

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 EL PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO DULCINEA DE 104 MW_P / 80 MW_N, LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 30/220 KV, LA LÍNEA A 220 KV, LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 220/400 KV Y LA LÍNEA A 400 KV PARA LA EVACUACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE CARMONA, EN LA PROVINCIA DE SEVILLA

Expediente: INF/DE/073/21

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a. Pilar Sánchez Núñez

Secretario

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 7 de 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 el parque solar fotovoltaico Dulcinea de 104 MW_p / 80 MW_n, la subestación eléctrica 30/220 kV, la línea a 220 kV, la subestación eléctrica 220/400 kV y la línea a 400 kV para la evacuación de energía eléctrica, en el término municipal de Carmona, 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 3 de agosto de 2018, ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (en adelante ENEL GREEN POWER) ha depositado el aval correspondiente en virtud de lo dispuesto en el artículo 59 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (tras la modificación producida por el artículo primero del Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas

disposiciones en el sector eléctrico), en concepto de garantía frente al compromiso de obtener la autorización de explotación, responder a los requerimientos de la Administración y no desistir voluntariamente de la tramitación administrativa de la instalación de producción de energía eléctrica denominada Planta Solar Fotovoltaica Dulcinea (en adelante PSF DULCINEA).

Con fecha 30 de octubre de 2020 ENEL GREEN POWER solicitó, ante la DGPEM, Autorización Administrativa Previa y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) para el proyecto de la PSF DULCINEA y su infraestructura de evacuación (Subestación Eléctrica Dulcero 30/220 kV, Línea eléctrica Dulcero a 220 kV y las Infraestructuras Comunes para la evacuación de distintas plantas fotovoltaicas en el nudo Carmona 400 kV compuesta por la Subestación eléctrica 220/400 kV y la línea eléctrica a 400 kV).

Con fecha 26 de diciembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de (BOP) de Sevilla el Anuncio del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Sevilla por el que se somete a Información Pública la solicitud de Autorización Administrativa Previa y de DIA del Proyecto PSF DULCINEA y su infraestructura de evacuación, en el término municipal de Carmona (Sevilla), promovido por ENEL GREEN POWER. Asimismo, con fecha 14 de enero de 2021 se publicó dicho anuncio en el Boletín Oficial del Estado (BOE). Con fecha 26 de abril 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 realizadas para la tramitación de las autorizaciones solicitadas por el promotor, y lo remitió a la DGPEM. Con fecha 4 de mayo de 2021 se remitió información complementaria a este informe.

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 10 de abril 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 Carmona 400 kV, en la provincia de Sevilla, con objeto de ajustarse a la capacidad máxima de conexión en dicho nudo, debido a lo cual se modifica la potencia instalada de varias instalaciones respecto a la reflejada en la garantía económica constituida e incluso se excluyen de la solicitud de acceso alguno de los proyectos. Finalmente resulta un contingente total de 653 MW instalados (MWins) / 500,975 MW nominales (MWnom) de generación renovable con permiso de acceso —entre las instalaciones de este contingente de generación se encuentra la PSF DULCINEA—, con conexión prevista en el nudo de la red

de transporte Carmona 400 kV a través de una nueva posición de la red de transporte incluida en la planificación vigente (nueva posición de transformación 400/220 kV que permitiría la conexión de la SET Colectora Carmona 220 kV a la SE Carmona 400 kV, transformador que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte que compartirán las instalaciones que obtienen permiso de acceso; ambas instalaciones —transformador y posición— constituyen la instalación de enlace con una configuración Tipo C). 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 5 de agosto de 2020, REE emitió escrito de contestación a la solicitud de conexión coordinada a la Red de Transporte en la subestación Carmona 400 kV para un contingente total de 669 MWins / 500,97 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 DULCINEA. Se trata de una conexión a la red de transporte de la generación mencionada en una nueva posición planificada de forma expresa en la planificación vigente en el actual nudo de la red de transporte Carmona 400 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 4 de junio 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 DULCINEA y su infraestructura de evacuación. Se ha adjuntado la documentación necesaria según establece el Capítulo II del Título VII del mencionado Real Decreto 1955/2000, entre otras:

- a) El Proyecto de la planta solar fotovoltaica —se adjunta una síntesis de su contenido como Anexo 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 30 de octubre de 2020, solicitud de autorización administrativa previa para la PSF DULCINEA, de 104 MWp / 80 MWn, la subestación eléctrica 30/220 kV, la línea a 220 kV, la subestación eléctrica 220/400 kV y la línea a 400 kV para la

evacuación de energía eléctrica, y que el expediente ha sido incoado en la Dependencia 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 26 diciembre de 2020 en el Boletín Oficial de la Provincia de Sevilla y el 14 de enero de 2021 en el BOE, no habiéndose recibido alegaciones. El Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Sevilla emitió informe con fecha 26 de abril de 2021, completado el 5 de mayo de 2021.

Asimismo, la Propuesta informa que el proyecto 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 el parque solar fotovoltaico con la red de transporte en la subestación Carmona 400 kV, propiedad de REE.

Por otra parte, se indica que REE emitió, con fecha 5 de agosto de 2020, el IVCTC relativo a la solicitud para la conexión a la red de transporte en la subestación Carmona 400 kV para la PSF DULCINEA.

Asimismo, se informa que, con fecha 5 de marzo de 2021, ENEL GREEN POWER aportó acuerdo para el desarrollo de la solución de evacuación conjunta en el nudo Carmona 400 kV de un grupo de instalaciones fotovoltaicas.

Visto lo anterior, se propone otorgar a ENEL GREEN POWER la autorización administrativa previa para la PSF DULCINEA de 104 MWp / 80 MWn y su infraestructura de evacuación (la subestación eléctrica “Dulcero” 30/220 kV, la línea “Dulcero” a 220 kV, la subestación eléctrica “Colectora Carmona” 220/400 kV y la línea a 400 kV para la evacuación de energía eléctrica), en el término municipal de Carmona, en la provincia de Sevilla, con las características definidas en los proyectos fechados en octubre de 2020.

La Propuesta describe las principales características de la instalación:

Se trata de una planta solar fotovoltaica con una potencia instalada de aproximadamente 80 MW (potencia de módulos aproximadamente 104 MW), ubicada en el término municipal de Carmona, en la provincia de Sevilla.

La subestación eléctrica transformadora Dulcero 30/220 kV contiene dos transformadores de potencia de 75/90 MVA y 50 MVA de tipo intemperie, ubicada también en el término municipal de Carmona.

La línea eléctrica aérea de alta tensión de evacuación Dulcero 220 kV tiene como origen la subestación eléctrica transformadora Dulcero 30/220 kV, discurriendo su trazado hasta la subestación eléctrica Colectora Carmona 220/400 kV. Tendrá una longitud de aproximadamente 4,76 kilómetros dentro del término municipal de Carmona.

La subestación eléctrica transformadora Colectora Carmona 400/220/30 kV contiene un transformador de potencia de 500/500/0,5 MVA de tipo intemperie, y también estará ubicada en el término municipal de Carmona.

La línea eléctrica aérea de alta tensión 400 kV de evacuación tiene como origen la subestación eléctrica transformadora Colectora Carmona 400/220/30 kV, discurriendo su trazado hasta la subestación eléctrica Carmona 400 kV, propiedad de REE. Tendrá una longitud de aproximadamente 480 metros dentro del término municipal de Carmona.

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 condiciones que pudieran establecerse en DIA y en la Resolución de autorización administrativa de construcción.

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 DULCINEA contará con módulos fotovoltaicos de tecnología monocristalina y seguimiento solar a un eje horizontal. Los módulos fotovoltaicos seleccionados para el proyecto serán módulos fotovoltaicos monocristalinos de 405 Wp, del fabricante Risen, modelo RSM144-6-405BMDG o similar, cuya eficiencia es de un 19,9%.

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 14,8 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 2.904 kVA / 2.758,62 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, a la salida de circuitos de corriente alterna, existirá un interruptor automático con funciones de protección de sobreintensidad por sobrecarga y por cortocircuito y de protección de desequilibrio de corriente sobre y subtensiones y fallo de frecuencia.

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 unidad de protección del transformador está compuesta por un interruptor automático en vacío conectado a la unidad de control en serie con un seccionador de tres posiciones, que permite el corte y la puesta a tierra de la línea.

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.

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 *string*. Cada *string* tendrá una potencia máxima de 11,34 kWp, una tensión a máxima potencia de 1.135,4 V, una intensidad a máxima potencia de 10 A, una tensión a circuito abierto de 1.365 V y una intensidad de cortocircuito de 10,6 A, todo ello bajo condiciones en 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 para el año tipo TMY P50. Tras introducir los parámetros de la instalación en el PVSyst, teniendo en cuenta el conjunto de pérdidas globales y las condiciones de la instalación en el año tipo, el promotor estima una producción anual de la PSF DULCINEA de 209.464 MWh (2.014 horas equivalentes de funcionamiento a plena carga para una potencia pico del parque de 104 MW), lo que permitiría reducir la emisión de CO₂ procedente de combustibles fósiles en una cuantía del orden de 1.068.266 toneladas durante los 25 años de vida útil considerados para este cálculo. Por tanto, se espera dejar de emitir unas 42.731 toneladas de CO₂ por año de funcionamiento de la planta³. El coeficiente de rendimiento esperado (PR⁴) de la PSF DULCINEA es de un 80,3% y el factor de capacidad⁵ de un 23%.

4.1.2 Condiciones de seguridad

Normativa de seguridad

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

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.

Servicios de Prevención, y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción; Real Decreto 1110/2007 de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del Sistema Eléctrico; el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión; el Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09; el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23, y diversas Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética, Normas UNE⁶, Normas CEI⁷ y ordenanzas municipales.

El proyecto de la PSF DULCINEA 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, aprobado en el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, 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, aprobado en el Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero.

Paneles, inversores y centros de transformación

Los módulos fotovoltaicos previstos para instalar en la PSF DULCINEA serán módulos monocristalinos de la marca Risen modelo RSM144-6-405BMDG o similar de una potencia máxima de 405 Wp.

Estos paneles fotovoltaicos se instalarán sobre una estructura de seguimiento solar a un eje horizontal con separación entre filas o *pitch* de 14,8 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

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.

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

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 2.904 kVA / 2758,62 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 (13 unidades del modelo Sunway Skid 5.400 de dos inversores, de forma que cada skid estará compuesto por dos transformadores de 3 MVA, y 3 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 contará al menos con diez sensores de humos: cuatro instalados en la cabina central, uno en cada uno de los transformadores del CT, uno junto a cada uno de los inversores del CT y tres en las cimentaciones 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.

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.

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 y las paredes divisorias entre los transformadores (exterior) y el resto de equipos serán de material resistente al fuego 120 minutos.

Por otra parte, el CT cumple con todo lo referente a la emisión de ruidos definido en el RD 337/2014. Se ha realizado un Estudio de Predicción de Impacto Acústico de la PSF DULCINEA en el cual se han realizado medidas de inmisión sonora en diferentes puntos de la planta proyectada, en los que se ha analizado la situación actual y la situación futura con la planta en funcionamiento, concluyendo que la actividad a desarrollar por la planta fotovoltaica no supone una superación de los niveles normativos.

El transformador elevador instalado en el centro de transformación, 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 igual o mayor que la potencia nominal del inversor, 3.000 kVA, será trifásico, con una tensión de conexión a la red en este caso de 30.000 V y una tensión del secundario (tensión de conexión de los inversores) de doble devanado en 640 V. El tipo de refrigeración del transformador será ONAN (Aceite con circulación Natural con refrigeración por aire en circulación natural) e irá encapsulado en aceite.

Las celdas de Media Tensión (MT) empleadas en el proyecto 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 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 realizarán mediante conectores Multi Contact MC4 de corriente nominal hasta 30 A, tensión máxima: 1.500 V, grado de protección IP67 y rango de temperatura desde -40 °C hasta +90 °C.

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

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. Este tramo viene incluido en el suministro del Centro de Transformación 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. 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 circuitos de CA, 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 BT.

El cuadro general de baja tensión será el primer cuadro de reparto a la salida del transformador de Servicios Auxiliares (SSAA). Se instalará uno por cada centro de transformación y será de poliéster de doble aislamiento con puerta y cerradura en triángulo.

En cada cuadro se instala un interruptor automático de corte omnipolar de cuatro polos con protección de sobrecarga, cortocircuito y sobretensiones, cuya intensidad nominal será de 80 A y la de corte mínimo 6 kA. En su interior se montará la aparamenta necesaria y suficiente para dotar del nivel de seguridad admisible a la instalación, cumplir las ITC-BT 17, 22, 23 y 24, y las normas particulares de la compañía suministradora.

De este cuadro partirán los circuitos principales de la instalación que alimentarán todos los receptores. Por lo tanto, el Cuadro General de Baja Tensión de Servicios Auxiliares (SSAA) se encargará de alimentar y proteger los circuitos de ventilación forzada de la CT, los servicios propios de la CT (protección de celdas, CT, seguridad), su alumbrado, comunicaciones, UPS y alimentación de los seguidores.

Se procederá a proteger todos los circuitos de forma particular. Como mínimo, se instalará en cada circuito un interruptor automático y un diferencial.

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 CC y Esquema TT para CA y SSAA. 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 conectarán a tierra todas las masas susceptibles a ponerse en tensión en la instalación, incluida 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 estará formada por conductor de anillo de cobre desnudo de $1 \times 95 \text{ mm}^2$ y por picas de 16 mm de diámetro y 3 metros de longitud. Se aprovecha la apertura de las canalizaciones subterráneas para tender el anillo de cobre donde se conectarán todas las picas de tierra, que se tenderá perimetral al CT. Este electrodo perimetral se ejecutará a una profundidad aproximada de 0,8 metros.

En cada cuadro de SSAA se conectará una pica y se dará toma mediante soldadura aluminotérmica al anillo de puesta a tierra del CT o mediante brida de conexión y conductor RV-K 06/1kV $1 \times 16 \text{ mm}^2$ Cu para dar tierra al cuadro.

De la misma manera, todos los circuitos de salida de los cuadros de baja tensión deberán poseer su correspondiente cable de 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 SET Dulcero. 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. De esta manera la caída de tensión acumulada desde la generación hasta la subestación será menor de 3,75%.
- 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 1 segund, 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.

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 Dulcero.
- 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 a 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:

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

- 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 a la planta fotovoltaica. 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 también con un software capaz de analizar las imágenes tomadas y diferenciar entre una intrusión y una falsa alarma.

Subestaciones

Respecto a la subestación de transformación propia de la planta fotovoltaica, la SET Dulcero, 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, de 9 de mayo, 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, de 15 de febrero.

Las distancias de seguridad en el interior de la subestación cumplirán con los requerimientos mínimos de las normas nacionales: ITC-12 del RCE (Real Decreto 337/2014), UNE 21110 e IEC-60815. Las distancias fase-tierra, entre fases, distancias en pasillo y distancias de seguridad son ampliamente 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 Dulcero y la subestación Colectora Carmona 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 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.

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

En el edificio de control habrá una zona dedicada al control de la subestación que estará compuesta por una única estancia en la que se ubicarán los armarios de control de las posiciones de 220 kV de la subestación, así como el telecontrol y las comunicaciones. También se ubicará el cuadro de 400/230 correspondiente para garantizar el consumo local de energía y el suministro de energía eléctrica, ya sea CC o CA a los dispositivos de control, mando, protección y comunicación.

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 Dulcero 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 Dulcero se dispondrá de una malla enterrada en forma de rectángulo y formando retículas de aproximadamente 4,55x4,3 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 5.120 m².

Respecto a la 'SET Colectora Promotores Carmona 220/400 kV', que garantizará la evacuación de energía en 400 kV de varias plantas fotovoltaicas, contará con un edificio de eléctrico común que albergará un almacén donde se dispondrá de todos los elementos de repuestos de los equipos instalados en la subestación; una sala de SCADA y CCTV; una sala de armarios, donde se dispondrá de bastidores integrados de control y protección de las bahías de la subestación, armarios de corriente alterna y corriente continua para servicios auxiliares,

unidad de control de la subestación y sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI), sala de media tensión con sus correspondientes cabinas y alimentación a dos transformadores trifásicos de servicios auxiliares; sala de baterías de Níquel-Cadmio para almacenar la energía que se utiliza en el disparo de los interruptores y de alimentación a los equipos de control, protección y medida, además de sala de promotores y sala de reuniones. Para el control y protección de las posiciones de transformación y entrada-salida de línea en 220 kV y 400 kV se dispondrá de una sala de mando y control ubicada en el propio edificio de mando que alojará los equipos de alimentaciones auxiliares (SAI, equipo rectificador-cargador de baterías y paneles de distribución), paneles de protección de las posiciones de transformación y de línea, así como un armario homologado para la medida fiscal. Estos equipos se comunicarán en su caso con el sistema de control y protección existente de la red eléctrica nacional para las funciones que se requieran. El sistema de servicio auxiliar de corriente continua y corriente alterna se generará en el propio edificio mediante equipos rectificador-cargador de baterías, bancos de baterías y paneles de distribución de corriente alterna y corriente continua.

Esta subestación estará dotada de una malla de tierras inferiores formada por cable de cobre, enterrada en el terreno, formando retículas que se extienden por todas las zonas ocupadas por las instalaciones, incluidas cimentaciones, edificios y cerramiento. La malla de tierra que se llevará a cabo para la conexión de los equipos y estructuras de la subestación transformadora cubrirá la superficie de la misma. La luz de malla considerada será de 5 x 5 metros. La malla de tierra se diseña a 0,80 metros de profundidad y el conductor seleccionado es de cobre desnudo de 185 mm².

Además contará con una red de tierras superiores consistente en un conjunto de puntas Franklin de 2,5 metros de longitud sobre columnas y pórtico de la subestación para protección contra las descargas atmosféricas. Estos elementos están unidos a la malla de tierra de la instalación a través de conductores de cobre de 185 mm² de sección, que garantiza una unión eléctrica suficiente con la malla.

Esta subestación tendrá un sistema de control que realizará funciones de control local/remoto y señalización a través de monitor del mando de interruptores y seccionadores de 400 kV y 220 kV y señalización en el resto de elementos de corte y puesta a tierra de las cabinas de media tensión, así como el mando y señalización de las posiciones de los reguladores del autotransformador 400/220/30 kV, la medida local y remota de las posiciones de línea en 400 kV, autotransformador 400/220/30 kV y líneas 220 kV y la señalización local y registro cronológico de alarmas de las posiciones de línea en 400 kV, 220 kV y del autotransformador. Tendrá comunicación con el sistema de telecontrol para enviar información y recibir órdenes de mando y disparo.

La posición de salida de línea en 400 kV cuenta con un sistema de protección principal y otro de respaldo que darán las órdenes de cierre y apertura/disparo de forma remota y/o automática sobre las bobinas de cada interruptor instalado en la correspondiente posición de línea. Dichas bobinas, al ser excitadas, liberan

un sistema de acumulación de energía que es el que realiza la maniobra. Las bahías de entrada de línea en 220 kV cuentan con un sistema de protección similar al instalado en la bahía de línea de salida de 400 kV.

Asimismo, habrá protecciones de entradas en la línea de 30 kV: Protección de sobreintensidad para falta entre fases y entre fase y tierra, formada por relés de intensidad de tiempo muy inverso con elemento instantáneo; protección de máxima y mínima tensión; vigilante del circuito de la bobina de disparo.

Esta subestación contará con su Sistema de protección contra incendios, su sistema de control, de alumbrado, de acceso, y un cerramiento a lo largo de todo el perímetro de la instalación (371,4 metros de longitud de vallado, con un portón de acceso de 12,5 metros para la descarga principal de los equipos y del autotransformador de potencia), situado a una adecuada distancia de los taludes de desmonte y de la plataforma en la zona de terraplén.

Líneas de evacuación

La línea eléctrica que transportará la energía proveniente de las plantas fotovoltaicas Dulcinea y Lucero desde la SET Dulcero hasta la subestación Colectora Carmona en 220 kV, de 4,76 kilómetros y 16 apoyos, tendrá conductores de línea 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 tipo 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.

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 vigente 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.

En cuanto a la Línea de Evacuación 'Promotores Nudo Carmona 400 kV', de 480 metros, que facilitará la evacuación de la potencia eléctrica generada por varias plantas fotovoltaicas, será de circuito simple, con un conductor por fase y dos

cables de guarda con fibra óptica para tener dos canales de comunicaciones. Como conductor de fase se utiliza el LA- 545, CARDINAL, (485-AL1/63-ST1A) y como conductor de tierra se empleará el OPGW-48. Todos los materiales que se encuentren a la intemperie serán seleccionados de manera que soporten la climatología, cambios de temperatura, precipitaciones, corrosión galvánica con protección ante climatología adversa y corrosión, exposición a los rayos UV y demás condicionantes de la localización de la planta solar fotovoltaica. El acero estructural será galvanizado en caliente según normativa ISO 1461¹¹.

El cableado de la línea cumplirá con el Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión (Real Decreto 337/2014) y el Reglamento de Líneas de Alta Tensión (Real Decreto 223/2008). Todo el cableado estará correctamente dimensionado para la máxima caída de tensión, la intensidad de cortocircuito durante el periodo transitorio de actuación de las protecciones y tendrá el nivel de aislamiento adecuado al nivel de voltaje de la red eléctrica y del sistema de puesta a tierra escogido.

Además, los apoyos de la línea aérea estarán perfectamente enumerados e identificados. En cada apoyo se marcará el de orden que le corresponda de acuerdo con el criterio de la línea que se haya establecido y llevarán placa de señalización de riesgo eléctrico situada a una altura visible y legible desde el suelo a una distancia mínima de dos metros.

Asimismo, en cumplimiento con el Decreto 178/2006 de 10 octubre de la Junta de Andalucía, por el que se establecen normas de protección de la avifauna para las instalaciones eléctricas de alta tensión, se instalarán espirales salvapájaros en los cables de guarda que consistirán en espirales, tiras formando aspas u otros sistemas de probada eficacia y mínimo impacto visual realizados con materiales opacos que estarán dispuestos cada 5 metros, cuando el cable de tierra sea único, o alternadamente cada 10 metros cuando sean dos los cables de tierra paralelos, o en su caso, en los conductores.

Finalmente, con objeto de dar cumplimiento a lo establecido por el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción, el promotor ha adjuntado el “Estudio de Seguridad y Salud”, redactado con objeto de 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 10 de abril 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 Carmona 400 kV, en la provincia de Sevilla, para las instalaciones de generación renovables que se detallan en la solicitud realizada por ENEL

¹¹ Recubrimientos de galvanización en caliente sobre piezas de hierro y acero.

GREEN POWER en su calidad de Interlocutor Único del Nudo (IUN¹²) para la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión a la red de transporte, con objeto de ajustarse a la capacidad máxima de conexión en dicho nudo, para lo cual plantean la modificación de la potencia instalada de varias instalaciones respecto a la reflejada en la garantía económica constituida e incluso se excluyen de la solicitud de acceso alguno de los proyectos. Como conclusión de los estudios técnicos realizados, resulta un contingente total de 653 MW instalados (MW_{ins}) / 500,975 MW nominales (MW_{nom}) de generación renovable con permiso de acceso —entre las instalaciones de este contingente de generación se encuentra la PSF DULCINEA— con conexión prevista a través de la posición de la red de transporte planificada en SE Carmona 400 kV. Por otra parte, resulta un contingente total de 899,9 MW_{ins}/ 885,28 MW_{nom} de generación renovable sin permiso de acceso, aunque lo habían solicitado.

El IUN propone que el acceso de la generación prevista se lleve a cabo en el actual nudo de la red de transporte Carmona 400 kV, a través de una nueva posición de la red de transporte incluida en la planificación vigente, que sería una nueva posición de transformación 400/220 kV que permitiría la conexión de la SET Colectora Carmona 220 kV a la SE Carmona 400 kV, transformador que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte que compartirán las instalaciones de generación bajo la interlocución de ENEL GREEN POWER (instalaciones ambas —transformador y posición— que constituyen la instalación de enlace con una configuración Tipo C según el P.O.12.2¹³).

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.12.1¹⁴, que permiten valorar las capacidades de producción y conexión¹⁵ 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

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

¹³ 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).

¹⁴ Procedimiento de Operación 12.1. 'Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte', aprobado mediante Resolución del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de fecha 11 de febrero de 2005 (publicado en el BOE de 1 de marzo de 2005).

¹⁵ Capacidad de conexión (MW_{ins}) en función de la producción simultánea máxima (MW_{prod}) compatible con la seguridad del sistema y resultante de los distintos estudios de REE (flujo de cargas, cortocircuito, estabilidad):

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

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

de medio plazo establecido en la planificación vigente¹⁶ a la fecha de emisión del escrito de REE, denominado horizonte 2020 (H2020). Con estas consideraciones, los estudios técnicos concluyeron que la evacuación del contingente de generación solicitado para el nudo de Carmona 400 kV resultaría técnicamente viable¹⁷, considerando la limitación normativa aplicable en el procedimiento de acceso impuesta por el límite de potencia de cortocircuito para la generación no gestionable (501 MW_{nom}), según establece el RD 413/2014. En consecuencia, se alcanzaría la capacidad máxima admisible en la SE Carmona 400 kV para la conexión de nuevas instalaciones de generación no gestionables adicionales a las ya incluidas en la solicitud.

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 Carmona 400 kV:

- Conforme a lo establecido en el artículo 52.3 del RD 1955/2000, no existe reserva de capacidad en la red en el sistema eléctrico español, por lo que las posibilidades de evacuación no deben entenderse como garantizadas por REE. De hecho, dicha evacuación de generación podría estar sometida a limitaciones zonales y regionales, que podrían ser severas en escenarios de alta producción renovable en la zona, consecuencia de los planes de instalación de generación que se pudieran llevar a cabo.
- La capacidad de evacuación máxima admisible efectiva en el nudo en los distintos escenarios de operación podría ser inferior a la derivada de los estudios de capacidad, en función del escenario global de generación y de las condiciones reales de operación en cada instante, que podrían dar lugar a instrucciones desde el Centro de Control Eléctrico (CECOEL) de REE para la reducción de la producción. Por tanto, la integración de los grupos de generación en el CECOEL en condiciones técnicas y de recursos humanos adecuados que garanticen la comunicación permanente y fiable con REE, que

¹⁶ El horizonte 2020 es el reflejado en la “Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de transporte de energía Eléctrica 2015-2020”, elaborado por el MINETUR, aprobado en Acuerdo del Consejo de Ministros publicado en Orden IET/2209/2015 (BOE 23/10/2015).

¹⁷ Con la red de transporte existente en la fecha de realización del informe de REE y en escenarios previos a la realización de las actuaciones incluidas en la Planificación (H2020), las posibilidades de evacuación zonal y nodal son menores que las consideradas, pudiendo darse en la operación en tiempo real restricciones significativas de producción para preservar en todo momento la seguridad del sistema.

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.12.2¹⁸, por lo que se requiere la coordinación entre REE y el IUN en Carmona 400 kV, que actuará como “representante” para el conjunto de instalaciones de producción asociadas a dicho nudo.

Con fecha 8 de junio de 2020, REE actualizó el permiso de acceso coordinado, en la subestación Carmona 400 kV, como consecuencia de la modificación de la topología de conexión, así como de la potencia instalada de las instalaciones de generación renovable consideradas en la solicitud, entre las que se encuentra la PSF DULCINEA. En particular se destaca la reducción voluntaria de potencia instalada de las instalaciones denominadas Greencar 1 y 2, respecto a las cuales se remite la comunicación a la Administración competente y a la CNMC para su conocimiento y efectos oportunos. Como consecuencia de las modificaciones indicadas en el escrito, se actualiza el permiso de acceso otorgado para las instalaciones consideradas en la solicitud por un contingente total de 669 MWins (500,975 MWnom) de generación renovable, manteniéndose la vigencia, las limitaciones y condicionantes establecidas en las comunicaciones indicadas en la misma. El escrito actualiza el permiso de acceso por modificación en la configuración de conexión pasando de contemplar una posición de transformador a una posición de línea (Tipo A según P.O.12.2).

Con fecha 5 de agosto de 2020, REE emitió escrito de contestación a la solicitud de conexión coordinada a la Red de Transporte en la subestación Carmona 400 kV para un contingente total de 669 MWins / 500,97 MWnom, y remitió el ICCTC y el IVCTC. Esta comunicación supone la cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión, y constituye el permiso de conexión a la red de transporte necesario para el otorgamiento de la autorización

¹⁸ En particular, en su apartado 7 se hace referencia a la ‘Puesta en servicio de nuevas instalaciones conectadas a la red de transporte’.

administrativa para la PSF DULCINEA. Se trata de una conexión a la red de transporte de la generación mencionada que se llevaría a cabo en una posición nueva planificada de forma expresa en la planificación vigente en el actual nudo de la red de transporte Carmona 400 kV.

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

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

- Firma del CTA según lo establecido en el 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. 8.2¹⁹.
- 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. 9²⁰.

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.

¹⁹ 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).

²⁰ 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 Carmona 400 kV, que actuará como “representante” para el conjunto de instalaciones de producción asociadas a dicho nudo. REE indica que inicien dicho proceso con la antelación suficiente y, en todo caso, considerando el plazo normativo de dos meses previamente 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 ambiental²¹, 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 DULCINEA 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 DULCINEA, 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 2B’: Planta fotovoltaica localizada en los parajes Las Rozas de la

²¹ ‘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’.

Plata, El Carmen y Gastaembalde, en torno al cortijo de los Torres y casa de los Rabones, con una superficie de 278 hectáreas. El acceso al emplazamiento se solucionaría a partir de la carretera A-462 (1 conexión) y la carretera SE-3201 (3 conexiones), continuando por caminos agrícolas existentes, con una longitud total de viales externos al vallado perimetral de 11.320 metros.

La línea de evacuación discurre por el paraje El Cotillo, con una longitud de 4,8 kilómetros. La red de caminos rurales bajo el trazado de esta alternativa es relativamente densa y con buenas condiciones de transitabilidad.

El emplazamiento de la planta fotovoltaica es una llanada con pendiente media inferior al 5%, ocupada por cultivos herbáceos, con parcelas de olivar tradicional en regadío en el sector noroccidental de la planta fotovoltaica, y olivar intensivo y almendros en el exterior de la planta por el oeste. La línea de evacuación asociada a esta alternativa recorre un territorio de similares características que, como singularidad, presenta pendientes puntualmente mayores (7%) en las vertientes del arroyo de la Reinojosa y un predominio de olivar superintensivo y almendro en las parcelas de la mitad sur de su trazado.

El emplazamiento no coincide con ningún espacio natural protegido. La ZEC²² 'Mina el Abrevadero' es el espacio natural protegido más próximo, tanto a la planta (distancia mínima de 19 kilómetros) como a la línea de evacuación (a 16 kilómetros). El emplazamiento se sitúa entre la Vereda de Cantillana al este (utilizada también como acceso al sector oriental de la planta) y la de Brenes al oeste (utilizada como acceso al sector occidental de la planta) ninguna de las cuales está deslindada, pero se reconocen en caminos existentes. La línea de evacuación tiene un cruzamiento con la Vereda de Cantillana. No existen montes públicos próximos.

La presencia de vegetación natural en el emplazamiento es muy exigua, lo mismo que el arbolado, los setos son escasos, con lentiscos, acebuches y palmito, incluso los regajos que discurren por el emplazamiento (fuera del vallado perimetral) solo tienen pastizales en buena parte de su recorrido.

En cuanto a la fauna, lo más destacado es la reproducción de aguilucho cenizo en cultivos de cereal fuera de la planta fotovoltaica, pero colindantes con su límite oriental y nidos de ratonero y cernícalo primilla colindantes con la planta fotovoltaica (una pareja de cada especie). No se solapa con el ámbito de aplicación del Plan de Recuperación del Águila Imperial Ibérica o ningún otro.

El núcleo de población de Los Jinetes es el más próximo, a distancias a partir de 222 metros a todo el límite sur de la planta fotovoltaica. La línea de evacuación discurriría más alejada, a 413 metros.

El emplazamiento de la planta fotovoltaica y los terrenos por los que discurre la línea de evacuación se incluyen en la unidad de paisaje Llanos de Carmona, que

²² Zona Especial de Conservación.

no tienen próximo ningún elemento singular o foco de concentración de observadores, aparte de la red viaria y el núcleo de Los Jinetes.

Las parcelas para la plana fotovoltaica no coinciden con ningún yacimiento arqueológico o elemento de patrimonio rural inventariado por el Plan Especial de Protección del Patrimonio Histórico de Carmona (PEPPHC).

En relación con la zonificación de planes de ordenación del territorio subregionales, la planta fotovoltaica no afecta zonas de protección territorial delimitadas por el Plan de Ordenación del Territorio de la Aglomeración Urbana de Sevilla (POTAUS) y su línea de evacuación discurre esencialmente por uno de los corredores para líneas eléctricas que establece el POTAUS, por lo que es compatible con sus determinaciones. Según el Plan General de Ordenación Urbana (PGOU) de Carmona, el suelo afectado por la planta fotovoltaica y la línea de evacuación corresponde a la categoría de Suelo No Urbanizable (SNU) de Carácter Natural o Rural, donde son admisibles usos de sus características. Un pequeño recinto destinado a zona de acopio se implantaría sobre suelo urbano no consolidado, puesto que en él sólo se implantarían instalaciones en precario, ninguna construcción, por lo que se trataría de un uso compatible.

Por tanto, se valora como más favorable la denominada 'Alternativa 2B' para el emplazamiento de la planta fotovoltaica por sus menores niveles de impacto previsible en términos absolutos, valorándose como moderado. Las principales diferencias a su favor respecto al resto de alternativas son:

- Longitud de la línea de evacuación menor que en el resto de alternativas, entre un 14% y un 28%, que disminuye las afecciones sobre la fauna (por colisión), paisaje (intrusión de elementos de grandes dimensiones) y las servidumbres e interferencias sobre otros usos que se desarrollan bajo su trazado.
- Afección potencial a un número menor de residentes en viviendas próximas al emplazamiento de la planta fotovoltaica.
- Una visibilidad desde los ejes de consumo visual menor que otras alternativas.
- Una menor incidencia cuantitativa sobre otros componentes ambientales para los que se ha valorado igual que las demás alternativas: Un relieve favorable sin zonas locales de mayor pendiente, una mayor separación a la red hidrológica de mayor jerarquía, respecto a la vegetación tiene menor presencia de setos, tiene una menor longitud de línea de evacuación que redundará en una menor incidencia de accidentes de colisión de aves y la ausencia de yacimientos arqueológicos o elementos catalogados por el PEPPHC directamente afectados.

Como punto desfavorable de la alternativa elegida se puede señalar que, por el mayor fraccionamiento de su campo solar y la mayor distancia a carreteras, requiere una mayor longitud de accesos, mayoritariamente sobre caminos existentes.

El EsIA incluye un inventario ambiental para cuya elaboración se ha delimitado un ámbito de estudio en torno al emplazamiento seleccionado para el proyecto, que incluye los emplazamientos alternativos analizados. Este ámbito de estudio

tiene una superficie de 100 km² y se encuentra situado en el valle del Guadalquivir, al noreste de la cornisa de Los Alcores y en el oeste de la Campiña de Carmona, en el entorno del área metropolitana de Sevilla. Este ámbito comprende terrenos de los términos municipales de Carmona, Villanueva del Río y Minas y Cantillana. Este inventario ambiental determina que se trata de una zona predominantemente llana, en la que la pendiente media no supera el 5%, si bien en las laderas más acentuadas de las terrazas del Guadalquivir alcanza el 10%. Las cotas oscilan entre los 30 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.) de la vega del río Guadalquivir (extremo noroeste del ámbito de estudio) y los 130 m s.n.m. de la cabecera del arroyo de Doña María (extremo sureste de dicho ámbito).

El río Guadalquivir queda fuera del ámbito de estudio. Varios afluentes temporales suyos, de recorrido relativamente corto, nacen dentro de este ámbito o en su entorno inmediato. La red de drenaje de menor rango está muy intervenida y ajustada al parcelario agrícola.

Actualmente la zona se encuentra en su práctica totalidad desprovista de vegetación leñosa de relevancia, que queda limitada a rodales y a orlas de parcelas y caminos, con presencia escasa de pies aislados y, en general, poco desarrollados, de acebuche, olivo, eucalipto, palmito, piruétano y olmo, además de alguna encina y morera solitarias, así como representaciones escasas de cañas, adelfas y tarajes en caceras y zanjas de drenaje. El principal retazo de vegetación natural que se conserva en el ámbito es una formación adehesada junto al cortijo El Coto.

En relación con la fauna, el ámbito de estudio constituye un hábitat abierto que aloja una comunidad de especies de composición predominantemente generalista. La gran extensión de las parcelas agrícolas, su intensificación y la escasa diversidad de cultivos determinan una capacidad de acogida limitada para la fauna más especialista de ambientes abiertos, como es la avifauna esteparia. Sólo en la periferia de este ámbito las condiciones son marcadamente más favorables para la presencia de estas especies, coincidiendo con el ámbito del Plan de Recuperación del Águila imperial ibérica.

Los suelos son muy fértiles, por lo que los usos agrícolas representan un 92% de la superficie del ámbito de estudio, con predominio de un parcelario de tamaño mediano y grande, y de cultivos herbáceos de secano (cereal, girasol y algodón), sobre leñosos (olivar, almendro y cítricos).

El sistema de asentamientos humanos en el ámbito de estudio incluye tres pequeños núcleos de población, de los que sólo la urbanización Los Jinetes (con 211 habitantes) supera los 25 habitantes. Además hay numerosos cortijos y granjas habitados permanentemente.

En cuanto a las infraestructuras, destacan las carreteras A-462 y SE-3201, varias líneas eléctricas de transporte que confluyen en la subestación Carmona REE y numerosas balsas de captación y acumulación de agua y conducciones subterráneas al servicio de los extensos regadíos.

En lo paisajístico, el relieve predominantemente llano y el protagonismo visual de los usos agrarios, conforman un paisaje marcado por el carácter rural, si bien muy simplificado, en el que los principales elementos de interés son los cortijos y haciendas que se encuentran en buen estado de conservación y mantienen su morfología tradicional.

El ámbito no incluye ningún espacio natural protegido ni monte público, aunque sí varias vías pecuarias que convergen en el núcleo de Carmona. Los elementos del patrimonio cultural incluidos en el ámbito de estudio son numerosos, entre yacimientos arqueológicos, numerosos cortijos y construcciones rurales inventariadas por su interés arquitectónico o etnográfico.

El campo solar se rodeará de una malla simple de torsión de 2,5 metros de altura y 5 centímetros de luz de malla, con alambre galvanizado de 2,6 mm de diámetro, anclada con postes de acero galvanizado instalados cada 3,5 metros y postes de refuerzo. La longitud total del vallado perimetral es de 28.884 metros e incorporará las siguientes medidas de integración para la fauna en el vallado:

- Pasos para fauna: El vallado dispondrá de pequeños accesos para la fauna cada 50 metros, consistentes en una abertura en la malla de 30 x 20 centímetros situada a ras de suelo y mantenida abierta por dos perfiles en “L”.
- Señalización anticolidión de aves: Se instalarán marcadores para aumentar su visibilidad. Serán de alto contraste en blanco y negro, para que reflejen altamente o absorban fuertemente todo el espectro de la luz ambiental y sean visibles en la mayor parte de las condiciones de visibilidad.

4.3 Circunstancias del emplazamiento de la instalación

La PSF DULCINEA se ubicará en el municipio de Carmona, provincia de Sevilla, aproximadamente a 25 kilómetros al noreste de Sevilla y a 8 kilómetros al noroeste de la localidad de Carmona. Ocupará parcelas sitas en el polígono 6 de Carmona cuyo principal uso es agrario, salvo cuatro parcelas consideradas vías de comunicación de dominio público.

La planta estará flanqueada por las carreteras A-462 (Villaverde del Río-Carmona) al sur, cuya titularidad corresponde a la Junta de Andalucía, y por la SE-3201 (El Viso del Alcor-Los Rosales) al este, cuya titularidad es de la Diputación Provincial de Sevilla.

Los accesos a la planta se realizarán desde la red viaria de caminos públicos y vecinales de la zona, a la que se llega desde tres conexiones existentes en la carretera SE-3201. Estos tres accesos se pavimentarán y acondicionarán en sus 30 primeros metros medidos desde la carretera.

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

En los terrenos donde se construirá la planta fotovoltaica hay un cierto número de restricciones a la implantación de módulos fotovoltaicos que reducen el área útil para su instalación. Estas restricciones son las siguientes:

- a) Carreteras: Como se ha indicado, la planta estará flanqueada por las carreteras A-462 Villaverde del Río-Carmona al sur y por la SE-3201 El Viso del Alcor-Los Rosales al este, para las cuales se aplica la Ley 8/2001 respecto a las zonas de uso y defensa de las carreteras, estableciendo el Limite de No Edificación en 50 metros para carreteras autonómicas y en 25 metros para las carreteras provinciales. Para ambas carreteras se ha tenido en cuenta, además, lo referente a distancias a cerramientos y edificaciones con carreteras autonómicas y provinciales, expresadas en el artículo 2.4.3.1.7 del planeamiento municipal, y establecidas en 25 metros desde el borde de la carretera a cerramientos y 50 metros desde el eje de la carretera a edificaciones en carreteras autonómicas y 25 metros desde el eje a edificaciones en carreteras provinciales. Además, el citado artículo del planeamiento municipal establece para las carreteras autonómicas una faja de influencia de 100 metros desde el eje, que también ha sido tenida en cuenta en el diseño de la planta.
- b) Caminos: En el proyecto se ha tomado en consideración una distancia mínima de 10 metros desde el borde de los caminos públicos y privados a los cerramientos de la planta y de 15 metros desde el eje a edificaciones, cumpliendo de ese modo con el planeamiento vigente del municipio de Carmona.
- c) Arroyos: La planta es atravesada en su zona central por un arroyo denominado Rainojosa y en su cara norte por otro innominado tributario del primero, ambos catalogados por la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir. El Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas, establece una zona de servidumbre de 5 metros a cada lado del Dominio Público Hidráulico. Dicha zona de servidumbre es respetada en todo momento en la implantación de los módulos fotovoltaicos y caminos interiores de la planta. Adicionalmente, el planeamiento vigente del municipio de Carmona no autoriza la construcción de edificaciones o instalaciones de cualquier uso a una distancia inferior a 100 metros desde el borde de los cauces clasificados e incluidos en el plano 1a de sus Normas Subsidiarias. En el caso de la planta, existe un tramo del arroyo innominado que circula por la zona norte y que está catalogado e incluido en dicho plano, por lo que se ha respetado la distancia de 100 metros a cada lado del cauce en la implantación de la planta fotovoltaica.
- d) Vías Pecuarias: Hay dos Vías Pecuarias de titularidad de la Consejería de Agricultura, Ganadería, Pesca y Desarrollo Sostenible de la Junta de Andalucía que se han tenido en consideración en el presente proyecto: La vereda de Brenes, con un ancho legal de 33,44 metros, que discurre al sur de la implantación y la vereda de Cantillana, con un ancho legal de 33,44 metros, que discurre por la cara norte. En ambos casos se respeta el ancho legal establecido. Adicionalmente el planeamiento vigente de Carmona establece una faja de defensa de 15 metros desde el borde las vías pecuarias y una

distancia mínima de 10 metros al borde para cerramientos. En el diseño de la planta se han respetado ambas distancias.

- e) Patrimonio Histórico: En las cercanías de la planta fotovoltaica se encuentra una hacienda denominada “Hacienda de la Nava”. Según el Plan de Especial Protección del Patrimonio Histórico del municipio de Carmona, se establece alrededor de la edificación catalogada nº 9 “Hacienda de la Nava” un entorno de protección de 500 metros. En la implantación de la planta se ha tenido en consideración dicho entorno de protección para no ubicar ningún módulo fotovoltaico en su interior.
- f) Edificaciones: Se respetan las recomendaciones del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo en lo relativo a las distancias a edificaciones habitadas de forma permanente, respetándose una distancia mínima de 100 metros a la instalación de los módulos fotovoltaicos.
- g) Líneas Eléctricas Aéreas: Se detectan en las inmediaciones de la zona de implantación los trazados de varias líneas de Alta y Media Tensión. En el diseño de la planta se ha respetado una zona de servidumbre de 25 metros a cada lado de las líneas de Alta Tensión y de 10 metros a cada lado de las líneas de Media Tensión.

Por otra parte, existirán siete áreas de acopio dispersas por toda la planta que en total suman 11,6 hectáreas, donde se instalará el parque de maquinaria, el depósito temporal de residuos y se acumularán estructuras de los seguidores, módulos fotovoltaicos y tierras. En la fase de funcionamiento continuarán en uso todas o algunas de ellas.

También se construirá una zona de operación y mantenimiento, ubicada en las cercanías de la subestación Dulcero, fuera del vallado de la misma. Estará compuesta por un edificio de operación, un almacén principal, un almacén de residuos y una zona de aparcamientos.

El emplazamiento de la PSF DULCINEA en los parajes de Carmona denominados Las Rozas de la Plata, El Carmen, El Coto y El Cotillo ha sido elegido por presentar unas condiciones favorables para la instalación, debido a:

- Las buenas condiciones de irradiación solar (media anual de 5,3 kWh/m²día).
- La orientación de los terrenos con respecto al sol.
- La suave orografía, que permite prescindir de la necesidad de movimientos de tierras significativos.
- La ausencia de condicionantes litológicos y geotécnicos.
- El acceso favorable desde la red de carreteras principal.
- La existencia de un acuerdo previo con los titulares de los terrenos para el desarrollo del proyecto.

El parque dispondrá de una subestación eléctrica transformadora, denominada SET DULCERO, para elevar la tensión de la energía generada por el PSF DULCINEA y el parque fotovoltaico Lucero desde 30 kV del sistema colector de los parques hasta los 220 kV de la evacuación. La subestación se ubicará en el

término municipal de Carmona, sobre la parcela 90 del polígono 6, a unos 8,6 kilómetros al noroeste de Carmona, ocupando una superficie total aproximada de 0,5 hectáreas. A ella se accederá desde un camino de nueva construcción de 35 metros de longitud que se habilitará en el camino existente que parte desde la carretera A-462 que une los municipios de Villaverde del Río y Carmona, en su punto kilométrico aproximado 19+925.

La línea aérea de alta tensión a 220 kV que transportará la energía proveniente de las plantas fotovoltaicas DULCINEA y Lucero desde la SET DULCERO hasta la subestación Colectora Carmona a 220 kV tendrá una longitud total de 4,76 kilómetros y transcurrirá completamente por el término municipal de Carmona. Estará formada por un total de 16 apoyos que afectarán a 15 parcelas fundamentalmente de uso agrario, salvo tres de ellas calificadas como 'Vía de Comunicación Dominio Público'.

La Subestación SET Colectora Promotores Carmona 220/400 kV permitirá la evacuación de energía en 400 kV de las plantas fotovoltaicas Lucero 1, DULCINEA, Greencar 1, 2 y 3, HSF Arcadia Carmona 1,2 y 3, Carmo 1, 2 y 3 y PV OPDE Carmona 1 y 2, e inyectar la energía generada al sistema eléctrico en el punto de acceso concedido en el Nudo Carmona 400 kV. Estará ubicada al sur de la SE Carmona de REE, en concreto en la parcela 115 del polígono 10 en el término municipal de Carmona, aproximadamente a unos 14 kilómetros de Carmona y a 5 kilómetros de Los Rosales. El acceso a la subestación se realizará por la parcela catastral 'Hacienda de las Mercedes' a la que se entra desde la parcela 'Vereda de Cantillana' (parcela 9001 del polígono 6). Su planta será de forma rectangular, con unas dimensiones aproximadas de 128,13 x 57,56 metros y una longitud perimetral de 371,4 metros.

La línea de alta tensión a 400 kV que facilitará la evacuación de la potencia eléctrica generada en las plantas fotovoltaicas mencionadas para su conexión en el Sistema Eléctrico Nacional en el nudo de 400 kV de la SE Carmona de REE, denominada 'Línea de Evacuación Promotores Nudo Carmona 400 kV', tendrá una longitud de 480 metros, será aérea, contará con cuatro apoyos y su trazado discurrirá íntegramente por el término municipal de Carmona.

Por otra parte, en el informe del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Sevilla, de fecha 26 de abril de 2021, se informa que, con fecha 26 de enero de 2021 se dio traslado al ayuntamiento afectado, el Ayuntamiento de Carmona, del proyecto y el EsIA de la instalación PSF DULCINEA dentro del procedimiento de información pública, no habiéndose recibido alegaciones ni contestación alguna, por lo que se entiende la conformidad de este 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, cambiada su denominación por Endesa Cogeneración y Renovables, S.A. según escritura autorizada de fecha 11 de junio de 1998, transformada en sociedad de responsabilidad limitada en virtud de escritura autorizada de fecha 1 de febrero 2010 y, finalmente, habiendo adoptado la actual denominación social mediante escritura de fecha 7 de mayo de 2010 por la que se elevan a público 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 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 en las que participa del Grupo empresarial al que pertenece.

Mediante escritura de fecha 27 de julio de 2016 se elevó a público 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. 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.

Como consecuencia, mediante escritura de fecha 30 de septiembre de 2016 se declaró la unipersonalidad de ENEL GREEN POWER, siendo su único socio ENDESA GENERACIÓN, S.A.U.

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 único 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. La sociedad ENEL Iberia, S.L.U. fue constituida el 22 de marzo de 2006 y tiene su domicilio social y fiscal en España, 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 renovables, con lo que se considera su capacidad legal suficientemente acreditada.

4.4.2 Capacidad técnica

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

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

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

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

Como ya se ha indicado, 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 390 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 la capacidad técnica de ENEL GREEN POWER.

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 cuenta con ENDESA Generación, S.A.U. que 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 (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 39.254 GWh fue libre de emisiones (suma de la producción neta nuclear y renovable, 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%
Territorios No Peninsulares						
Eólica	40	0,2%	40	0,2%	0	0,0%
Fotovoltaica	22	0,1%	22	0,1%	0	0,0%
Total Capacidad Renovable No Peninsular	62	0,3%	62	0,3%	0	0,0%
Carbón	241	1,1%	241	1,0%	0	0,0%
Fuel-Gas	2.334	10,8%	2.334	10,0%	0	0,0%
Ciclos Combinados	1.689	7,8%	1.724	7,4%	-35	-2,0%
Total Capacidad Generación Convencional No Peninsular	4.264	19,7%	4.299	18,4%	-35	-0,8%

Total No Peninsular	4.326	20,0%	4.361	18,7%	-35	-0,8%
TOTAL	21.652	100,0%	23.365	100,0%	-1.713	-7,3%
Total Generación Convencional	13.871	64,1%	15.957	68,3%	-2.086	-13,1%
Total Generación Renovable	7.781	35,9%	7.408	31,7%	373	5,0%

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

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

Instalaciones eólicas	Ubicación	Potencia total (MW)	Año Puesta en Marcha
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
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 parque eólicos y fotovoltaicos y una repotenciación hidroeléctrica. Estos proyectos se han desarrollado en la Comunidades de Andalucía, Aragón, Castilla-La Mancha, Extremadura e Islas Baleares:

Fecha	Proyecto	Tecnología	Comunidad	Potencia (MW)
Mayo 2020	Sierra de Oriche	Eólica	Aragón	13,9
Julio 2020	Dehesa de Mallen	Eólica	Aragón	3,5
Julio 2020	Motilla del Palancar	Eólica	Castilla-La Mancha	51,0
Julio 2020	Ribarroja Gr 3	Hidroeléctrica	Aragón	1,5
Agosto 2020	Cañaseca	Eólica	Aragón	18,0
Diciembre 2020	Los Gigantes	Eólica	Aragón	21,3
Diciembre 2020	San Francisco de Borja	Eólica	Aragón	23,9
Diciembre 2020	Augusto	Fotovoltaica	Extremadura	49,9
Diciembre 2020	La Vega I	Fotovoltaica	Andalucía	43,2
Diciembre 2020	La Vega II	Fotovoltaica	Andalucía	43,2
Diciembre 2020	Sa Caseta	Fotovoltaica	Islas Baleares	21,8

Diciembre 2020	Los Naranjos	Fotovoltaica	Andalucía	49,5
Diciembre 2020	Las Corchas	Fotovoltaica	Andalucía	49,9
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 citada 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 hidrogeno 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 la central térmica de carbón, y el 50% de Elecgas, compañía propietaria de la 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 (3.184 GWh correspondientes a ENDESA), 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

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 un 50%. ENDESA también participa en el 50% de Carbopego, empresa que realiza el aprovisionamiento del carbón para la central. ENDESA es uno de los operadores principales del mercado liberalizado portugués de energía eléctrica. Al finalizar el año 2020, ENDESA había suministrado más de 7,6 TWh a más de 407.000 puntos de suministro en Portugal. En cuanto al gas, ha suministrado más de 5,1 TWh y cuenta ya 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 TWh de gas en 2020 a más de 5.600 puntos de suministro activos.

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

En Países Bajos, ENDESA 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, es una 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	100,0%	-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 octubre de 2020, el presupuesto estimado para la ejecución material de los mismos, incluyendo la PSF DULCINEA 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]

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. Posteriores ampliaciones de capital llevan a que, según consta en 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 alcanzase 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.

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]

²⁴ Tampoco se han considerado gastos generales ni beneficio industrial que se aplicarían en la ejecución de la planta por una contrata, puesto que su porcentaje varía según cada proyecto [son cinco proyectos: Planta, subestaciones (2) y líneas de evacuación (2)].

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

Con fecha 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, dividendo 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 DULCINEA, 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 el Ratio de Deuda sobre Activos Fijos²⁶ y se ha obtenido un valor de 49,08%.

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

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

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

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

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales se comprueba que ENDESA GENERACIÓN, S.A.U. cuenta con un patrimonio neto equilibrado. A 31 de diciembre de 2020, el capital social de la Sociedad, totalmente suscrito y desembolsado por su socio único ENDESA, S.A., asciende a 1.940.380 miles de euros y está representado por 322.852.023 acciones de 6,010121 euros de valor nominal cada una de ellas. 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, 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

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

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

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 Sociedad.²⁸. No obstante, a 31 de diciembre de 2020, 40 millones de euros tienen carácter restringido en la medida en que están sujetos a beneficios fiscales aplicados en ejercicios anteriores (43 millones de euros a 31 de diciembre de 2019).

Asimismo, el 28 de septiembre de 2020 el Consejo de Administración de ENDESA, S.A. ha acordado llevar a cabo un Programa Temporal de Recompra de Acciones con el objetivo de dar cobertura al Plan de Retribución variable a largo plazo denominado “Plan de Incentivo Estratégico 2020-2022”, que incluye, como parte del pago del Incentivo Estratégico, la entrega de acciones. Este Programa de Recompra, gestionado e implementado por Exane, S.A. (“Exane BNP Paribas”), está sujeto a lo previsto en el Reglamento Delegado (UE) 2016/1052 de la Comisión, de 8 de marzo, por el que se completa el Reglamento (UE) 596/2014 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de abril. Tras la ejecución de dicho Programa, a 31 de diciembre de 2020 ENDESA, S.A. tiene en su poder 82.799 acciones propias de un valor nominal de 1,20 euros por acción. A 31 de diciembre de 2020 y 2019 el número medio ponderado de acciones ordinarias utilizado en el cálculo del beneficio por acción básico y diluido es el siguiente:

	2020	2019
Número de Acciones Ordinarias durante el Ejercicio	1.058.752.117	1.058.752.117
Número de Acciones de la Sociedad Dominante Propiedad de ENDESA, S.A.	82.799 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

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.

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.

atribuidos mayoritariamente a la Sociedad Dominante. Además cuenta 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. Por tanto, el importe del capital social de Enel SpA se mantiene sin cambios con respecto al registrado a 31 de diciembre de 2019.

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

5.- CONCLUSIÓN

A la vista de todo lo anterior, y de acuerdo con las consideraciones que anteceden sobre la Propuesta de Resolución por la que se otorga a Enel Green Power España, S.L. autorización administrativa previa para el parque solar fotovoltaico Dulcinea de 104 MWp / 80 MWn, la subestación eléctrica 30/220 kV, la línea a 220 kV, la subestación eléctrica 220/400 kV y la línea a 400 kV para la evacuación de energía eléctrica, 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 DULCINEA que consiste en una planta de generación con tecnología fotovoltaica de 80 MW nominales y 104 MWp instalados, conectada a la red de 400 kV de la siguiente forma:

- El sistema colector de Media Tensión llegará en subterráneo hasta la nueva subestación transformadora Dulcero 30/220 kV, a construir en las cercanías de la Planta Fotovoltaica Dulcinea. En dicha subestación se elevará la tensión mediante un transformador 30/220 kV de 90 MVA.
- A través de una línea en 220 kV D/C de nueva construcción se conectará la Subestación Dulcero con la futura Subestación “Colectora Carmona”.
- En la futura Subestación “Colectora Carmona” se elevará la tensión mediante un transformador 220/400 kV de 500 MVA, común para varios promotores.
- Desde la subestación “Colectora Carmona” saldrá una futura línea eléctrica 400 kV de simple circuito, de aproximadamente 0,45 km que enlazará la subestación “Colectora Carmona” con la subestación “Carmona” 400 kV propiedad de REE

El proyecto se encuentra localizado en el municipio de Carmona, provincia de Sevilla, aproximadamente a 25 kilómetros al noreste de Sevilla y a 8 kilómetros al noroeste de la localidad de Carmona. La infraestructura de evacuación también se ubicará en el término municipal de Carmona.

2. Instalación Fotovoltaica

La Planta Fotovoltaica Dulcinea está compuesta por los siguientes equipos principales:

- 256.788 Módulos fotovoltaicos monofaciales modelo Risen RSM144-6-405BMDG de 405 Wp, o similar.
- 3.057 seguidores fotovoltaicos tipo 2x42V.
- 29 Inversores fotovoltaicos SUNWAY TG 2700 1500 TE – 640 OD del fabricante SANTERNO, limitados a 2904 kVA / 2758,62 kW (2993 kVA @ 25°C).
- Los inversores se agruparán en el campo fotovoltaico en los llamados Centros de Transformación. Existirán 16 Centros de Transformación:
 - ⇒ 13 Centros de Transformación de 2 Inversores [Limitados cada uno a 2.758,62 kW].

³⁰ Son cinco proyectos correspondientes a la PSF DULCINEA, a la SET Dulcero 30/220 kV, a la línea de evacuación Dulcero a 220 kV, a la SET Colectora Promotores Carmona 220/400 kV y a la línea de evacuación en 400 kV de Promotores nudo Carmona 400 kV, todos ellos fechados en octubre de 2020.

⇒ 3 Centro de Transformación de 1 Inversor [Limitado a 2758,62 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 paralelo en las llamadas cajas de agrupación de nivel 1 (CN1) o “cajas de *string*” hasta un total de 24, 21 ó 12 *strings* por caja. En estas cajas se disponen las protecciones necesarias para un funcionamiento seguro y acorde con el marco legal. Desde cada una de estas cajas saldrá un circuito hasta el centro de transformación correspondiente, agrupando todos los circuitos provenientes de las CN1 en una caja de agrupación de nivel 2 (CN2) a la entrada del inversor fotovoltaico. Desde la CN2 saldrán los circuitos hasta la entrada en corriente continua (CC) del inversor que acondiciona la energía obtenida en el campo de módulos fotovoltaico de tal manera que tras el inversor se dispone de dicha energía en un sistema trifásico alterno, cuyas características son:

- Sistema trifásico equilibrado
- Frecuencia de trabajo de 50 Hz.
- Tensión de salida VAC: 640 V.
- Un disminuido factor de distorsión armónica THD%, <3%

La evacuación de la energía eléctrica generada por los módulos fotovoltaicos se hará a través de los llamados centros de transformación (CT) o “*skids*”, donde se ubicarán los transformadores trifásicos que aumentarán la tensión del sistema de 640 V a 30 kV. En estos CT se encuentran además los cuadros para sus servicios auxiliares y las celdas de media tensión para la conexión del CT con la red de media tensión.

Las líneas colectoras de evacuación en Media Tensión (MT) de la planta fotovoltaica recogerán la energía generada y unirán de manera radial los centros de transformación formando los circuitos de MT. En la planta proyectada existirán 5 circuitos independientes de MT que acometerán a la SET Dulcero. Estas líneas colectoras tendrán su punto de evacuación en barras de 30 kV de dicha subestación.

2.1. Módulo fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos previstos para instalar en la PSF DULCINEA serán módulos monocristalinos de la marca Risen modelo RSM144-6-405BMDG o similar, compuesto por un total de 144 células (2 mitades de 72 células (6 x 12) fotovoltaicas), cuyas características principales son las siguientes:

- Potencia, Pmax: 405 Wp
- Intensidad a potencia máxima, Imp: 10 A
- Tensión a potencia máxima, Vmp: 40.55 V
- Intensidad de cortocircuito, Icc: 10,6 A
- Tensión a circuito abierto, Voc: 48,75 V
- Eficiencia del módulo (η): 19,9 %

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 14,8 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
- Altura: aproximadamente 2 metros
- Configuración de módulos: 84 módulos por seguidor
- Dimensiones generales: 4,218 m E-O ; 43,475 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 previsto 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 DULCINEA será un SUNWAY TG2700 1500V TE-640 OD de SANTERNO o similar. Habrá un total de 16 inversores instalados en la planta cuyas principales características se detallan a continuación:

- a) Entrada DC:
 - ⇒ Rango tensión (MPPT): 935-1500 V
 - ⇒ Corriente DC máxima: 4.500 A
- b) Salida AC:
 - ⇒ Potencia limitada de cada inversor: 2904 kVA / 2758,62 kW
 - ⇒ Potencia máxima de cada inversor: 2993 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: 2700 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 to 62°C
 - ⇒ Máx. humedad relativa (sin condensación): 0-95%
 - ⇒ Altitud máxima: 4.000 m (por encima de 1.000 metros sin *derating*³¹)
- 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 DULINEA será de tipo Skid, en el que todos los equipos se instalan en el exterior. Será modelo Sunway de uno o dos inversores:

- 13 Unidades del modelo Sunway Skid 5400 de dos Inversores. Cada skid estará compuesto por 2 transformadores de 3 MVA.

³¹ Reducción controlada de la potencia.

- 3 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.
- Cuadros de agrupación CC.
- Cuadro Auxiliar de BT.

Mecánicamente el CT está compuesto por 3 bloques (para el caso de 2 inversores), 2 bloques (para el caso de 1 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 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 RD 337/2014³², se compondrá al menos de 10 sensores de humos que darán la señal de alarma a la CPU³³ dedicada al 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 propagadores 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, además las paredes divisorias entre los transformadores (exterior) y el resto de equipos serán de material resistente al fuego 120 minutos.

El CT cumple con todo lo referente a la emisión de ruidos definido en la ITC correspondiente del RD 337/2014. Se ha realizado un Estudio de Predicción de Impacto Acústico de la PSF DULCINEA donde se han realizado medidas de inmisión sonora en diferentes puntos de la planta proyectada, en los que se ha analizado la situación actual y la situación futura con la planta en funcionamiento, y se ha llegado a la conclusión de que la actividad a desarrollar por la planta fotovoltaica no supone una superación de los niveles normativos.

³² 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.

³³ *Central Processing Unit* o Unidad Central de Procesamiento.

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 *strings* 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:
 - ⇒ Potencia máxima en STC: 405 Wp
 - ⇒ Tensión a máxima potencia STC: 40,55 V
 - ⇒ Intensidad a máxima potencia STC: 10 A
 - ⇒ Tensión a circuito abierto STC: 48,75 V
 - ⇒ Intensidad de cortocircuito STC: 10,6 A
- Características del *string*
 - ⇒ Numero de módulos por *string*: 28
 - ⇒ Potencia máxima *string* en STC: 11,34 kWp
 - ⇒ Tensión *string* a máxima potencia STC: 1.135,4 V
 - ⇒ Intensidad *string* a máxima potencia STC: 10 A
 - ⇒ Tensión *string* a circuito abierto STC: 1.365 V
 - ⇒ Intensidad *string* de cortocircuito STC: 10,6

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 cajas de agrupación de Nivel 1 (CN1) o cajas de *string* serán las encargadas de agrupar los diferentes circuitos de *strings*.

- Inversor de potencia 3.572,1 kWp (Configuración A):
 - ⇒ 7 Cajas de 24 *strings*.
 - ⇒ 7 Cajas de 21 *strings*.
 - ⇒ Un total de 315 *strings*.
- Inversor de potencia 3.674,16 kWp (Configuración B):
 - ⇒ 13 Cajas de 24 *strings*.
 - ⇒ 1 Caja de 12 *strings*.
 - ⇒ Un total de 324 *strings*.

- Existirán un total de:
 - ⇒ 227 Cajas de 24 *strings* en toda la planta.
 - ⇒ 175 Cajas de 21 *strings* en toda la planta.
 - ⇒ 4 Cajas de 12 *strings* en toda la planta.

Por lo tanto, en la PSF DULCINEA se instalarán un total de 406 cajas de *strings*, que agruparán los diferentes circuitos de *strings* formados por 28 módulos fotovoltaicos cada uno.

- c) Cajas de agrupación de nivel 2 (CN2): Desde las cajas de agrupación de *strings* o CN1 hay que transportar la energía generada en los módulos hasta los inversores ubicados en los centros de transformación. En cada inversor existe un Cuadro de Agrupación en Baja Tensión (CN2), donde se agruparán en paralelo los siguientes circuitos monofásicos provenientes de las diferentes cajas de *strings*:
- Inversores Configuración A: 14 circuitos CN1
 - Inversores Configuración B: 14 circuitos CN1

Conexión entre inversor y transformador de potencia

La conexión de los inversores con los transformadores de potencia se realizará mediante conductores con una intensidad máxima que vendrá definida por intensidad máxima de salida del inversor. Este tramo viene incluido en el suministro del Centro de Transformación y, por lo tanto, vendrá dimensionado de manera correcta a la intensidad máxima del inversor.

Instalación en BT en CA para servicios auxiliares en el CT

La instalación de Servicios Auxiliares (SSAA) para la alimentación de los consumos internos del propio CT abarca desde la salida del transformador auxiliar situado en el CT, pasando por el cuadro de servicios auxiliares, hasta los puntos de consumo. En el interior del CT se instalará un transformador de SSAA para abastecer los SSAA necesarios para la alimentación de los consumos internos del propio CT.

Red de Puesta a Tierra del Centro de Transformación

El objetivo de la red de tierra es 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. De la misma manera, todos los circuitos de salida de los cuadros de baja tensión deberán poseer su correspondiente cable de tierra.

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, incluida 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 1 x 95 mm² y por picas de 16 mm de diámetro y 3 metros de longitud que se tenderá perimetral al centro de transformación. Se aprovecha la apertura de las canalizaciones subterráneas para tender el anillo de cobre desnudo donde se conectarán todas las picas de tierra. Este electrodo perimetral se ejecutará a una profundidad aproximada de 0,8 metros.

En cada cuadro de SSAA se conectará una pica y se dará toma mediante soldadura aluminotérmica al anillo de puesta a tierra del CT o mediante brida de conexión y conductor RV-K 06/1kV 1x16mm² Cu se dará tierra al cuadro.

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 Dulcero.

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 Dulcero.

En toda la instalación, se distinguen un total de tres tipos distintos de CT's:

a) CT Tipo A: 2 Inversores [Conf. A]-TG5400:

- SKID de MT: Santerno 1xTG5400
- Nº de inversores: 2
- Potencia limitada de cada inversor: 2904 kVA / 2758,62 kW
- Potencia pico (630 strings): 7144,2 kW
- Potencia del Transformador: 2x 3000 kVA
- Nivel de tensión: 30/0,640 kV

b) CT Tipo B: 2 Inversores [Conf. B]-TG2700:

- SKID de MT: Santerno 1xTG2700
- Nº de inversores: 2
- Potencia limitada de cada inversor: 2904 kVA / 2758,62 kW
- Potencia pico (648 strings): 7348,32 kW
- Potencia del Transformador: 1 x 3000 kVA
- Nivel de tensión: 30/0,640 kV

c) CT Tipo C: 1 Inversor [Conf. A]-TG2700:

- SKID de MT: Santerno 1xTG2700
- Nº de inversores: 1
- Potencia limitada de cada inversor: 2904 kVA / 2758,62 kW
- Potencia pico (315 strings): 3572,1 kW
- Potencia del Transformador: 1 x 3000 kVA

- Nivel de tensión: 30/0,640 kV

La instalación de MT 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, además de los conductores, tender los circuitos de comunicación y el conductor de protección.

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 Dulcero.
- 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 SAI³⁴ 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

³⁴ Sistema de Alimentación Ininterrumpida.

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 ello se requieren detectores de presencia de intrusos en los accesos a la planta fotovoltaica. 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, y el número de ellas se determinará en función de la morfología y tamaño de la planta 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 DULCINEA ubicado en las cercanías de la SET Dulcero, 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 apoyaran 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 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 la mantención de la planta fotovoltaica.

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

La instalación contará con todas las medidas activas y pasivas necesarias para evitar, detectar y sofocar incendios en el edificio de Operación y Mantenimiento de la planta, que alojará personal de manera frecuente. En la etapa constructiva del edificio se definirá y calculará por completo el sistema contraincendios que acredita el cumplimiento con toda la normativa nacional.

Teniendo en cuenta que el edificio contiene un almacén y que este no tiene acceso directo con el resto del edificio y posee además una vía de evacuación propia, se considera establecer medidas contraincendios independientes en ambas zonas del edificio.

Se instalarán cuatro detectores iónicos de humo (2 en el pasillo de evacuación y otros 2 en el almacén) y dos pulsadores manuales de alarma (1 en el pasillo de evacuación y 1 en el almacén). Junto a estos pulsadores manuales se instalarán sirenas de emergencia (acústicas y luminosas). Todos los sensores se conectarán a un centro de control donde se notifiquen las incidencias y el lugar de aparición, en una sala del edificio destinada a tal efecto.

Se instalarán dos extintores de incendio portátiles en cada una de las dos mitades del edificio (4 en total), que serán portátiles de 6 kg de polvo polivalente ABC, 2 en cada extremo del pasillo y 2 distribuidos en el almacén.

Se diseñará y construirá el edificio para prevenir la aparición de un incendio, impedir o retrasar su propagación, favorecer su extinción y por último facilitar la evacuación de personal. Se instalará un sistema de alumbrado de emergencia y pilotos indicadores, sobre todo a lo largo de las vías de evacuación indicando el recorrido hasta la salida; y debe estar alimentado adicionalmente mediante baterías con al menos una hora de autonomía.

El pasillo que conecta todas las salas del edificio y sirve de vía de evacuación, tiene una anchura en todo su recorrido de 2,2 metros. La puerta de salida es abatible de dos hojas y de 2 metros de ancho. Los dispositivos de salida de emergencia en todas las puertas del edificio deben anular cualquier bloqueo para permitir la salida del edificio.

Como medidas complementarias se recubrirán los conductores y estructuras internas críticas con pintura intumescente antifuego y sistemas de sellado ignífugo al paso de conductores a través de muros.

3. Subestación Eléctrica Transformadora DULCERO

La SET Dulcero, a construir en el término municipal de Carmona (Sevilla), elevará la tensión de la energía que se produzca en las plantas fotovoltaicas “Dulcinea”, promovida por Enel Green Power España y “Lucero”, promovida por Solar Buaya Inversiones, desde los 30 kV del sistema colector de las plantas hasta los 220 kV de la línea de evacuación. Tendrá dos posiciones de transformación y una posición de línea.

Las plantas fotovoltaicas se conectarán a la red de 400 kV como sigue:

- El sistema colector de MT llegará hasta la nueva subestación transformadora Dulcero 30/220 kV, a construir en las cercanías de la Planta Fotovoltaica Dulcinea. En dicha subestación se elevará la tensión a 220 kV.
- La subestación evacuará en una nueva línea aérea de 220 kV D/C “Dulcero – Colectora Carmona”, cuyo trazado se extiende 4,76 km hasta una nueva subestación llamada SE Colectora Carmona.
- En la futura Subestación “Colectora Carmona” se elevará la tensión mediante un transformador 220/400 kV de 500 MVA, común para varios promotores.
- Desde la subestación “Colectora Carmona” saldrá una futura línea eléctrica 400 kV de simple circuito, de aproximadamente 0,45 km que enlazará la subestación “Colectora Carmona” con la subestación Carmona 400 kV propiedad de REE.

La SET Dulcero se ubicará en el término municipal de Carmona, sobre la parcela 90 del polígono 6, a unos 8,6 kilómetros al noroeste de Carmona, ocupando una superficie total aproximada de 0,5 hectáreas. Se accederá a ella desde un camino de nueva construcción de 35 metros de longitud que se habilitará en el camino existente que parte desde la carretera A-462 que une los municipios de Villaverde del Río y Carmona.

La subestación elevadora Dulcero estará constituida por las siguientes unidades funcionales:

a) Parque de 220 kV intemperie en simple barra:

- 1 posiciones de línea.
- 1 posición de Transformación para el PSF Dulcinea.
- 1 posición de Transformación para el PSF Lucero.

b) Parque de 30 kV será interior y estará formado por dos embarrados independientes, uno para cada planta fotovoltaica. Cada uno de ellos será de simple barra:

- Embarrado 30 kV Dulcinea:
 - ⇒ 1 posición de protección de Transformador.
 - ⇒ 6 posiciones de líneas desde la planta Dulcinea.
 - ⇒ 1 posición de batería de condensadores.
 - ⇒ 1 posición de servicios auxiliares.
 - ⇒ 1 posición de medida.
 - ⇒ 1 posición de reserva.
- Embarrado 30 kV Lucero:
 - ⇒ 1 posición de protección de Transformador.
 - ⇒ 2 posiciones de líneas desde la planta Lucero.
 - ⇒ 1 posición de servicios auxiliares.
 - ⇒ 1 posición de medida.

- c) Sistema de Control y Protecciones.
- d) Sistema de Servicios Auxiliares.
- e) Sistemas Complementarios.

Las características de cada nivel de tensión de la SET Dulcero 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 us): 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 us): 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

Se instalarán dos unidades de transformación 220/30 kV, una para cada parque fotovoltaico. El transformador que dará servicio a la PSF DULCINEA será de 75/90 MVA mientras que el transformador de la planta Lucero será de 50 MVA. Se creará un neutro con una reactancia conectada a tierra y que limitará la corriente de defecto a tierra a 500 A 30 segundos. Además, se protegerá contra el rayo mediante la instalación de pararrayos en la parte de alta y baja tensión del transformador.

En cuanto al diseño de la red de puesta tierra, según la superficie que ocupará la SET Dulcero, se dispondrá de una malla en forma de rectángulo y formando retículas de aproximadamente 4,55 x 4,3 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 5.120 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 esta red interior con otros puestos remotos, como el centro de control. Para poder realizar las comunicaciones entre la SET Dulcero y la subestación Colectora Carmona será necesario instalar un cable de fibra óptica entre ambas subestaciones, del tipo OPGW, que se instalará 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).

Respecto al Sistema de medida para facturación, se realizará en el lado 220 kV de cada uno de los transformadores y constará de dos contadores (principal y redundante) electrónicos combinados de activa y reactiva.

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 Dulcero 220 kV

La Línea de Evacuación Dulcero 220 kV consiste en una línea aérea de alta tensión a 220 kV de doble circuito de 4,76 km de longitud en el término municipal de Carmona, en la provincia de Sevilla. Esta línea tendrá su inicio en la SET Dulcero y terminará en los pórticos de la Subestación Colectora Carmona, ambas por construir. La línea se ha diseñado para evacuar la energía producida por las futuras plantas fotovoltaicas Dulcinea y Lucero.

La línea de evacuación Dulcero 220 kV está formada por un total de 16 apoyos, entre los que se distinguen apoyos de alineación, de ángulo y apoyos finales de línea.

Las características principales de la línea son las siguientes:

- Tipo: Aérea D/C (inicialmente solo se tenderá 1 circuito)
- Tensión de servicio: 220 kV
- Frecuencia: 50 Hz
- Tipo de torres: Metálicas Vertical (Tipo N)

- N° de torres: 16
- Conductor: LA-455 (402-AL1/52-ST1A)
- Cable de tierra: OPGW-48
- Aisladores de suspensión: 16 elementos U120BS
- Aisladores de amarre: 2x16 elementos U120BS
- Categoría: Especial

5. SET Colectora Promotores Carmona 220/400 KV

La subestación SET Colectora Promotores Carmona 220/400 kV estará ubicada al sur de la SE Carmona, perteneciente a REE, en la parcela 115 del polígono 10 en el término municipal de Carmona, aproximadamente a unos 14 kilómetros del municipio de Carmona y a 5 kilómetros de Los Rosales. Su planta será de forma rectangular con una longitud perimetral de 371,4 metros.

A través de esta Subestación Colectora-Transformadora evacuarán la energía producida varias plantas fotovoltaicas: Lucero 1, Dulcinea, Greencar 1,2 y 3, HSF Arcadia Carmona 1,2 y 3, Carmo 1,2 y 3 y PV OPDE Carmona 1 y 2, con punto de acceso concedido en el Nudo Carmona 400 kV.

Las plantas fotovoltaicas anteriormente mencionadas evacuan en 30 kV mediante líneas subterráneas hacia subestaciones elevadoras que, mediante transformadores de potencia elevan el nivel de tensión hasta los 220 kV. Desde aquí se trazan líneas aéreas que interconectan las subestaciones elevadoras de cada parque con la SET Colectora Promotores Carmona 220/400 kV. Por un lado, los parques fotovoltaicos Lucero 1 y Dulcinea evacúan mediante la subestación elevadora Dulcero 30/220 kV y de aquí, directamente hacia la SET Colectora Promotores Carmona 220/400 kV, mediante una línea aérea de alta tensión.

La subestación colectora-transformadora SET Carmona 220/400 kV recibe la energía en 220 kV de los parques anteriormente mencionados y, mediante uso de un autotransformador trifásico de potencia 600 MVA, eleva el nivel de tensión hasta los 400 kV. La interconexión de esta subestación con el nudo de 400 kV en la SE Carmona (REE) se realizará por una línea aérea de 400 kV.

La configuración técnica de la subestación adoptada es de dos bahías de línea de entrada de 220 kV que recolecta la energía generada por los parques fotovoltaicos, una barra colectora en 220 kV, un autotransformador trifásico de potencia 600 MVA y una bahía de línea de salida en 400 kV hacia REE.

a) Sistema 220 kV

- Tensión nominal: 220 kV
- Tensión más elevada para el material (U_m): 245 kV
- Tecnología: Convencional
- Instalación: Intemperie

b) Parque 400 kV

- Tensión nominal: 400 kV
- Tensión más elevada para el material (U_m): 420 kV

- Tecnología: Convencional
 - Instalación: Intemperie
- c) Sistema de Transformación 220/400 kV: Autotransformador trifásico con una potencia de evacuación total de 600 MVA con arrollamientos primarios y secundarios de 400 kV y 220 kV respectivamente y arrollamientos terciarios con el principal objetivo de alimentar a los servicios auxiliares de la subestación.
- d) Parque 30 kV
- Tensión nominal: 30 kV
 - Tensión más elevada para el material (U_m): 36 kV
 - Tecnología: Convencional
 - Instalación: Cabinas instaladas en edificio junto a la apartamentada necesaria para la interconexión aéreo-subterránea del bobinado del autotransformador hacia las cabinas.
- e) Edificio de Eléctrico Común: Se construirá un único edificio común que albergará un almacén donde se dispondrá de todos los elementos de repuestos de los equipos instalados en la subestación; una sala de SCADA y CCTV; una sala de armarios, donde se dispondrá de bastidores integrados de control y protección de las bahías de la subestación, armarios de corriente alterna (C.A.) y corriente continua (C.C.) para servicios auxiliares, unidad de control de la subestación y sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI); sala de media tensión con sus correspondientes cabinas y alimentación a dos transformadores trifásicos de servicios auxiliares; sala de baterías de níquel-cadmio con el principal objetivo de almacenar la energía que se utiliza en el disparo de los interruptores y de alimentación a los equipos de control, protección y medida; sala de promotores; sala de reuniones y aseos portátiles.

Para el control y protección de las posiciones de transformación y entrada-salida de línea en 220 kV y 400 kV, se dispondrá de una sala de mando y control ubicada en el propio edificio de mando y que alojará los equipos de alimentaciones auxiliares (SAI, equipo rectificador-cargador de baterías y paneles de distribución), paneles de protección de las posiciones de transformación y de línea, así como un armario homologado para la medida fiscal. Estos equipos se comunicarán en su caso con el sistema de control y protección existente de la red eléctrica nacional, para las funciones que se requieran.

El sistema de servicio auxiliar de C.C. y C.A. se generará en el propio edificio mediante equipos rectificador-cargador de baterías, bancos de baterías y paneles de distribución de C.A. y C.C.

6. Línea de evacuación en 400 kV de Promotores Nudo Carmona 400 kV

Línea de Evacuación Promotores Nudo Carmona 400 kV estará localizada íntegramente en el término municipal de Carmona y tendrá una longitud de 480 metros.

La línea será de circuito simple, con un conductor por fase y dos cables de guarda con fibra óptica para tener dos canales de comunicaciones. Como conductor de fase se utiliza el LA-545, CARDINAL, (485-AL1/63-ST1A) y como conductor de tierra se empleará el OPGW-48. Tendrá una tensión de 400 kV y una potencia aparente de 622,8 MVA

Sus principales características son las siguientes:

Características	Elemento	Magnitud
Dimensiones	Apoyos metálicos de celosía	4 troncopiramidales
	Longitud total de línea aérea	480 m
	Longitud vano (media)	96 m
	Altura apoyos (media y rango)	51,2 m (41,5 - 56,5 m)
	Volumen de excavación para la cimentación de cada apoyo (media y total línea)	110,0 m ³ (441,2 m ³)
	Diámetro cables (conductores/tierra óptico)	30,42 / 17,0 mm
Superficie ocupada	Apoyos (permanente)	320,9 m ²
	Campa de trabajo (temporal)	Según apoyo
	Longitud total de accesos para apoyos (campo a través)	-
	Longitud total de accesos para apoyos (caminos nuevos)	0