar una instalación segura mediante la limitación de las tensiones de paso y contacto, tal como se establece en la ITC-RAT 13.

2.6. Instalación de Media Tensión (MT)

La instalación de MT es la encargada de la interconexión de los diferentes CT's hasta su conexión final en las celdas de MT en la barra de 30 kV de la SET FV Aljarafe.

Se emplearán CT's para adecuar el nivel de tensión de evacuación de la planta fotovoltaica a 30 kV que se agruparán formando cinco subplantas o circuitos diferenciados que acometerán a la SET FV Aljarafe.

El diseño de la instalación de MT se realizará basándose en los siguientes criterios básicos:

- Tensiones de operación 30 kV (18/30 kV)
- Tensión máxima del sistema: 35 kV
- Máxima caída de tensión acumulada entre los CT's y la subestación <1% a potencia nominal.

- La intensidad máxima que circula por cada tramo del sistema de MT será menor al 85% de la intensidad de admisible del conductor actualizada para el tipo de instalación.
- Para el dimensionamiento de los conductores se supondrá que la temperatura del terreno es de 25°C y la resistividad del terreno 1,5 K·m/W.
- La máxima duración de defecto considerada será de un segundo, tiempo antes del cual deberán entrar en funcionamiento las protecciones.
- Como norma general los circuitos se tenderán en tresbolillo, directamente enterrados y siempre que sea posible técnica y económicamente, irán paralelos a los caminos. Cuando se instalen más de un circuito en la misma zanja se respetará un total de 40 cm entre circuitos.
- En los cruces de caminos y arroyos los circuitos irán enterrados bajo tubo y embebidos en un prisma de hormigón.

2.7. Monitorización

Se instalará un Sistema Integrado de Control y Protección que permitirá el adecuado funcionamiento de la planta desde el centro de control. Se realizará una monitorización de las variables de generación en los siguientes niveles:

- Primer Nivel: Centro de transformación. En los CT's se instalará un sistema de comunicaciones que recogerá y gestionará todas las comunicaciones del inversor. La comunicación desde los diferentes CT's hasta el Centro de Control se realizará mediante fibra óptica que los conectará con la sala de control del edificio de Operación y Mantenimiento adyacente a la SET FV Aljarafe.
- Segundo Nivel: Centro de control. Los servidores que recogen toda la información de la planta se encuentran en la sala de control. El servicio de monitorización incluye un software de gestión y un archivo histórico con la base de datos adquiridos en el campo.

Todas las comunicaciones se centralizarán en un sistema SCADA que permita su procesado, análisis y gestión. Además, el *Power Plant Controller* (PPC) permitirá actuar sobre las variables de generación. Se le conoce como sistema de gestión y concentrará los siguientes elementos:

- Dar información sobre el estado a tiempo real de la planta y de sus principales elementos.
- Gestión del funcionamiento de la planta.
- Exportación de gráficos, informes y alarmas.

El sistema podrá ser accesible por diferentes usuarios, los cuales tendrán acceso a tiempo real del estado de la planta y tendrán la capacidad de gestionar alarmas, informes dinámicos, etc. Tendrá soporte para los diferentes tipos de sistemas operativos y podrá ser utilizado en PCs, móviles y tablets.

2.8. 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. Este sistema estará alimentado desde los CT's de la planta y contará con baterías o SAI³³ que proporcionen unas horas de uso ininterrumpido en caso de fallo de alimentación de corriente. Además, los elementos de este sistema de seguridad se conectan al edificio de Operación y Mantenimiento por medio de fibra óptica, sirviendo este de centro de control donde analizar los videos en una sala construida para ello dentro del edificio.

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

- Sistema de control de acceso
- Sistema de detección video vigilancia: Cámaras fijas IR (térmicas) y/o Tipo Domo y grabadoras digitales.
- Detectores de Intrusión

El control de acceso permite acceder a la planta solo a personal autorizado, para lo cual se requieren detectores de presencia de intrusos en los accesos. La información captada por estos sensores se registrará en computadores dedicados a tal efecto situados en el edificio de operación y mantenimiento.

La vigilancia de la planta se realizará por medio de un Circuito Cerrado de Televisión (CCTV) basado en cámaras y análisis de video. Estas cámaras se dispondrán a lo largo del perímetro de la planta en un número que se determinará en función de la morfología y el tamaño de la misma y de las características de los equipos (cámaras) adoptados. Se situarán en postes de unos tres metros de altura situados junto al vallado perimetral, con un panel de control al aire libre donde se colocarán todos los elementos eléctricos y de comunicación necesarios para la alimentación de las cámaras y el cable de fibra óptica correspondiente.

Los Detectores de Intrusión y las cámaras fijas IR o Tipo Domo cuentan también con un software capaz de analizar las imágenes tomadas y diferenciar entre una intrusión y una falsa alarma.

2.9. Zona de operación y mantenimiento

Se construirá una zona de Operación y Mantenimiento en los terrenos de la PSF ALJARAFE ubicado en las cercanías de la SET FV Aljarafe, fuera del vallado de la subestación.

La zona de Operación y Mantenimiento estará compuesta por un edificio, un almacén adyacente a él, un almacén de residuos y una zona de aparcamientos. El edificio será ejecutado "in situ" de una sola planta, con cerramiento de bloques de hormigón reforzado que se apoyarán sobre una zapata corrida encargada de transmitir las tensiones al terreno y estará compuesto por sala de oficina, sala de SCADA, sala de estar y vestuarios, entre otros. Adyacente al edificio se

³³ Sistema de Alimentación Ininterrumpida.

construirá el Almacén principal, que tendrá una altura de siete metros, acceso desde el exterior y será donde se almacenen los equipos y repuestos necesarios para el mantenimiento de la planta fotovoltaica.

Adicionalmente la zona de operación y mantenimiento dispondrá de un almacén de residuos de 127 m².

El edificio estará dotado de un sistema de climatización por bomba de calor con termostato que permitirá conservar unas condiciones uniformes de temperatura en el interior del mismo.

También estará dotado de un sistema de detección de incendios, un sistema de alarmas mediante pulsadores manuales localizados en puntos estratégicos y sistema de extintores móviles. Además estará dotado de un sistema de anti-intrusismo con alarma.

Se diseñará el alumbrado de manera que los niveles de luminosidad sean adecuados en función de cada sala. Se prevé la instalación de alumbrado con LED de bajo consumo alimentado desde el cuadro de Servicios Auxiliares, donde se dispondrán de los interruptores magnetotérmicos y diferenciales de protección de los diferentes circuitos. Estos sistemas auxiliares estarán alimentados desde el transformador de servicios auxiliares de la Subestación FV Aljarafe, situada colindante a dicho edificio.

3. Subestación Eléctrica Transformadora FV Aljarafe

La SET FV Aljarafe, a construir en el término municipal de Valencina de la Concepción (Sevilla), será una subestación con una posición de transformación y dos posiciones de línea 220 kV. La posición de transformación elevará la tensión de la energía de la PSF ALJARAFE desde 30 kV a 220 kV. Una de las posiciones de línea recibirá la futura línea 220 kV proveniente de la subestación del parque fotovoltaico “FV Santiponce 50” y la posición de línea restante permitirá la evacuación a través de una línea de nueva construcción.

La evacuación de las plantas fotovoltaicas hasta el nudo de REE “Santiponce 220 kV” se describe a continuación:

- Elevación de la tensión en la SET FV Aljarafe 220/30 kV, a construir en terrenos cercanos a la PSF ALJARAFE. Mediante una posición de línea 220 kV recibirá la energía proveniente de la planta “FV Santiponce 50”. La subestación tendrá una posición de transformación, una posición de barras y dos posiciones de línea.
- La subestación evacuará en una nueva línea aérea de 220 kV S/C ‘FV Aljarafe–Santiponce’, cuyo trazado se extiende aproximadamente 4,2 kilómetros hasta la subestación existente Santiponce 220 kV, propiedad de REE y punto de conexión de las plantas.

La SET FV Aljarafe se ubicará en el término municipal de Valencina de la Concepción, sobre la parcela 22 del polígono 1, a unos 2,5 kilómetros al noroeste

de Santiponce, ocupando una superficie total aproximada de 0,5 hectáreas. Se accederá a ella desde un camino existente que parte del punto kilométrico 4+700 en el margen izquierdo de la carretera A-8078 (de Camas a N-630), en dirección oeste para después de aproximadamente un kilómetro girar hacia el norte, donde se aproxima al lado sur de la planta girando nuevamente hacia el oeste. En este punto se habilitará una entrada de acceso que conectará con la red de caminos internos de la planta. Adicionalmente, se podrá acceder a la subestación por su lado norte a través de los caminos interiores de la planta.

La SET FV Aljarafe estará constituida por las siguientes unidades funcionales:

- a) Parque de 220 kV intemperie en simple barra:
 - 1 posición de línea hacia la SE Santiponce de REE.
 - 1 posición de línea hacia la SE elevadora del Parque “FV Santiponce 50”.
 - 1 posición de transformación para la PSF ALJARAFE.
- b) Parque de 30 kV, será interior y estará formado por único embarrado independiente. Será de simple barra y constará de un número determinado de celdas dispuestas de forma contigua:
 - Embarrado 30 kV Aljarafe:
 - ⇒ 1 posición de protección de Transformador.
 - ⇒ 5 posiciones de líneas desde la planta Aljarafe.
 - ⇒ 1 posición de batería de condensadores.
 - ⇒ 1 posición de servicios auxiliares.
 - ⇒ 1 posición de medida.
 - ⇒ 1 posición de reserva.
- c) Sistema de Control y Protecciones.
- d) Sistema de Servicios Auxiliares.
- e) Sistemas Complementarios.

Las características de cada nivel de tensión de la SET Aljarafe que se han adoptado para el diseño de los equipos son las siguientes:

- a) Sistema Alta Tensión
 - Normativa: Según UNE/CEI
 - Tensión de servicio: 220 kV
 - Tensión más elevada para el material: 245 kV
 - Frecuencia: 50 Hz
 - Estado del neutro: Rígido a tierra
 - Tensión nominal a impulso tipo rayo (1,2/50 μ s): 1.050 kV
 - Corriente máxima de Cortocircuito: 40 kA
 - Duración del defecto: 1 s
- b) Sistema Media Tensión
 - Normativa: Según UNE/CEI
 - Tensión de servicio: 30 kV

- Tensión más elevada para el material: 36 kV
- Frecuencia: 50 Hz
- Estado del neutro: Limitado 500 A
- Tensión nominal a impulso tipo rayo (1,2/50 μ s): 170 kV
- Corriente máxima de Cortocircuito: 25 kA
- Duración del defecto: 1 s

c) Sistemas Auxiliares

- Tensión de servicio SSAA en CC: 125/48 V
- Tensión de servicio SSAA en CA: 400/230 V
- Frecuencia: 50 Hz

En cuanto al diseño de la red de puesta tierra, según la superficie que ocupará la SET FV Aljarafe, se dispondrá de una malla enterrada en forma de rectángulo y formando retículas de aproximadamente 4,5 x 4,7 metros de conductor de cobre desnudo de 120 mm², que irá directamente enterrada en el terreno a una profundidad de entre 0,6 y 0,8 metros. El límite de la malla se extenderá al menos un metro por fuera del vallado límite de la subestación, de tal forma que ocupará un área igual a 6.837 m². Se reforzará la puesta a tierra en los extremos de la malla con picas para disminuir las tensiones de paso y contacto. La puesta a tierra de protección y de servicio de la subestación deberán de estar unidas, constituyendo la instalación de tierras general.

Para la protección de la subestación frente a descargas atmosféricas, se instalará una red de protección aérea basada en la colocación de pararrayos Franklin sobre los pórticos de amarre de las líneas y estructuras independientes.

Por otra parte, se instalará un Sistema Integrado de Control y Protección (SICOP) de tecnología numérica y configuración distribuida, capaz de comunicar señales, medidas y ordenes entre la red interior con otros puestos remotos, como el centro de control. Para poder realizar las comunicaciones entre la SET FV Aljarafe y la subestación Santiponce será necesario instalar un cable de fibra óptica entre ambas subestaciones, del tipo OPGW, que se instalará en la línea aérea de alta tensión que se construirá entre ambas subestaciones. El SICOP estará formado por una unidad de control de la subestación (UCS) y varias unidades de control de posición (UCP).

Respecto al Sistema de medida para facturación, se realizará en el lado 220 kV del transformador y constará de dos contadores (principal y redundante) electrónicos combinados de activa y reactiva. Adicionalmente se incluirá un contador comprobante en cada una de las posiciones de línea. La medida de todos los contadores se realiza en los cuatro cuadrantes y deberá cumplir con todos los requerimientos normativos.

La subestación tendrá un cerramiento a lo largo de todo su perímetro de al menos 2,5 metros de altura, constituido por postes metálicos de tubería de acero galvanizado en caliente, situados cada 3 metros y reforzados cada 30 metros y

en las esquinas, embebidos en un murete de hormigón en masa de 80 cm de profundidad mínima y 30 cm de anchura. Entre los postes se colocará una malla de simple torsión mediante tensores y pasadores metálicos galvanizados compuesta por una tela metálica de acero dulce galvanizado rematado en las tres filas superiores por alambre de espino.

4. Línea de evacuación Aljarafe 220 kV

La Línea de Evacuación Aljarafe 220 kV consiste en una línea aérea de alta tensión a 220 kV de un solo circuito de 4,2 kilómetros de longitud en el término municipal de Valencina de la Concepción, en la provincia de Sevilla. Tendrá su inicio en la futura SET FV Aljarafe y terminará en los pórticos de la Subestación Santiponce, propiedad de REE, en concreto en la posición número 16 de dicha subestación, según la solicitud de conexión. La línea se ha diseñado para evacuar la energía producida por las futuras plantas fotovoltaicas ALJARAFE, promovida por ENEL GREEN POWER y “FV Santiponce 50”, promovida por Iberdrola Renovables Andalucía, S.L.

El trazado seleccionado para la línea ha sido diseñado partiendo de un análisis medioambiental de la zona. De entre todos los trazados estudiados, se ha elegido el trazado de la línea con una menor afección medioambiental.

La línea de evacuación Aljarafe 220 kV estará formada por un total de 16 apoyos, entre los que se distinguen apoyos de alineación, de ángulo y apoyos finales de línea. La línea estará formada por conductor dúplex LA-455 “Condor”, de aluminio reforzado con acero galvanizado, que deberá cumplir con lo establecido en la norma UNE-EN 50182.

La capacidad máxima de transporte de la línea en régimen permanente a un nivel de tensión de 220 kV es de 614,76 MVA, superior los 112,3 MW potencia de los parques fotovoltaicos considerados (69,9 MW + 42,4 MW). Se dispondrá de la potencia admisible restante para futuros parques a evacuar por dicha línea.

Las características principales de la línea son las siguientes:

- Tipo: Aérea S/C
- Tensión de servicio: 220 kV
- Frecuencia: 50 Hz
- Tipo de torres: Metálicas Tresbolillo (Tipo S)
- Nº de torres: 16
- Conductor: LA-455 (402-AL1/52-ST1A)
- Formación: Dúplex
- Cable de tierra: OPGW-48
- Aisladores de suspensión: 16 elementos U160BS
- Aisladores de amarre: 2x16 elementos U160BS
- Categoría: Especial

Los apoyos a utilizar para la línea serán metálicos de celosía de acero galvanizado en caliente. Se montarán torres tronco-piramidales, de sección cuadrada, construidas con perfiles angulares galvanizados unidos mediante tornillería. Las crucetas a utilizar serán tipo “S” al tresbolillo para un solo circuito.

Las cimentaciones estarán formadas por macizos de hormigón independientes para cada pata del apoyo, que estarán calculados de acuerdo con la resistencia mecánica del mismo. Se utilizará hormigón C25/30. Las cimentaciones serán cuadradas con cueva o “pata de elefante” y estarán diseñadas para absorber las cargas de compresión y arranque que el apoyo transmite al suelo.

Todos los apoyos se conectarán a tierra mediante una conexión independiente y específica para cada uno de ellos. Deberán conectarse a tierra mediante electrodos que aseguren una resistencia de difusión inferior a 20 Ohmios, por lo que la longitud del conductor de tierra y el número de picas se aumentarán tanto como sea necesario.

Por otra parte, se cumplirá con lo dispuesto en el Real decreto 1432/2008 sobre las medidas de protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión. En estas líneas de alta tensión, la electrocución es poco probable que se produzca, ya que las distancias que separan los conductores de las distintas fases entre sí o de las partes metálicas de los apoyos son demasiado grandes para que se pueda dar un contacto simultáneo. Por tanto, las medidas que se adoptan están dirigidas a evitar la colisión con los conductores, en especial con el conductor de tierra, ya que al ser de menor diámetro que los conductores de fase es menos visible. Para disminuir la colisión con las líneas deberán utilizarse en la señalización dispositivos de reconocida eficacia, como puedan ser espirales salvapájaros amarillas de un metro de longitud y 35 cm de diámetro, o aspas de 3 lados con tiras reflectantes, dispuestas en el cable de tierra a intervalos de 5 metros, en el caso de montarse un único cable de tierra, o cada 10 metros alternos, en caso de montarse dos cables de tierra.